

FACOLTÀ DI INGEGNERIA

Corso di Laurea Specialistica in Ingegneria Energetica

Tesi di Laurea in Impiego Industriale dell'Energia e Cogenerazione

**GLI OBIETTIVI “RINNOVABILI” NELLA
PIANIFICAZIONE ENERGETICA
REGIONALE**

Tesi di Laurea di:

UGO MENCHERINI

Relatore:

Prof. Ing. MICHELE BIANCHI

Correlatori:

Ing. ATTILIO RAIMONDI

Ass. Dott. GIAN CARLO MUZZARELLI

Sessione II

Tesi svolta all'interno del progetto di collaborazione e della convenzione firmata tra Università di Bologna (Facoltà di Ingegneria) e Regione Emilia Romagna (Assessorato alle Attività Produttive)

RINGRAZIAMENTI

Il ringraziamento più grande e sentito va innanzitutto ai miei genitori: mia madre Tiziana, per l'infinita pazienza con cui mi ha seguito durante questo percorso, e mio padre Oreste, andatosene prima di avermi visto raggiungere un traguardo di cui sarebbe stato molto orgoglioso: questo mio lavoro lo dedico a loro.

Un ringraziamento particolare va al Prof. Ing. Michele Bianchi, per la grandissima disponibilità e la pazienza con cui mi ha seguito durante il lavoro di tesi (sopportando le valanghe di mail con cui temo di aver intasato la sua casella di posta elettronica), nonché per i preziosi consigli che ha sempre saputo darmi.

Ringrazio di cuore la Regione Emilia Romagna, l'Assessorato alle Attività Produttive e –in particolar modo- il “Servizio Politiche Energetiche”, per avermi dato l'opportunità di godere della convenzione stipulata tra Università e Regione, lavorando fattivamente per oltre sette mesi nei loro uffici; in particolare, grazie all'Ing. Attilio Raimondi (Responsabile del Servizio Politiche Energetiche) e all'Ing. Davide Scapinelli, che nel corso di questo periodo mi hanno sopportato, seguendomi costantemente e fornendomi tutto l'aiuto e i dati di cui avevo bisogno.

Grazie anche all'Assessore alle Attività Produttive della Regione Emilia Romagna, Gian Carlo Muzzarelli, all'Assessore alla Scuola e Università della Regione Emilia Romagna Patrizio Bianchi, al Consigliere Regionale Maurizio Cevenini (un amico, prima di tutto), all'Assessore alle Attività Produttive della Provincia di Bologna, Emanuele Burgin, per le interviste concesse e per i costruttivi confronti che abbiamo avuto in più di un'occasione.

Credo però che questo percorso non si sarebbe potuto compiere senza avere avuto al fianco amici straordinari: Vittorio (un fratello con cui ho condiviso percorsi di vita, più che un semplice amico), Davide (cui devo la “realizzazione pratica” di questa tesi, grazie ancora Davide!), i mitici ragazzi dell'altrettanto mitico “Gruppo ControTendenza Bologna”, divenuto per me molto più che un gruppo da stadio, ma una seconda famiglia: per tutti (siete troppi per nominarvi uno ad uno!) cito Claudio, un “fratello maggiore”, una delle persone più straordinarie e di valore che io abbia avuto la fortuna di conoscere in tutta la mia vita: AVANTI CTB!

Grazie ai colleghi e amici della Redazione Sportiva di Odeon Tv – Telesanterno, (Matteo, Maurizio e Alessio su tutti) per essere sempre stati disponibili a conciliare le mie esigenze di laureando con quelle della Redazione e dell'Emittente.

Un grazie, infine, al Bologna F.C., per il solo fatto di esistere. Grazie di cuore.

INDICE

- **INTRODUZIONE** Pag. 1

PARTE PRIMA: “Introduzione alla problematica energetica” Pag. 7

- **CAPITOLO 1: “Introduzione al concetto di energia”** Pag. 8
 - 1.1: “Premessa” Pag. 8
 - 1.2: “Il concetto di energia” Pag. 10
 - 1.2.1: “Definizione” Pag. 10
 - 1.2.2: “Misurazione dell’energia” Pag. 11
 - 1.2.3: “Caratteristiche dell’energia” Pag. 12
 - 1.2.4: “Forme di energia” Pag. 13
 - 1.3: “Breve storia dello sfruttamento dell’energia da parte dell’uomo” Pag. 14
 - 1.4: “Introduzione al concetto di problematica energetica” Pag. 18

- **CAPITOLO 2: “La crisi energetica e ambientale a livello globale”** Pag. 20
 - 2.1: “Introduzione” Pag. 20
 - 2.2: “Una visione di insieme” Pag. 22
 - 2.3: “Il quadro attuale e le previsioni future dei consumi energetici mondiali” Pag. 24
 - 2.3.1: “La crescita demografica ed economica come propulsori dell’incremento di richiesta energetica” Pag. 27
 - 2.3.2 : “Relazione tra aumento dei consumi energetici e incremento delle emissioni climalteranti” Pag. 31
 - 2.3.3 : “Gli scenari possibili nel settore dell’energia per le emissioni di CO₂ in atmosfera” Pag. 35

- 2.4 : “Deliberazioni internazionali in materia energetica, ambientale e di sviluppo sostenibile” Pag. 41
- 2.5 : “Lo scenario italiano in relazione alla direttiva 2009/28/CE” Pag. 45
 - 2.5.1: “Le Fonti Energetiche Rinnovabili per la produzione di elettricità” Pag. 56
 - 2.5.2 : “Le Fonti Energetiche Rinnovabili per gli usi termici” Pag. 60
 - 2.5.3 : “I biocarburanti per i trasporti” Pag. 61
- 2.6 : “Considerazioni in merito al nuovo Piano D’Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili” Pag. 64
 - 2.6.1: “Consumi finali per riscaldamento e raffrescamento” Pag. 65
 - 2.6.2: “Consumi finali di energia elettrica” Pag. 65
 - 2.6.3: “Consumi di carburante nel settore dei trasporti” Pag. 66
- 2.7 : “Osservazioni sul Piano D’Azione Nazionale per le Energie Rinnovabili” Pag. 70

- **CAPITOLO 3:** “Politiche e provvedimenti italiani per uno sviluppo energetico e ambientale sostenibile” Pag. 73
 - 3.1 : “La condizione attuale italiana e le proiezioni al 2020” Pag. 73
 - 3.2 : “Politiche governative per l’efficienza energetica” Pag. 78
 - 3.3 : “Politiche governative per le rinnovabili” Pag. 81
 - 3.4 : “Italia e politiche europee per le rinnovabili al 2020” Pag. 84
 - 3.4.1 : “Politiche nel settore dei trasporti” Pag. 84
 - 3.4.2 : “Politiche nell’ambito di riscaldamento e raffreddamento” Pag. 86
 - 3.5 : “Politiche governative per la riduzione delle emissioni di CO₂” Pag. 88
 - 3.6 : “Interventi di fiscalità energetica” Pag. 90
 - 3.7 : “Gli strumenti di incentivazione: dal CIP 6/92 ai certificati verdi e ai titoli di efficienza energetica” Pag. 93

- 3.7.1 : “La produzione incentivata con il CIP 6/92” Pag. 94
- 3.7.2 : “I Certificati Verdi” Pag. 96
 - 3.7.2.1 : “Il principio di incentivazione mediante CV” Pag. 96
 - 3.7.2.2 : “Caratteristiche di attribuzione dei CV” Pag. 98
 - 3.7.2.3 : “Le transazioni dei Certificati Verdi: il mercato dei CV” Pag. 98
 - 3.7.2.4 : “Le transazioni dei Certificati Verdi: le transazioni bilaterali” Pag. 102
 - 3.7.2.5 : “I risultati ottenuti e l’efficacia delle quote obbligate di Certificati Verdi rispetto agli obiettivi per il 2020” Pag. 103
- 3.7.3 : “I Titoli di Efficienza Energetica (TEE)” Pag. 104
 - 3.7.3.1 : “Principi di funzionamento del sistema dei TEE” Pag. 105
 - 3.7.3.2 : “Emissione e caratteristiche dei TEE” Pag. 106
 - 3.7.3.3 : “Risultati e criticità del sistema dei TEE” Pag. 108
- 3.7.4 : “Il Conto Energia” Pag. 111
 - 3.7.4.1 : “Evoluzione storica del Conto Energia” Pag. 111
 - 3.7.4.2 : “I principi di funzionamento del vecchio Conto Energia” Pag. 112
 - 3.7.4.3 : “I finanziamenti da Conto Energia alle persone fisiche” Pag. 113
 - 3.7.4.4 : “I finanziamenti da Conto Energia alle persone giuridiche” Pag. 115
 - 3.7.4.5 : “Iter burocratico per l’accesso a Conto Energia” Pag. 117
 - 3.7.4.6 : “Vantaggi e svantaggi del sistema Conto Energia” Pag. 118
 - 3.7.4.7 : “La situazione attuale” Pag. 119
 - 3.7.4.8 : “Il nuovo Conto Energia” Pag. 121
 - 3.7.4.9 : “Il regime fiscale connesso al nuovo sistema” Pag. 122

- 3.8 : “Altri meccanismi di incentivazione del risparmio energetico” Pag. 123
 - 3.8.1 : “Incentivi alla cogenerazione” Pag. 123
 - 3.8.2 : “Valutazioni sull’embodied energy” Pag. 128
 - 3.8.3 : “Valutazioni sull’energia consumata dagli edifici” Pag. 130
 - 3.8.4 : “La certificazione energetica degli edifici” Pag. 133
 - 3.8.5 : “La problematica connessa alla climatizzazione estiva” Pag. 138
 - 3.8.6 : “I servizi energetici per gli edifici” Pag. 140
 - 3.8.7 : “Le potenzialità energetiche dei rifiuti” Pag. 142
 - 3.8.8 : “La generazione distribuita” Pag. 145
 - 3.8.9 : “Implementazione di un nuovo concetto di rete” Pag. 147
- 3.9 : “Problemi politici, di legislazione e di comunicazione: le barriere non tecniche e non economiche” Pag. 150
- 3.10 : “Conclusioni: efficacia delle politiche governative di incentivazione delle FER e di sviluppo della rete diffusa” Pag. 154
- 3.11 : “Considerazioni finali sulle politiche rinnovabili” Pag. 161

- **CAPITOLO 4: “Il Mercato Elettrico Italiano”** Pag. 162
 - 4.1 : “Introduzione” Pag. 162
 - 4.2 : “Struttura del Mercato Elettrico” Pag. 165
 - 4.3 : “Caratteristiche dei Mercati Elettrici costituenti la Borsa Elettrica” Pag. 166
 - 4.3.1 : “Mercato Elettrico A Pronti” Pag. 166
 - 4.3.2 : “Mercato Elettrico A Termine” Pag. 168
 - 4.3.3 : “Peculiarità dei singoli mercati” Pag. 169
 - 4.4 : “La Borsa Elettrica: ammissione alle contrattazioni” Pag. 171
 - 4.5 : “Funzionamento della borsa e consegna dei derivati dell’energia” Pag. 172
 - 4.6 : “La struttura del GME” Pag. 174
 - 4.7 : “Configurazioni zonali del mercato elettrico” Pag. 175
 - 4.8 : “I corrispettivi versati dagli operatori del mercato” Pag. 177
 - 4.9 : “Aspetti contabili e fiscali della Borsa dell’Energia” Pag. 179

PARTE SECONDA: “Le Fonti Energetiche Rinnovabili: il quadro globale” Pag. 180

- **CAPITOLO 5:** “Il ruolo delle Fonti Energetiche Alternative nell’attuale panorama Italiano” Pag. 181
 - 5.1 : “Introduzione” Pag. 181
 - 5.2 : “La produzione di energia da Fonti Energetiche Rinnovabili in Italia” Pag. 184
 - 5.3 : “La produzione di calore da Fonti Energetiche Rinnovabili in Italia” Pag. 186
 - 5.4 : “Il ruolo dei Biocombustibili” Pag. 188
 - 5.5 : “L’evoluzione delle FER in Italia nel periodo 1995 - 2008” Pag. 189
 - 5.5.1 : “La fonte Idroelettrica” Pag. 190
 - 5.5.2 : “Le fonti Eolica, Fotovoltaica e Geotermica” Pag. 191
 - 5.5.3 : “La fonte a Biomassa” Pag. 192
 - 5.6 : “Il ruolo delle FER in Italia nel medio e lungo periodo” Pag. 193
 - 5.6.1 : “Caratteristiche degli scenari ENEA per la valutazione delle Fonti Rinnovabili” Pag. 194
 - 5.6.2 : “Sviluppo delle Fonti Rinnovabili nel medio periodo (2020) e potenziale raggiungibile” Pag. 196
 - 5.6.3 : “Sviluppo delle Fonti Rinnovabili e obiettivi europei al 2020” Pag. 199
 - 5.6.3.1 : “Quota di calore da FER sui consumi finali per usi termici (20% al 2020)” Pag. 201
 - 5.6.3.2 : “Quota di energia elettrica da FER sul CIL di energia elettrica (21% al 2020)” Pag. 202
 - 5.6.3.3 : “Quota di biocarburante sul consumo di carburanti per il trasporto (10% al 2020)” Pag. 202
 - 5.6.3.4 : “Quota di energia da FER sul totale dei consumi finali (17% al 2020)” Pag. 202
 - 5.7 : “Potenziale accessibile e sviluppo delle Fonti Rinnovabili nel lungo periodo (2040)” Pag. 203
 - 5.7.1 : “La fonte solare principale opzione di lungo periodo (2040)” Pag. 205

▪ 5.8 : “”Stima del costo dell’incentivazione delle Fonti Rinnovabili”	Pag. 207
• CAPITOLO 6: “Le Biomasse”	Pag. 209
○ 6.1 : “Introduzione”	Pag. 209
○ 6.2 : “Le biomasse come fonte rinnovabile di energia”	Pag. 212
○ 6.3 : “Biomasse, bioenergia e biocombustibili”	Pag. 215
○ 6.4 : “Tecnologie per la produzione di energia”	Pag. 219
▪ 6.4.1 : “Combustione diretta e co-combustione”	Pag. 219
▪ 6.4.2 : “Gassificazione”	Pag. 220
▪ 6.4.3 : “Pirolisi”	Pag. 220
▪ 6.4.4 : “Digestione anaerobica”	Pag. 222
▪ 6.4.5 : “Digestione aerobica”	Pag. 223
▪ 6.4.6 : “Fermentazione alcolica”	Pag. 223
○ 6.5 : “Risorse e potenzialità energetiche della biomassa in Italia”	Pag. 225
○ 6.6 : “Impatti dovuti alla produzione di energia da biomasse”	Pag. 227
▪ 6.6.1 : “Benefici connessi allo sfruttamento delle biomasse”	Pag. 228
▪ 6.6.2 : “Criticità connesse allo sfruttamento delle biomasse”	Pag. 231
▪ 6.6.3 : “Il bilancio della CO ₂ ”	Pag. 233
• CAPITOLO 7: “L’energia eolica”	Pag. 235
○ 7.1 : “Introduzione alla fonte eolica”	Pag. 235
○ 7.2 : “Prospettive tecnologiche”	Pag. 240
▪ 7.2.1 : “Tecnologia piccolo eolico”	Pag. 241
▪ 7.2.2 : “Tecnologia eolica on-shore”	Pag. 242
▪ 7.2.3 : “Tecnologia eolica off-shore”	Pag. 242
▪ 7.2.4 : “Tecnologia eolica galleggiante per acque profonde”	Pag. 245
▪ 7.2.5 : “Tecnologia eolica d’alta quota”	Pag. 246
○ 7.3 : “Problematiche connesse alla tecnologia eolica”	Pag. 247

- 7.4 : “Sviluppo attuale a livello mondiale della tecnologia eolica” Pag. 248
- 7.5 : “Sviluppo attuale a livello italiano della tecnologia eolica” Pag. 254
- 7.6 : “Previsioni di sviluppo futuro della tecnologia eolica a livello mondiale” Pag. 259
- 7.7 : “Previsioni di sviluppo futuro della tecnologia eolica a livello italiano” Pag. 262
- 7.8 : “Analisi economica della tecnologia eolica” Pag. 264

- **CAPITOLO 8: “L’energia geotermica”** Pag. 267
 - 8.1 : “Introduzione alla fonte geotermica” Pag. 267
 - 8.2 : “Breve storia della tecnologia geotermica” Pag. 270
 - 8.3 : “Modalità di sfruttamento della risorsa geotermica” Pag. 271
 - 8.3.1 : “Sfruttamento delle risorse geotermiche a bassa temperatura” Pag. 272
 - 8.3.2 : “Sfruttamento delle risorse geotermiche a medio-alta temperatura” Pag. 273
 - 8.4 : “Costo di un impianto geotermico” Pag. 274
 - 8.5 : “Tipologie impiantistiche” Pag. 275
 - 8.5.1 : “Impianti convenzionali” Pag. 276
 - 8.5.2 : “Sistemi avanzati” Pag. 278
 - 8.6 : “Stato attuale a livello mondiale della tecnologia geotermica” Pag. 281
 - 8.7 : “Stato attuale a livello italiano della tecnologia geotermica” Pag. 283
 - 8.8 : “Problematiche connesse alla tecnologia geotermica” Pag. 288
 - 8.9 : “Prospettive tecnologiche” Pag. 289
 - 8.10 : “Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione” Pag. 292
 - 8.11 : “Analisi economica della tecnologia geotermica” Pag. 298

- **CAPITOLO 9: “L’energia idraulica”** Pag. 303
 - 9.1 : “Introduzione alla fonte idraulica” Pag. 303
 - 9.2 : “Stato attuale a livello mondiale della tecnologia idroelettrica” Pag.305
 - 9.3 : “Stato attuale a livello italiano della tecnologia idroelettrica” Pag. 307
 - 9.4 : “Tipologie impiantistiche” Pag. 315
 - 9.4.1 : “Impianti ad acqua fluente” Pag. 315
 - 9.4.2 : “Impianti a bacino” Pag. 317
 - 9.4.3 : “Impianti di pompaggio” Pag. 319
 - 9.4.4 : “Impianti mini-idroelettrici” Pag. 320
 - 9.4.4.1 : “Generazione di energia negli impianti mini-idroelettrici” Pag. 321
 - 9.4.4.2 : “Localizzazione degli impianti mini-idroelettrici” Pag. 321
 - 9.4.4.3 : “Ulteriori sotto-classificazioni degli impianti mini-idroelettrici” Pag. 322
 - 9.4.4.4 : “Sviluppo mondiale del mini-idroelettrico” Pag. 323
 - 9.4.4.5 : “Sviluppo economico del mini-idroelettrico” Pag. 323
 - 9.4.4.6 : “Aspetti economici e costi del mini-idroelettrico” Pag. 324
 - 9.5 : “Calcolo del rendimento globale di un impianto idroelettrico” Pag. 325
 - 9.6 : “Problematiche e impatto ambientale degli impianti idroelettrici” Pag. 326
 - 9.7 : “Prospettive tecnologiche e R&S” Pag. 327
 - 9.8 : “Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione” Pag. 329
 - 9.9 : “Analisi economica” Pag. 336

- **CAPITOLO 10 : “L’energia solare”** Pag. 338
 - 10.1 : “Introduzione e riferimenti normativi” Pag. 338
 - 10.2 : “Modalità di sfruttamento della risorsa solare” Pag. 339

- 10.3 : “Stima dell’energia disponibile da fonte solare – sfruttamento elettrico” Pag. 341
- 10.4 : “Stima dell’energia disponibile da fonte solare – sfruttamento termico” Pag. 342

- **CAPITOLO 11 : “Il solare fotovoltaico”** Pag. 343
 - 11.1 : “Introduzione e principi di funzionamento” Pag. 343
 - 11.2 : “Stato attuale a livello mondiale della tecnologia fotovoltaica” Pag. 348
 - 11.3 : “Stato attuale a livello italiano della tecnologia fotovoltaica” Pag.354
 - 11.4 : ”Prospettive tecnologiche e R&S” Pag. 364
 - 11.4.1 : “Fotovoltaico piano” Pag. 364
 - 11.4.2 : “Fotovoltaico a concentrazione” Pag. 367
 - 11.5 : “Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione” Pag. 369
 - 11.6 : “Dati tecnico – economici” Pag. 373
 - 11.7 : “Politiche per il solare fotovoltaico” Pag. 377

- **CAPITOLO 12 : “Il solare termico”** Pag. 380
 - 12.1 : “Introduzione alla tecnologia solare termica” Pag. 380
 - 12.2 : “Tipologie impiantistiche” Pag. 383
 - 12.2.1 : “Collettori piani vetrati selettivi” Pag. 383
 - 12.2.2 : “Collettori sottovuoto” Pag. 384
 - 12.2.3 : “Collettori in materiale plastico” Pag. 385
 - 12.3 : “Stato attuale a livello mondiale della tecnologia solare termica” Pag. 386
 - 12.4 : “Stato attuale a livello italiano della tecnologia solare termica” Pag. 389
 - 12.5 : “Prospettive tecnologiche e R&S” Pag. 391
 - 12.5.1 : “Sistemi solari di teleriscaldamento” Pag. 392
 - 12.5.2 : “Produzione di calore di processo per l’industria” Pag. 395
 - 12.5.3 : “Solar cooling” Pag. 396

- 12.5.4 : “Desalinizzazione dell’acqua di mare e trattamento dell’acqua” Pag. 398
 - 12.5.5 : “Sistemi ibridi solare termico – solare fotovoltaico” Pag. 400
- 12.6 : “Dati tecnico – economici” Pag. 401
- 12.7 : “Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione” Pag. 403
- 12.8 : “Appendice: confronto tra solare termico e altre tecnologie di riscaldamento per uso civile” Pag. 406

- **CAPITOLO 13** : “Il solare termodinamico” Pag. 408
 - 13.1 : “Introduzione alla tecnologia solare termica” Pag. 380
 - 13.2 : “Tipologie impiantistiche” Pag. 412
 - 13.2.1 : “Concentratori a disco parabolico” Pag. 412
 - 13.2.2 : “Sistemi a torre con ricevitore centrale” Pag. 413
 - 13.2.3 : “Concentratori parabolici lineari” Pag. 415
 - 13.3 : “Prospettive tecnologiche” Pag. 419
 - 13.3.1 : “L’Impianto Archimede” Pag. 420
 - 13.4 : “Potenziale di sviluppo e barriere alla diffusione” Pag. 424
 - 13.5 : “Dati tecnico-economici” Pag. 426

PARTE TERZA: “Le Fonti Energetiche Rinnovabili: il quadro Emiliano-Romagnolo, gli Scenari Previsionali e gli obiettivi per il prossimo PER”
Pag. 429

- **CAPITOLO 14:** “La realizzazione del quadro globale delle FER nella Regione Emilia Romagna” Pag. 429
 - 14.1 : “Introduzione e modalità della raccolta dati” Pag. 429
 - 14.2 : “Principali problematiche riscontrate e limiti del quadro conoscitivo” Pag. 430
 - 14.3 : “Sintesi del quadro finale ottenuto” Pag. 434

- **CAPITOLO 15:** “Lo stato delle biomasse nella Regione Emilia Romagna: quadro attuale, Scenari Previsionali e obiettivi per il prossimo P.E.R.” Pag. 436
- 15.1 : “Introduzione” Pag. 436
- 15.2 : “Provincia di Bologna” Pag. 439
 - 15.2.1 : “Impianti in esercizio” Pag. 439
 - 15.2.2 : “Impianti autorizzati e non in esercizio” Pag. 441
 - 15.2.3 : “Impianti in fase di valutazione” Pag. 442
- 15.3 : “Provincia di Ferrara” Pag. 443
 - 15.3.1 : “Impianti in esercizio” Pag. 443
 - 15.3.2 : “Impianti autorizzati e non in esercizio” Pag. 445
 - 15.3.3 : “Impianti in fase di valutazione” Pag. 446
- 15.4 : “Provincia di Forlì-Cesena” Pag. 447
 - 15.4.1 : “Impianti in esercizio” Pag. 447
 - 15.4.2 : “Impianti autorizzati e non in esercizio” Pag. 449
 - 15.4.3 : “Impianti in fase di valutazione” Pag. 450
- 15.5 : “Provincia di Modena” Pag. 451
 - 15.5.1 : “Impianti in esercizio” Pag. 451
 - 15.5.2 : “Impianti autorizzati e non in esercizio” Pag. 453
 - 15.5.3 : “Impianti in fase di valutazione” Pag. 455
- 15.6 : “Provincia di Parma” Pag. 456
 - 15.6.1 : “Impianti in esercizio” Pag. 456
 - 15.6.2 : “Impianti autorizzati e non in esercizio” Pag. 458
 - 15.6.3 : “Impianti in fase di valutazione” Pag. 459
- 15.7 : “Provincia di Piacenza” Pag. 460
 - 15.7.1 : “Impianti in esercizio” Pag. 460
 - 15.7.2 : “Impianti autorizzati e non in esercizio” Pag. 462
 - 15.7.3 : “Impianti in fase di valutazione” Pag. 463
- 15.8 : “Provincia di Ravenna” Pag. 464
 - 15.8.1 : “Impianti in esercizio” Pag. 464
 - 15.8.2 : “Impianti autorizzati e non in esercizio” Pag. 466
 - 15.8.3 : “Impianti in fase di valutazione” Pag. 468
- 15.9 : “Provincia di Reggio Emilia” Pag. 443
 - 15.9.1 : “Impianti in esercizio” Pag. 470
 - 15.9.2 : “Impianti autorizzati e non in esercizio” Pag. 471
 - 15.9.3 : “Impianti in fase di valutazione” Pag. 473
- 15.10 : “Provincia di Rimini” Pag. 475
 - 15.10.1 : “Impianti in esercizio” Pag. 475

- 15.10.2 : “Impianti autorizzati e non in esercizio” Pag. 477
- 15.10.3 : “Impianti in fase di valutazione” Pag. 478
- 15.11 : “Stato attuale complessivo delle biomasse in Emilia Romagna” Pag. 479
 - 15.11.1 : “Parco termoelettrico a biomasse attualmente installato (complessivo)” Pag. 479
 - 15.11.2 : “Parco termoelettrico ‘a rifiuti’ attualmente in esercizio” Pag. 485
 - 15.11.3 : “Parco termoelettrico a biomasse ‘convenzionali’ attualmente in esercizio” Pag. 491
 - 15.11.4 : “Ripartizione per ‘tipologia di biomassa’ degli impianti a biomasse convenzionali attualmente in esercizio” Pag. 499
- 15.12 : “Evoluzione storica dello stato ‘complessivo’ delle biomasse in Emilia Romagna” Pag. 502
- 15.13 : “Scenario a breve termine (2012): gli impianti autorizzati non ancora realizzati” Pag. 505
 - 15.13.1 : “Evoluzione al 2012 del parco termoelettrico a biomasse assimilate” Pag. 509
 - 15.13.1.1 : “Ripartizione territoriale dei termovalorizzatori al 2011-2012” Pag. 510
 - 15.13.2 : “Evoluzione al 2012 del parco termoelettrico a biomasse convenzionali” Pag. 513
 - 15.13.2.1 : “Ripartizione territoriale dei termovalorizzatori al 2011-2012” Pag. 514
 - 15.13.2.2 : “Confronto tra ‘Scenario a Breve Termine’ e ‘Stato Attuale’” Pag. 519
 - 15.13.2.3 : “Ripartizione delle nuove installazioni ‘convenzionali’ per tipologia impiantistica” Pag. 521
 - 15.13.2.4 : “Ripartizione per taglia e per tipologia degli impianti autorizzati non ancora realizzati” Pag. 525
- 15.14 : “Scenario a medio termine (2015): gli impianti in fase di valutazione” Pag. 537
 - 15.14.1 : “Evoluzione al 2015 del parco termoelettrico a biomasse ‘complessivo’ ” Pag. 540

- 15.14.2 : “Distribuzione territoriale degli impianti in fase di valutazione (in esercizio al 2015)” Pag. 542
 - 15.14.3 : “Ripartizione per tipologia impiantistica degli impianti in fase di valutazione” Pag. 544
 - 15.14.4 : “Ripartizione per taglia e per tipologia degli impianti in fase di valutazione” Pag. 547
 - 15.14.5 : “Considerazioni sulle possibili evoluzioni nel medio termine del mercato della biomassa” Pag. 558
 - 15.14.6 : “Distribuzione territoriale del parco a biomasse ‘convenzionali’ nello ‘Scenario di medio termine’” Pag. 560
 - 15.14.7 : “Suddivisione per tipologia impiantistica del parco termoelettrico a biomasse ‘convenzionali’ stimato in esercizio al 2015” Pag. 564
 - 15.15 : “Confronto con gli obiettivi definiti per le biomasse nel precedente P.E.R.” Pag. 566
 - 15.16 : “Definizione di nuovi obiettivi per la tecnologia a biomasse al 2015” Pag. 568
-
- **CAPITOLO 16:** “Lo stato dell’eolico nella Regione Emilia Romagna: quadro attuale, Scenari Previsionali e obiettivi per il prossimo P.E.R.” Pag. 571
 - 16.1 : “Introduzione” Pag. 571
 - 16.2 : “Provincia di Bologna” Pag. 573
 - 16.2.1 : “Impianti in esercizio” Pag. 573
 - 16.2.2 : “Impianti autorizzati e non in esercizio” Pag. 575
 - 16.2.3 : “Impianti in fase di valutazione” Pag. 576
 - 16.2.4 : “Impianti non autorizzati” Pag. 579
 - 16.3 : “Provincia di Ferrara” Pag. 580
 - 16.3.1 : “Impianti in esercizio” Pag. 580
 - 16.3.2 : “Impianti in fase di valutazione” Pag. 580
 - 16.4 : “Provincia di Forlì-Cesena” Pag. 581
 - 16.4.1 : “Impianti in esercizio” Pag. 581
 - 16.4.2 : “Impianti in fase di valutazione” Pag. 582
 - 16.4.3 : “Impianti non autorizzati” Pag. 584
 - 16.5 : “Provincia di Modena” Pag. 586

▪ 16.5.1 : “Impianti in esercizio”	Pag. 586
▪ 16.5.2 : “Impianti autorizzati e realizzati ma non in esercizio”	Pag. 587
▪ 16.5.3 : “Impianti in fase di valutazione”	Pag. 588
▪ 16.5.4 : “Impianti non autorizzati”	Pag. 589
○ 16.6 : “Provincia di Parma”	Pag. 590
▪ 16.6.1 : “Impianti in esercizio”	Pag. 590
▪ 16.6.2 : “Impianti autorizzati e realizzati ma non in esercizio”	Pag. 591
▪ 16.6.3 : “Impianti autorizzati ma non in esercizio”	Pag. 592
▪ 16.6.4 : “Impianti in fase di valutazione”	Pag. 593
▪ 16.6.5 : “Impianti non autorizzati”	Pag. 595
○ 16.7 : “Provincia di Piacenza”	Pag. 597
▪ 16.7.1 : “Impianti in esercizio”	Pag. 597
▪ 16.7.2 : “Impianti autorizzati e realizzati ma non in esercizio”	Pag. 598
▪ 16.7.3 : “Impianti in fase di valutazione”	Pag. 599
▪ 16.7.4 : “Impianti non autorizzati”	Pag. 600
○ 16.8 : “Provincia di Ravenna”	Pag. 601
▪ 16.8.1 : “Impianti in esercizio”	Pag. 601
▪ 16.8.2 : “Impianti autorizzati e non in esercizio”	Pag. 602
▪ 16.8.3 : “Impianti in fase di valutazione”	Pag. 603
▪ 16.8.4 : “Impianti non autorizzati”	Pag. 604
○ 16.9 : “Provincia di Reggio Emilia”	Pag. 605
▪ 16.9.1 : “Impianti in esercizio”	Pag. 605
▪ 16.9.2 : “Impianti in fase di valutazione”	Pag. 606
▪ 15.9.3 : “Impianti non autorizzati”	Pag. 607
○ 16.10 : “Provincia di Rimini”	Pag. 608
▪ 16.10.1 : “Impianti in esercizio”	Pag. 608
▪ 16.10.2 : “Impianti in fase di valutazione”	Pag. 609
▪ 16.10.3 : “Impianti non autorizzati”	Pag. 610
○ 16.11 : “Stato attuale complessivo dell’eolico in Emilia Romagna”	Pag. 611
▪ 16.11.1 : “Parco eolico attualmente installato”	Pag. 611
▪ 16.11.2 : “Evoluzione storica dello stato della tecnologia eolica in Emilia Romagna”	Pag. 613
▪ 16.11.3 : “Potenziale eolico complessivamente installato in Regione”	Pag. 615

- 16.12 : “Scenario a Breve Termine (2012): gli impianti autorizzati non ancora realizzati” Pag. 618
 - 16.12.1 : “Ripartizione territoriale del potenziale eolico al 2012” Pag. 620
 - 16.12.2 : “Evoluzione al 2012 del parco eolico emiliano romagnolo e confronto storico” Pag. 621
- 16.13 : “Scenario a Medio Termine (2015): gli impianti in fase di valutazione” Pag. 622
- 16.14 : “Gli impianti non autorizzati (2002-2010)” Pag. 627
- 16.15 : “Progetti eolici complessivamente valutati nella Regione Emilia Romagna nel periodo 2002-2010” Pag. 630
- 16.16 : “Confronto con gli obiettivi definiti per l’eolico nel precedente P.E.R.” Pag. 633
- 16.17 : “Definizione di nuovi obiettivi per la tecnologia eolica al 2015” Pag. 636

- **CAPITOLO 17:** “Lo stato del fotovoltaico nella Regione Emilia Romagna: quadro attuale, Scenari Previsionali e obiettivi per il prossimo P.E.R.” Pag. 638
 - 17.1 : “Introduzione” Pag. 638
 - 17.2 : “Provincia di Bologna” Pag. 640
 - 17.2.1 : “Impianti in esercizio” Pag. 640
 - 17.2.2 : “Impianti autorizzati e non in esercizio” Pag. 642
 - 17.2.3 : “Impianti in fase di valutazione” Pag. 643
 - 17.2.4 : “Impianti non autorizzati” Pag. 645
 - 17.3 : “Provincia di Ferrara” Pag. 645
 - 17.3.1 : “Impianti in esercizio” Pag. 645
 - 17.3.2 : “Impianti autorizzati e non in esercizio” Pag. 647
 - 17.3.3 : “Impianti in fase di valutazione” Pag. 649
 - 17.3.4 : “Impianti non autorizzati” Pag. 652
 - 17.4 : “Provincia di Forlì-Cesena” Pag. 653
 - 17.4.1 : “Impianti in esercizio” Pag. 653
 - 17.4.2 : “Impianti autorizzati e non in esercizio” Pag. 654
 - 17.4.3 : “Impianti in fase di valutazione” Pag. 656
 - 17.4.4 : “Impianti non autorizzati” Pag. 658

○ 17.5 : “Provincia di Modena”	Pag. 659
▪ 17.5.1 : “Impianti in esercizio”	Pag. 659
▪ 17.5.2 : “Impianti autorizzati non in esercizio”	Pag. 660
▪ 17.5.3 : “Impianti in fase di valutazione”	Pag. 661
▪ 17.5.4 : “Impianti non autorizzati”	Pag. 661
○ 17.6 : “Provincia di Parma”	Pag. 662
▪ 17.6.1 : “Impianti in esercizio”	Pag. 662
▪ 17.6.2 : “Impianti autorizzati non in esercizio”	Pag. 663
▪ 17.6.3 : “Impianti in fase di valutazione”	Pag. 664
▪ 17.6.4 : “Impianti non autorizzati”	Pag. 664
○ 17.7 : “Provincia di Piacenza”	Pag. 665
▪ 17.7.1 : “Impianti in esercizio”	Pag. 665
▪ 17.7.2 : “Impianti autorizzati non in esercizio”	Pag. 666
▪ 17.7.3 : “Impianti in fase di valutazione”	Pag. 667
▪ 17.7.4 : “Impianti non autorizzati”	Pag. 668
○ 17.8 : “Provincia di Ravenna”	Pag. 669
▪ 17.8.1 : “Impianti in esercizio”	Pag. 669
▪ 17.8.2 : “Impianti autorizzati non in esercizio”	Pag. 670
▪ 17.8.3 : “Impianti in fase di valutazione”	Pag. 671
▪ 17.8.4 : “Impianti non autorizzati”	Pag. 672
○ 17.9 : “Provincia di Reggio Emilia”	Pag. 673
▪ 17.9.1 : “Impianti in esercizio”	Pag. 673
▪ 17.9.2 : “Impianti autorizzati non in esercizio”	Pag. 674
▪ 17.9.3 : “Impianti in fase di valutazione”	Pag. 675
▪ 17.9.4 : “Impianti non autorizzati”	Pag. 675
○ 17.10 : “Provincia di Rimini”	Pag. 676
▪ 17.10.1 : “Impianti in esercizio”	Pag. 676
▪ 17.10.2 : “Impianti autorizzati non in esercizio”	Pag. 677
▪ 17.10.3 : “Impianti in fase di valutazione”	Pag. 678
▪ 17.10.4 : “Impianti non autorizzati”	Pag. 680
○ 17.11 : “Stato attuale del fotovoltaico in Emilia Romagna”	Pag. 681
▪ 17.11.1 : “Parco fotovoltaico attualmente installato”	Pag. 681
▪ 17.11.2 : “Ripartizione per taglia del parco fotovoltaico attualmente installato”	Pag. 682
▪ 17.11.3 : “Ripartizione per Provincia del parco fotovoltaico attualmente installato”	Pag. 685

- 17.11.4 : “Ripartizione per taglia e per Provincia del parco fotovoltaico attualmente installato” Pag. 692
 - 17.11.5 : “Evoluzione storica dello stato della tecnologia fotovoltaica in Emilia Romagna” Pag. 703
 - 17.12 : “Scenario a Breve Termine (2012): gli impianti autorizzati non ancora realizzati” Pag. 711
 - 17.12.1 : “Analisi delle installazioni autorizzate non ancora realizzate” Pag. 714
 - 17.12.2 : “Analisi del parco fotovoltaico emiliano-romagnolo stimato in esercizio al 2012” Pag. 720
 - 17.12.3 : “Evoluzione al 2012 del parco fotovoltaico emiliano-romagnolo e confronto storico” Pag. 724
 - 17.13 : “Scenario a Medio Termine (2015): gli impianti in fase di valutazione” Pag. 727
 - 17.13.1 : “Analisi delle installazioni in fase di valutazione” Pag. 729
 - 17.13.2 : “Analisi del parco fotovoltaico stimato in esercizio al 2015” Pag. 732
 - 17.13.3 : “Evoluzione al 2015 del parco fotovoltaico emiliano-romagnolo e confronto storico” Pag. 735
 - 17.14 : “Confronto con gli obiettivi definiti per il fotovoltaico nel precedente P.E.R.” Pag. 737
 - 17.15 : “Definizione di nuovi obiettivi per la tecnologia fotovoltaica al 2015” Pag. 739
-
- **CAPITOLO 18:** “Lo stato della tecnologia geotermica nella Regione Emilia Romagna: quadro attuale, Scenari Previsionali e obiettivi per il prossimo P.E.R.” Pag. 740
 - 18.1 : “Introduzione” Pag. 740
 - 18.2 : “Provincia di Bologna” Pag. 741
 - 18.3 : “Provincia di Ferrara” Pag. 744
 - 18.4 : “Provincia di Forlì-Cesena” Pag. 746
 - 18.5 : “Provincia di Modena” Pag. 747
 - 18.6 : “Provincia di Parma” Pag. 748
 - 18.7 : “Provincia di Piacenza” Pag. 750

- 18.8 : “Provincia di Ravenna” Pag. 751
- 18.9 : “Provincia di Reggio Emilia” Pag. 753
- 18.10 : “Provincia di Rimini” Pag. 754
- 18.11 : “Stato attuale della tecnologia geotermica in Emilia Romagna” Pag. 755
 - 18.11.1 : “Produzione di energia elettrica” Pag. 755
 - 18.11.2 : “Produzione di energia termica” Pag. 756
- 18.12 : “Confronto con gli obiettivi definiti per la tecnologia geotermica nel precedente P.E.R.” Pag. 759
- 18.13 : “Definizione di nuovi obiettivi per la tecnologia geotermica al 2015” Pag. 760

- **CAPITOLO 19:** “Lo stato dell’idroelettrico nella Regione Emilia Romagna: quadro attuale, Scenari Previsionali e obiettivi per il prossimo P.E.R.” Pag. 761
 - 19.1 : “Introduzione” Pag. 761
 - 19.2 : “Provincia di Bologna” Pag. 763
 - 19.2.1 : “Impianti in esercizio” Pag. 763
 - 19.2.2 : “Impianti autorizzati e non in esercizio” Pag. 764
 - 19.2.3 : “Impianti in fase di valutazione” Pag. 765
 - 19.3 : “Provincia di Ferrara” Pag. 766
 - 19.3.1 : “Impianti in esercizio” Pag. 766
 - 19.3.2 : “Impianti autorizzati e non in esercizio” Pag. 766
 - 19.3.3 : “Impianti in fase di valutazione” Pag. 767
 - 19.4 : “Provincia di Forlì-Cesena” Pag. 768
 - 19.4.1 : “Impianti in esercizio” Pag. 768
 - 19.4.2 : “Impianti autorizzati e non in esercizio” Pag. 769
 - 19.4.3 : “Impianti in fase di valutazione” Pag. 769
 - 19.5 : “Provincia di Modena” Pag. 770
 - 19.5.1 : “Impianti in esercizio” Pag. 770
 - 19.5.2 : “Impianti autorizzati non in esercizio” Pag. 771
 - 19.5.3 : “Impianti in fase di valutazione” Pag. 772
 - 19.6 : “Provincia di Parma” Pag. 773
 - 19.6.1 : “Impianti in esercizio” Pag. 773
 - 19.6.2 : “Impianti autorizzati non in esercizio” Pag. 774

- 19.6.3 : “Impianti in fase di valutazione” Pag. 775
- 19.7 : “Provincia di Piacenza” Pag. 776
 - 19.7.1 : “Impianti in esercizio” Pag. 776
 - 19.7.2 : “Impianti autorizzati non in esercizio” Pag. 777
 - 19.7.3 : “Impianti in fase di valutazione” Pag. 777
- 19.8 : “Provincia di Ravenna” Pag. 778
 - 19.8.1 : “Impianti in esercizio” Pag. 778
 - 19.8.2 : “Impianti autorizzati non in esercizio” Pag. 779
 - 19.8.3 : “Impianti in fase di valutazione” Pag. 779
- 19.9 : “Provincia di Reggio Emilia” Pag. 780
 - 19.9.1 : “Impianti in esercizio” Pag. 780
 - 19.9.2 : “Impianti autorizzati non in esercizio” Pag. 781
 - 19.9.3 : “Impianti in fase di valutazione” Pag. 781
- 19.10 : “Provincia di Rimini” Pag. 782
 - 19.10.1 : “Impianti in esercizio” Pag. 782
 - 19.10.2 : “Impianti autorizzati non in esercizio” Pag. 783
 - 19.10.3 : “Impianti in fase di valutazione” Pag. 783
- 19.11 : “Stato attuale dell'idroelettrico in Emilia Romagna” Pag. 784
 - 19.11.1 : “Parco idroelettrico complessivo attualmente installato” Pag. 784
 - 19.11.2 : “Parco idroelettrico rinnovabile attualmente installato” Pag. 789
 - 19.11.3 : “Evoluzione storica dello stato della tecnologia idroelettrica in Emilia Romagna” Pag. 797
- 19.12 : “Scenario a Breve Termine (2012): gli impianti autorizzati non ancora realizzati” Pag. 803
 - 19.12.1 : “Evoluzione al 2012 del parco idroelettrico rinnovabile emiliano-romagnolo e confronto storico” Pag. 804
 - 19.12.2 : “Ripartizione territoriale degli interventi autorizzati non ancora realizzati” Pag. 806
 - 19.12.3 : “Ripartizione territoriale del parco idroelettrico rinnovabile emiliano-romagnolo al 2012” Pag. 807
- 19.13 : “Scenario a Medio Termine (2015): gli impianti in fase di valutazione” Pag. 809

- 19.13.1 : “Evoluzione al 2015 del parco idroelettrico rinnovabile emiliano-romagnolo e confronto storico”
Pag. 811
- 19.13.2 : “Ripartizione territoriale degli interventi idroelettrici stimati al 2015”
Pag. 812
- 19.13.3 : “Analisi degli interventi idroelettrici in fase di valutazione: potenza installata”
Pag. 814
- 19.13.4 : “Ripartizione territoriale del parco idroelettrico rinnovabile emiliano-romagnolo stimato in esercizio al 2015”
Pag. 815
- 19.13.5 : “Ripartizione percentuale del parco idroelettrico rinnovabile emiliano-romagnolo stimato in esercizio al 2015”
Pag. 817
- 19.14 : “Confronto con gli obiettivi definiti per la tecnologia idroelettrica nel precedente P.E.R.”
Pag. 818
- 19.15 : “Definizione di nuovi obiettivi per la tecnologia idroelettrica al 2015”
Pag. 820

- **CAPITOLO 20:** “Lo stato attuale complessivo delle fonti energetiche rinnovabili in Emilia Romagna”
Pag. 823
 - 20.1 : “Introduzione”
Pag. 823
 - 20.2 : “Provincia di Bologna”
Pag. 824
 - 20.2.1 : “Parco rinnovabile in esercizio al 2010”
Pag. 824
 - 20.2.2 : “Potenza elettrica lorda: ripartizione tra le fonti energetiche rinnovabili”
Pag. 827
 - 20.2.3 : “Produzione elettrica lorda: ripartizione tra le fonti energetiche rinnovabili”
Pag. 828
 - 20.2.4 : “Contributo delle F.E.R. alla richiesta elettrica della Provincia”
Pag. 829
 - 20.3 : “Provincia di Ferrara”
Pag. 831
 - 20.3.1 : “Parco rinnovabile in esercizio al 2010”
Pag. 831
 - 20.3.2 : “Potenza elettrica lorda: ripartizione tra le fonti energetiche rinnovabili”
Pag. 833
 - 20.3.3 : “Produzione elettrica lorda: ripartizione tra le fonti energetiche rinnovabili”
Pag. 834

- 20.3.4 : “Contributo delle F.E.R. alla richiesta elettrica della Provincia” Pag. 835
- 20.4 : “Provincia di Forlì-Cesena” Pag. 836
 - 20.4.1 : “Parco rinnovabile in esercizio al 2010” Pag. 836
 - 20.4.2 : “Potenza elettrica lorda: ripartizione tra le fonti energetiche rinnovabili” Pag. 838
 - 20.4.3 : “Produzione elettrica lorda: ripartizione tra le fonti energetiche rinnovabili” Pag. 839
 - 20.4.4 : “Contributo delle F.E.R. alla richiesta elettrica della Provincia” Pag. 840
- 20.5 : “Provincia di Modena” Pag. 841
 - 20.5.1 : “Parco rinnovabile in esercizio al 2010” Pag. 841
 - 20.5.2 : “Potenza elettrica lorda: ripartizione tra le fonti energetiche rinnovabili” Pag. 843
 - 20.5.3 : “Produzione elettrica lorda: ripartizione tra le fonti energetiche rinnovabili” Pag. 844
 - 20.5.4 : “Contributo delle F.E.R. alla richiesta elettrica della Provincia” Pag. 845
- 20.6 : “Provincia di Parma” Pag. 846
 - 20.6.1 : “Parco rinnovabile in esercizio al 2010” Pag. 846
 - 20.6.2 : “Potenza elettrica lorda: ripartizione tra le fonti energetiche rinnovabili” Pag. 848
 - 20.6.3 : “Produzione elettrica lorda: ripartizione tra le fonti energetiche rinnovabili” Pag. 849
 - 20.6.4 : “Contributo delle F.E.R. alla richiesta elettrica della Provincia” Pag. 850
- 20.7 : “Provincia di Piacenza” Pag. 851
 - 20.7.1 : “Parco rinnovabile in esercizio al 2010” Pag. 851
 - 20.7.2 : “Potenza elettrica lorda: ripartizione tra le fonti energetiche rinnovabili” Pag. 853
 - 20.7.3 : “Produzione elettrica lorda: ripartizione tra le fonti energetiche rinnovabili” Pag. 854
 - 20.7.4 : “Contributo delle F.E.R. alla richiesta elettrica della Provincia” Pag. 855
- 20.8 : “Provincia di Ravenna” Pag. 856
 - 20.8.1 : “Parco rinnovabile in esercizio al 2010” Pag. 856
 - 20.8.2 : “Potenza elettrica lorda: ripartizione tra le fonti energetiche rinnovabili” Pag. 858

- 20.8.3 : “Produzione elettrica lorda: ripartizione tra le fonti energetiche rinnovabili” Pag. 859
- 20.8.4 : “Contributo delle F.E.R. alla richiesta elettrica della Provincia” Pag. 860
- 20.9 : “Provincia di Reggio Emilia” Pag. 861
 - 20.9.1 : “Parco rinnovabile in esercizio al 2010” Pag. 861
 - 20.9.2 : “Potenza elettrica lorda: ripartizione tra le fonti energetiche rinnovabili” Pag. 863
 - 20.9.3 : “Produzione elettrica lorda: ripartizione tra le fonti energetiche rinnovabili” Pag. 864
 - 20.9.4 : “Contributo delle F.E.R. alla richiesta elettrica della Provincia” Pag. 865
- 20.10 : “Provincia di Rimini” Pag. 866
 - 20.10.1 : “Parco rinnovabile in esercizio al 2010” Pag. 866
 - 20.10.2 : “Potenza elettrica lorda: ripartizione tra le fonti energetiche rinnovabili” Pag. 868
 - 20.10.3 : “Produzione elettrica lorda: ripartizione tra le fonti energetiche rinnovabili” Pag. 869
 - 20.10.4 : “Contributo delle F.E.R. alla richiesta elettrica della Provincia” Pag. 870
- 20.11 : “Stato attuale complessivo delle fonti energetiche rinnovabili in Emilia Romagna” Pag. 871
 - 20.11.1 : “Contributo delle fonti energetiche rinnovabili ‘pure’ al bilancio elettrico emiliano-romagnolo” Pag. 874
 - 20.11.2 : “Incidenza della produzione da F.E.R. sul C.I.L.: confronto tra Regioni italiane” Pag. 875
- 20.12 : “Analisi ‘per fonte’ dello stato attuale del parco rinnovabile puro emiliano-romagnolo” Pag. 879
- 20.13 : “Analisi ‘per Provincia’ dello stato attuale del parco rinnovabile puro emiliano-romagnolo” Pag. 882
- 20.14 : “Evoluzione temporale del parco rinnovabile emiliano-romagnolo: confronto con dati storici” Pag. 893
- 20.15 : “Confronto tra l’attuale parco rinnovabile e gli obiettivi definiti al 2010 nel precedente P.E.R.” Pag. 900

- **CAPITOLO 21:** “Evoluzione a breve termine (2012) del parco rinnovabile in Emilia Romagna” Pag. 901
 - 21.1 : “Introduzione” Pag. 901
 - 21.2 : “Provincia di Bologna” Pag. 903
 - 21.2.1 : “Parco rinnovabile stimato in esercizio al 2012” Pag. 903
 - 21.2.2 : “Analisi delle nuove installazioni FER stimate al 2012” Pag. 905
 - 21.3 : “Provincia di Ferrara” Pag. 906
 - 21.3.1 : “Parco rinnovabile stimato in esercizio al 2012” Pag. 906
 - 21.3.2 : “Analisi delle nuove installazioni FER stimate al 2012” Pag. 908
 - 21.4 : “Provincia di Forlì-Cesena” Pag. 909
 - 21.4.1 : “Parco rinnovabile stimato in esercizio al 2012” Pag. 909
 - 21.4.2 : “Analisi delle nuove installazioni FER stimate al 2012” Pag. 911
 - 21.5 : “Provincia di Modena” Pag. 912
 - 21.5.1 : “Parco rinnovabile stimato in esercizio al 2012” Pag. 912
 - 21.5.2 : “Analisi delle nuove installazioni FER stimate al 2012” Pag. 914
 - 21.6 : “Provincia di Parma” Pag. 915
 - 21.6.1 : “Parco rinnovabile stimato in esercizio al 2012” Pag. 915
 - 21.6.2 : “Analisi delle nuove installazioni FER stimate al 2012” Pag. 917
 - 21.7 : “Provincia di Piacenza” Pag. 918
 - 21.7.1 : “Parco rinnovabile stimato in esercizio al 2012” Pag. 918
 - 21.7.2 : “Analisi delle nuove installazioni FER stimate al 2012” Pag. 920
 - 21.8 : “Provincia di Ravenna” Pag. 921
 - 20.8.1 : “Parco rinnovabile stimato in esercizio al 2012” Pag. 921
 - 20.8.2 : “Analisi delle nuove installazioni FER stimate al 2012” Pag. 923

- 21.9 : “Provincia di Reggio Emilia” Pag. 924
 - 21.9.1 : “Parco rinnovabile stimato in esercizio al 2012” Pag. 924
 - 21.9.2 : “Analisi delle nuove installazioni FER stimate al 2012” Pag. 926
- 21.10 : “Provincia di Rimini” Pag. 927
 - 21.10.1 : “Parco rinnovabile stimato in esercizio al 2012” Pag. 927
 - 21.10.2 : “Analisi delle nuove installazioni FER stimate al 2012” Pag. 929
- 21.11 : “Stato complessivo delle fonti energetiche rinnovabili in Emilia Romagna al 2015 (Scenario a Medio Termine)” Pag. 930
- 21.12 : “Analisi della potenza elettrica rinnovabile incrementale stimata al 2012” Pag. 932
- 21.13 : “Analisi percentuale del parco elettrico rinnovabile stimato al 2012” Pag. 935
 - 21.13.1 : “Ripartizione percentuale tra le F.E.R. della potenza elettrica stimata installata al 2012” Pag. 935
 - 20.13.2 : “Ripartizione percentuale tra le F.E.R. della produzione elettrica lorda stimata al 2011-12” Pag. 937
- 21.14 : “Analisi territoriale del parco elettrico rinnovabile stimato al 2012” Pag. 940
 - 21.14.1 : “Ripartizione territoriale della potenza elettrica installata da F.E.R al 2012” Pag. 940
 - 21.14.2 : “Ripartizione territoriale della produzione elettrica stimata da F.E.R. al 2012” Pag. 946
- 21.15 : “La quota rinnovabile delle Province emiliano-romagnole stimata al 2012” Pag. 950
- 21.16 : “Classifica globale di rinnovabilità delle Province emiliano-romagnole stimata al 2012” Pag. 953
- 21.17 : “Evoluzione temporale al 2012 del parco rinnovabile emiliano-romagnolo: confronto con dati storici” Pag. 955

- **CAPITOLO 22:** “Evoluzione a medio termine (2015) del parco rinnovabile in Emilia Romagna” Pag. 963
 - 22.1 : “Introduzione” Pag. 963
 - 22.2 : “Provincia di Bologna” Pag. 966
 - 22.2.1 : “Parco rinnovabile stimato in esercizio al 2015” Pag. 966
 - 22.2.2 : “Analisi delle nuove installazioni FER stimate al 2015” Pag. 968
 - 22.3 : “Provincia di Ferrara” Pag. 969
 - 22.3.1 : “Parco rinnovabile stimato in esercizio al 2012” Pag. 969
 - 22.3.2 : “Analisi delle nuove installazioni FER stimate al 2012” Pag. 971
 - 22.4 : “Provincia di Forlì-Cesena” Pag. 972
 - 22.4.1 : “Parco rinnovabile stimato in esercizio al 2012” Pag. 972
 - 22.4.2 : “Analisi delle nuove installazioni FER stimate al 2012” Pag. 974
 - 22.5 : “Provincia di Modena” Pag. 975
 - 22.5.1 : “Parco rinnovabile stimato in esercizio al 2012” Pag. 975
 - 22.5.2 : “Analisi delle nuove installazioni FER stimate al 2012” Pag. 977
 - 22.6 : “Provincia di Parma” Pag. 978
 - 22.6.1 : “Parco rinnovabile stimato in esercizio al 2012” Pag. 978
 - 22.6.2 : “Analisi delle nuove installazioni FER stimate al 2012” Pag. 980
 - 22.7 : “Provincia di Piacenza” Pag. 981
 - 22.7.1 : “Parco rinnovabile stimato in esercizio al 2012” Pag. 981
 - 22.7.2 : “Analisi delle nuove installazioni FER stimate al 2012” Pag. 983
 - 22.8 : “Provincia di Ravenna” Pag. 984
 - 22.8.1 : “Parco rinnovabile stimato in esercizio al 2012” Pag. 984
 - 22.8.2 : “Analisi delle nuove installazioni FER stimate al 2012” Pag. 986

- 22.9 : “Provincia di Reggio Emilia” Pag. 987
 - 22.9.1 : “Parco rinnovabile stimato in esercizio al 2012” Pag. 987
 - 22.9.2 : “Analisi delle nuove installazioni FER stimate al 2012” Pag. 989
- 22.10 : “Provincia di Rimini” Pag. 990
 - 22.10.1 : “Parco rinnovabile stimato in esercizio al 2012” Pag. 990
 - 22.10.2 : “Analisi delle nuove installazioni FER stimate al 2012” Pag. 992
- 22.11 : “Stato complessivo delle fonti energetiche rinnovabili in Emilia Romagna al 2014-2015” Pag. 993
- 22.12 : “Analisi della potenza elettrica rinnovabile incrementale stimata al 2015” Pag. 995
- 22.13 : “Analisi percentuale del parco elettrico rinnovabile stimato al 2012” Pag. 999
 - 22.13.1 : “Ripartizione percentuale tra le F.E.R. della potenza elettrica stimata installata al 2015” Pag. 999
 - 22.13.2 : “Ripartizione percentuale tra le F.E.R. della produzione elettrica lorda stimata al 2015” Pag. 1002
- 22.14 : “Analisi territoriale del parco elettrico rinnovabile stimato al 2015” Pag. 1006
 - 22.14.1 : “Ripartizione territoriale della potenza elettrica installata da F.E.R al 2015” Pag. 1006
 - 22.14.2 : “Ripartizione territoriale della produzione elettrica stimata da F.E.R. al 2015” Pag. 1012
- 22.15 : “La quota rinnovabile delle Province emiliano-romagnole stimata al 2015” Pag. 1017
- 22.16 : “Classifica globale di rinnovabilità delle Province emiliano-romagnole stimata al 2015” Pag. 1020
- 22.17 : “Evoluzione temporale al 2012 del parco rinnovabile emiliano-romagnolo: confronto con dati storici” Pag. 1023

● **CONCLUSIONI :** Pag. 1033

- **APPENDICE : INTERVISTE “ISTITUZIONALI” DI APPROFONDIMENTO** Pag. 1045
- **Intervista all’Assessore Gian Carlo Muzzarelli** (Attività Produttive Regione Emilia Romagna): “Obiettivo oltre 1000 MW installati in Regione da F.E.R.” Pag. 1045
- **Intervista all’Assessore Patrizio Bianchi** (Scuola, Università, Ricerca e Lavoro Regione Emilia Romagna): “Più autonomia agli Atenei. E l’ “Educational&Research” deve trainare il Paese fuori dalla crisi” Pag. 1051
- **Intervista al Consigliere Maurizio Cevenini** (Consiglio Regionale Emilia Romagna): “I Comuni devono avere più peso in termini di pianificazione ambientale. Bisogna superare il concetto di Provincia” Pag. 1057
- **RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI** Pag. 1063
 - Direttive e regolamenti europei di riferimento Pag. 1071
 - Normativa nazionale di riferimento Pag. 1072
 - Normativa di riferimento Regione Emilia Romagna Pag. 1074
 - Bandi Regionali Pag. 1075
 - Siti internet consultati Pag. 1077
 - Riferimenti ad altra normativa nazionale e della Regione Emilia Romagna in materia di energia Pag. 1079
- **EXECUTIVE SUMMARY** Pag. 1088

INTRODUZIONE

Il concetto fondante e le motivazioni alla base di questo lavoro di tesi sono costituiti dalla volontà di analizzare a fondo la problematica energetica ed ambientale, focalizzando l'indagine sul ruolo delle Fonti Energetiche Rinnovabili e contestualizzandola nel contesto "locale" relativo alla Regione Emilia Romagna: questo lavoro di tesi, infatti, è stato sviluppato nell'ambito di un progetto di collaborazione stipulato tra Università e Regione Emilia Romagna e si è svolto all'interno dell'Assessorato alle Attività Produttive della Regione, lavorando con il "Servizio Politiche Energetiche" emiliano-romagnolo.

La crisi energetica (e, contestualmente, la crisi ambientale) rappresenta una problematica al centro del dibattito globale da oltre mezzo secolo, affrontata finora in maniera non organica e realmente efficace dalle nazioni e dagli organismi sovranazionali coinvolti in tale dibattito.

Tale tematica è divenuta ancora più pregnante (e la ricerca di una "soluzione" al riguardo, ancora più pressante) negli ultimi anni, in seguito alla deflagrazione di una crisi globale –economica e sociale- che ha intaccato i modelli di crescita e sviluppo (anche tecnologico) conosciuti finora, ponendo di fronte agli occhi dell'umanità la necessità impellente di ridefinire politiche economiche, ambientali e, conseguentemente, energetiche, caratterizzate da una maggiore sostenibilità globale.

La continua crescita della popolazione e il progressivo incremento generalizzato (e disomogeneo) degli standard di vita alimentano con ritmi esponenziali la domanda –e la conseguente produzione- di energia, inevitabilmente correlata (proprio a causa dei modelli di sviluppo seguiti finora) ad un drammatico incremento delle emissioni climalteranti, che continuano a nuocere irreversibilmente alla salubrità del nostro fragile ecosistema.

Oltre alla problematica ambientale si aggiunge, con impellenza sempre più marcata, quella relativa alla disponibilità delle principali fonti energetiche (quelle fossili), che si profilano in esaurimento entro lassi temporali che potrebbero divenire drammaticamente prossimi: il "rischio reale" connesso alla prosecuzione di politiche energetiche poggiate sullo sfruttamento intensivo di tali fonti non è tanto connesso all'eventuale esaurimento assoluto delle risorse stesse, quanto ad una loro progressiva riduzione, tale da renderle viepiù costose e sempre meno convenienti economicamente.

Uno scenario di questo tipo si tradurrebbe inevitabilmente in una condizione per la quale solamente i Paesi più ricchi potrebbero usufruire di tali risorse, estremamente costose, mentre i Paesi meno evoluti economicamente rischierebbero di trovarsi nell'impossibilità di approvvigionarsi, andando incontro a condizioni di deficit energetico: uno scenario inquietante, che però non appare così "ipotetico", se si tiene conto di come –già ora- siano in aumento segnali di allarme e di conflitto, attivati da localizzate insufficienze energetiche.

In un quadro globale di questo tipo le strade risolutive finora riconosciute e percorse dal mondo scientifico, politico ed economico sono sostanzialmente due:

- L'implementazione del risparmio energetico, in un'ottica di drastica riduzione dei consumi globali;
- La "conversione" della produzione energetica (attualmente fondata sulle fonti convenzionali, ossia quelle fossili) verso le cosiddette "Fonti Energetiche Alternative".

Questa seconda direttrice di marcia sembra poter essere quella in grado di reindirizzare verso un orizzonte di maggiore sostenibilità l'attuale sistema energetico globale, e in quest'ottica assumono quindi enorme importanza strategica le tecnologie alternative e, prime tra tutte, le Fonti Energetiche Rinnovabili (FER).

Queste consentirebbero infatti sia di ridurre l'impatto ambientale connesso alla produzione energetica da fonti convenzionali, che di implementare politiche di autosufficienza energetica per quei Paesi che attualmente, dal punto di vista del bilancio energetico interno, dipendono in misura marcata dall'importazione di combustibili fossili dall'estero.

La crisi energetica e il conseguente ruolo chiave delle Fonti Energetiche Rinnovabili è quindi il punto di partenza di questa tesi, che ha voluto confrontarsi con tale problematica globale, misurandosi con le azioni e con i provvedimenti intrapresi al riguardo a livello locale, focalizzando l'attenzione sulla realtà e sugli sviluppi delle Fonti Energetiche Rinnovabili nella Regione Emilia Romagna.

Per sviluppare il lavoro si è proceduto definendo prima di tutto un quadro complessivo della situazione, in termini di problematica energetica e di stato attuale delle Fonti Energetiche Rinnovabili, scendendo progressivamente nel dettaglio: partendo da una fotografia a livello mondiale, quindi europeo, successivamente italiano (basandosi sui dati di pubblicazioni italiane ed estere, di enti competenti in materia come Terna, il GSE o l'Enea per l'Italia, e l'IEA, l'EIA, l'UE per l'Europa e il resto del mondo).

Nella terza parte della tesi si è scesi al dettaglio di questo stato attuale delle Fonti Energetiche Rinnovabili a livello Regionale (Emiliano-Romagnolo) e Provinciale (le

nove Province della Regione): per procedere alla definizione di questo quadro la “tecnica operativa” è consistita in una raccolta dati effettuata in collaborazione con il “Servizio Politiche Energetiche” della Regione Emilia Romagna, estesa alle 9 Province e ai 348 Comuni del territorio emiliano-romagnolo. La richiesta di dati avanzata è stata relativa agli impianti alimentati da fonte energetica rinnovabile in esercizio e a quelli in fase di valutazione sul territorio afferente all’Ente considerato.

Il passo successivo è consistito nell’aggregazione di questi dati, nella loro analisi e nella definizione di un quadro organico e coerente, relativo allo stato attuale (Ottobre 2010) delle Fonti Energetiche Rinnovabili sul territorio emiliano-romagnolo, tale da permettere di realizzare un confronto con gli obiettivi definiti per le FER all’interno dell’ultimo Piano Energetico Regionale e con lo stato delle FER nelle altre Regioni italiane. Sono stati inoltre realizzati due “Scenari”, relativi all’evoluzione stimata del parco “rinnovabile” emiliano-romagnolo, definiti al 2012 (“Breve Termine”) e al 2015 (“Medio Termine”).

I risultati ottenuti hanno consentito di verificare come, nell’orizzonte “locale” emiliano-romagnolo, il sistema globale connesso alle Fonti Energetiche Rinnovabili abbia attecchito e si sia sviluppato in misura marcata: gli obiettivi relativi alle FER definiti nel precedente Piano Energetico Regionale sono infatti stati sostanzialmente raggiunti in toto. Dalla definizione degli “Scenari” previsionali è stato possibile stimare l’evoluzione futura del parco “rinnovabile” emiliano-romagnolo, verificando come questo risulti essere in continua crescita e risulti “puntare” su due fonti rinnovabili in maniera particolare: la fonte fotovoltaica e la fonte a biocombustibili.

Sempre dall’analisi degli “Scenari” previsionali è stato possibile stimare l’evoluzione delle singole tecnologie e dei singoli mercati rinnovabili, verificando limiti allo sviluppo (come nel caso della fonte idroelettrica) o potenziali “espansioni” molto rilevanti (come nel caso della fonte eolica).

Il risultato finale di questo lavoro di tesi è consistito nel poter definire dei nuovi obiettivi, relativi alle differenti Fonti Energetiche, da potersi inserire all’interno del prossimo Piano Energetico Regionale: l’obiettivo “complessivo” individua –avendo il 2015 come orizzonte temporale- una crescita incrementale delle installazioni alimentate da FER pari a 310 MW_e circa.

Questo lavoro di tesi è stato ovviamente organizzato in più “Parti”, ciascuna ulteriormente suddivisa in “Capitoli”.

Nella “Prima Parte”, costituita dai primi 4 Capitoli, si è proceduto ad introdurre la problematica energetica e il contesto in cui si muovono le decisioni e le politiche (comunitarie, nazionali e sovra-nazionali) destinate a trovare soluzioni e risposte:

Il Primo Capitolo, introduttivo, definisce prima di tutto gli “strumenti” e i concetti che verranno successivamente richiamati più volte nel resto della Tesi, partendo dal concetto di “energia”, definito sia “concettualmente” che attraverso le unità di misura utilizzate per quantificarlo. Il passo successivo è stato quello di contestualizzare l’evoluzione dello sfruttamento di questa “risorsa”, in relazione allo sviluppo delle tecnologie e delle stesse condizioni di vita umane, così da definire un background storico per le considerazioni introdotte nel Capitolo successivo.

Il Secondo Capitolo, infatti, introduce la problematica attuale (ma mutuata dal background storico evidenziato in precedenza) della “crisi energetica” e della “crisi ambientale” ad essa correlata, considerandone gli aspetti prima di tutto globali, connessi a considerazioni di natura sociale, demografica e –conseguentemente- economica e sociale: all’interno di questa analisi, vengono citati anche gli scenari previsionali elaborati da numerosi enti di ricerca e istituzioni, coinvolti su più livelli nell’ottica di riuscire ad individuare una “risposta” alle problematiche sollevate dallo sfruttamento intensivo della risorsa energetica per vie convenzionali. Tale risposta è rappresentata dalle normative sovranazionali, europee e italiane varate nell’ottica di attuare una “transizione etica” in materia di sviluppo sostenibile, impatto ambientale e sfruttamento energetico: un presupposto imprescindibile per la transizione energetica sostenibile è proprio l’impegno a livello locale (quindi anche e prima di tutto di istituzioni quali, in Italia, le Regioni, le Province e i Comuni), senza il quale difficilmente si potranno raggiungere traguardi avanzati, che implicano anche un sostanziale cambio di mentalità.

Nell’ottica di approfondire ulteriormente il contesto all’interno del quale vengono adottate azioni e intrapresi provvedimenti utili a concretizzare risposte a livello italiano –nazionale e locale- il Terzo Capitolo introduce il tema delle “politiche energetiche sostenibili”, partendo dalla definizione dell’attuale condizione Italiana (in termini di inquinamento atmosferico e di sfruttamento intensivo della risorsa energetica, nonché di scenari previsionali), per definire successivamente le politiche nazionali per le fonti rinnovabili, per il settore dei trasporti, del riscaldamento e del raffreddamento, della pianificazione energetica e della generazione distribuita. Il Capitolo introduce anche il tema degli interventi in ambito di fiscalità energetica (“Certificati Verdi”, “Certificati Bianchi” e il “Conto Energia”).

Proprio per definire al meglio i meccanismi di incentivazione, il Quarto Capitolo esplicita (facendo riferimento alla documentazione pubblicata da enti quali GSE, Terna, GRTN) il meccanismo del cosiddetto “mercato elettrico” e degli scambi che vi avvengono, in modo tale da comprendere come i metodi di incentivazione alle fonti alternative che si appoggiano su interventi di fiscalità energetica, riescano ad avere –o meno- presa sul sistema.

La “Seconda Parte” (costituita dai Capitoli dal 5° al 13°) è invece dedicata al necessario approfondimento sullo stato delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER): in ogni capitolo è stato infatti approfondita la condizione attuale delle principali FER (fonte a Biocombustibili, Eolica, Geotermica, Idraulica, Solare Fotovoltaica, Solare Termica, Solare Termodinamica). Tale approfondimento è stato condotto in termini di sviluppo della tecnologia, incidenza e contributo della singola FER sui bilanci elettrici (considerando prima il quadro mondiale, quindi quello europeo, per scendere infine al dettaglio italiano). Nella parte finale di ogni capitolo sono state riportate anche le principali criticità riscontrate per ogni fonte presa in considerazione, oltre che gli scenari previsionali stimati considerandone i potenziali sviluppi, in un’ottica di medio termine e di lungo termine.

La “Terza Parte” (comprendente i Capitoli dal 14° al 22°) di questa Tesi raccoglie invece il lavoro svolto e i risultati ottenuti e permette di definire lo stato attuale e gli scenari previsionali (a breve termine e a medio termine) per le Fonti Energetiche Rinnovabili nella Regione Emilia Romagna, con un livello di dettaglio sia Regionale che Provinciale. Il lavoro, come detto, è consistito nella raccolta dati effettuata presso gli enti di “governo territoriale” emiliano-romagnoli (la Regione, le 9 Province e i 348 Comuni) e nella successiva aggregazione, elaborazione e interpretazione di questi stessi dati.

I Capitoli dal 15° al 19° definiscono lo stato attuale (all’Ottobre 2010) e gli scenari previsionali (a breve termine e medio termine) per le differenti FER (rispettivamente, Biocombustibili, Eolica, Fotovoltaica, Geotermica e Idroelettrica), prima a livello Provinciale, quindi a livello Regionale. Nella conclusione di ogni Capitolo è contenuto un confronto con lo stato della FER presa in considerazione relativo agli anni precedenti, oltre che il confronto con gli obiettivi definiti per la tecnologia al 2010 dal precedente Piano Energetico Regionale. Questi Capitoli si chiudono con l’analisi del trend storico della Fonte Energetica Rinnovabile considerata e con la conseguente individuazione dei potenziali obiettivi al 2012 e al 2015 da inserire nel prossimo Piano Energetico Regionale. E’ presente anche l’evoluzione stimata del “mercato” della singola FER presa in considerazione, oltre che della “tipologia tecnologica” sulla quale gli installatori e gli investitori tenderanno ad orientarsi sia nel breve che nel medio termine.

I Capitoli 20°, 21° e 22° contengono invece lo stato “riassuntivo” delle Fonti Energetiche Rinnovabili, definite per il panorama emiliano-romagnolo (anche in questo caso, prima a livello Provinciale, successivamente a livello regionale) sotto un’ottica temporale differente: il Capitolo 20° riassume lo stato attuale del parco “rinnovabile” complessivo emiliano-romagnolo, definendone l’evoluzione storica e confrontandolo con gli obiettivi fissati al 2010 dal precedente Piano Energetico Regionale, permettendo così di verificare –nel complesso- se le stime del 2004

erano state corrette. Il Capitolo 21° definisce l'evoluzione del parco "rinnovabile" complessivo emiliano-romagnolo al 2012, sia a livello Provinciale che Regionale, definendone in questo modo un trend stimato di crescita e dei conseguenti obiettivi di breve termine, riferiti alle singole FER. Il Capitolo 22° definisce infine l'evoluzione del parco "rinnovabile" complessivo emiliano-romagnolo al 2015 (ancora una volta, sia a livello Provinciale che Regionale) permettendo così di ricavare un trend stimato di crescita e, soprattutto, gli obiettivi di medio termine -riferiti alle singole FER- da inserire all'interno del prossimo Piano Energetico Regionale.

La conclusione permette di chiudere sinteticamente il lavoro svolto in precedenza, traendo le indicazioni più rilevanti dai dati e dalle considerazioni pregresse: come si evincerà, l'Emilia Romagna risulta una Regione in cui gli obiettivi rinnovabili (e di "conversione energetica") sono stati sostanzialmente raggiunti e, in alcuni casi, perfino superati. Il mercato rinnovabile è in crescita e le politiche locali e sovra-locali evidenziano una marcata volontà di puntare prevalentemente su settori e tecnologie quali quella della biomassa e quella solare fotovoltaica. Nonostante questo, si evidenzia anche la necessità di lavorare a livello di enti regionali e provinciali, per omogeneizzare ulteriormente la distribuzione energetica "rinnovabile" sul territorio (implementando lo sviluppo di determinate fonti su distretti territoriali al momento non ancora raggiunti da tali mercati) e per provvedere ad una riduzione dei consumi energetici che consenta alle FER di avere una maggiore incidenza sui bilanci energetici ed elettrici, locali e regionali.

Si ricorda che la "costruzione" di questa tesi è stata sviluppata parallelamente ad un'attività di stage presso il settore Politiche energetiche dell'Assessorato alle Attività Produttive della Regione Emilia – Romagna, che in questa fase sta procedendo alla definizione del nuovo Piano Energetico Regionale, e alla conseguente individuazione degli obiettivi e delle politiche di incentivazione destinate alle Fonti Energetiche Rinnovabili.

Oltre al supporto informativo messo a disposizione dagli uffici regionali, gli approfondimenti hanno comportato anche specifiche interviste a testimoni privilegiati: nell'Appendice sono infatti contenuti alcuni servizi destinati a chiarire ulteriormente le scelte "politiche ed economiche" degli Enti di governo territoriale nell'ambito delle politiche energetiche: in quest'ottica rientrano le interviste realizzate con l'Assessore alle Attività Produttive della Regione Emilia-Romagna, Gian Carlo Muzzarelli e con il Consigliere Regionale Maurizio Cevenini, destinate ad esplicitare le differenti modalità di pianificazione, a livello Regionale e Provinciale. L'intervista con l'Assessore a Scuola e Università della Regione Emilia Romagna Patrizio Bianchi, rientra invece nell'ottica di esplicitare anche da un punto di vista istituzionale la collaborazione instauratasi tra Università e Regione Emilia-Romagna.

**PARTE PRIMA –
“INTRODUZIONE ALLA
PROBLEMATIC
ENERGETICA”**

CAPITOLO 1 – INTRODUZIONE AL CONCETTO DI “ENERGIA”

1.1 – PREMESSA

Nel linguaggio quotidiano la parola “energia” ha conservato il proprio significato etimologico: ‘capacità di compiere lavoro’, ossia capacità di spostare un oggetto applicando una forza, dal greco en (rafforzativo) e ergon (lavoro). Ogni cosa che si trasforma sprigiona una forma di energia e tutti noi dipendiamo da essa in diversi modi e aspetti della nostra quotidianità. L'energia infatti si trova dappertutto intorno a noi, nelle nostre case, nei mezzi di trasporto, nell'industria e anche nel nostro corpo accompagnando praticamente ogni nostro gesto.

Da sempre l'uomo utilizza l'energia sotto forma di lavoro e calore, basti pensare alla forza muscolare e allo sfruttamento del fuoco che si origina dalla combustione del legno. In seguito si affinarono le capacità dell'uomo di sfruttare le risorse dell'ambiente circostante ed egli cominciò a sfruttare anche altre forme di energia, come ad esempio quella fornita dagli animali e quella ottenuta dallo scorrere dell'acqua e dal soffio del vento che, imprimendo la propria forza sulle vele delle navi, permetteva lo spostamento di grandi imbarcazioni.

Molto più tardi, a partire dal XIX secolo, cominciò un vero e proprio sfruttamento sistematico delle risorse energetiche destinato a introdurre la seconda rivoluzione industriale e a soddisfare non solo esigenze fondamentali dell'uomo, come il riscaldamento o i trasporti, ma anche numerosi comfort (lavatrice, lavastoviglie, aria condizionata, ecc) cui ormai non siamo più in grado di rinunciare e che contribuiscono al benessere della nostra civiltà.

Oggi la massima parte dell'energia mondiale proviene dai combustibili fossili (petrolio, carbone e gas naturale), dal nucleare e dall'energia idroelettrica. Queste sorgenti di energia, insieme ad altre meno sfruttate, costituiscono le fonti primarie. Dalla trasformazione delle fonti primarie si ottengono diversi prodotti detti “fonti secondarie” che opportunamente applicati forniscono energia elettrica.

Sebbene non esistano fonti energetiche totalmente rinnovabili su scala planetaria, si opera una distinzione tecnica tra le fonti cosiddette “non rinnovabili”, come i combustibili fossili i cui giacimenti si esauriranno nel tempo e quelle cosiddette

“rinnovabili” (solare, eolica, idraulica, geotermica, biomasse), che sono tali in virtù del fatto che la capacità di rinnovamento dell’energia sfruttata è in linea con i tempi di utilizzo.

L’attuale dipendenza della società moderna e dell’uomo (abituato ad uno stile di vita energeticamente dispendioso) da fonti energetiche che, per una percentuale maggioritaria, non sono “rinnovabili” e quindi destinate ad esaurirsi entro un determinato lasso di tempo, pone dunque il “problema energetico” in primo piano, e determina di conseguenza la necessità di studiare (a livello locale come globale) politiche energetiche lungimiranti, tali da garantire

1.2 – IL CONCETTO DI ENERGIA

1.2.1 – DEFINIZIONE

L'energia è definita come la capacità o l'attitudine di un corpo o di un sistema di compiere lavoro. Dal punto di vista strettamente termodinamico l'energia è definita come tutto ciò che può essere trasformato in calore a bassa temperatura.

La parola *energia* deriva dal tardo latino *energīa*, a sua volta dal greco *energheia*, parola usata da Aristotele nel senso di azione efficace, composta da *en*, particella intensiva, ed *ergon*, capacità di agire. Fu durante il Rinascimento che, ispirandosi alla poesia aristotelica, il termine fu associato all'idea di forza espressiva. Ma fu solo nel 1619 che Keplero usò il termine nell'accezione moderna di energia.

La definizione forse più autorevole del termine si può trovare sul Dizionario della Lingua Italiana, di G. Devoto e G.C. Oli (Editore "Le Monnier", 2002-03):

"Energia: attitudine a compiere lavoro che un corpo o un sistema possiede in conseguenza di determinate caratteristiche, o che cede o acquista al cambiare di queste; se posseduta da un sistema può essere dovuta al movimento (energia cinetica), alla posizione (energia potenziale o di posizione, secondo le forze in gioco, gravitazionale, elastica, elettrostatica, magnetostatica), all'azione fra correnti elettriche (energia mutua), al passaggio di queste (energia elettrica), alle forze che uniscono le particelle subatomiche (energia di legame); se ceduta o acquistata può essere legata ad agitazione termica (energia termica o calore), a reazioni chimiche (energia chimica), a reazioni nucleari (energia nucleare o energia atomica), a radiazioni elettromagnetiche (energia raggiante), a suono (energia sonora)".

1.2.2 - MISURAZIONE

L'unità di misura derivata del Sistema Internazionale per l'energia e il lavoro è il Joule (pronuncia: /dʒau:l/; simbolo: [J]), chiamata così in onore del fisico inglese James Prescott Joule e dei suoi esperimenti sull'equivalente meccanico del calore.

1 joule esprime l'energia usata (o il lavoro effettuato) per esercitare una forza di un newton per una distanza di un metro. 1 joule equivale quindi a 1 newton metro, e in termini di unità base SI, 1 [J] è pari a $1 \text{ [kg]} \times \text{[m}^2\text{]} \times \text{[s}^{-2}\text{]}$

Nel sistema CGS l'unità base è invece l'Erg, espresso come $1 \text{ [g]} \times \text{[cm}^2\text{]} \times \text{[s}^{-2}\text{]}$.

Bisogna precisare che il joule è una quantità molto piccola, corrispondendo (in maniera assolutamente qualitativa) più o meno all'energia che serve per portare una tazzina di caffè alla bocca.

Per tale motivo, ingegneristicamente sono più utilizzati i suoi multipli, quali il Megajoule [MJ] che corrisponde ad un milione di joule (10^6 [J]) o il Gigajoule [GJ], che corrisponde ad un miliardo di joule (10^9 [J]).

A seconda però della “tipologia” di energia cui si fa riferimento, le unità di misura utilizzate possono essere differenti; questo è vero in particolar modo nel caso dell'energia elettrica e dell'energia termica, per le quali le unità di misura sono definite come segue.

1.2.2.1 - Potenza ed energia elettrica

Parlando di energia elettrica, come unità di misura della potenza ad essa correlata si usa il **Watt** (simbolo [W]): $1 \text{ [W]} = 1 \text{ [J]} / 1 \text{ [s]}$

I multipli del Watt sono:

- Kilowatt (simbolo: [kW]) = 10^3 [W]
- Megawatt (simbolo: [MW]) = 10^6 [W]
- Gigawatt (simbolo: [GW]) = 10^9 [W]

1.2.2.2 - Potenza ed energia termica

Facendo invece riferimento all'energia termica, per la sua connotazione e misurazione come unità di misura si utilizza la Kilocaloria, definita come segue.

Kilocaloria (simbolo [kcal]) = quantità di calore necessaria per riscaldare di un grado centigrado un Kg di acqua.

Per particolari applicazioni, però, l'unità di misura può essere ancora differente; ad esempio, per misurare il potenziale calorico del petrolio (cioè l'energia chimica intrinsecamente contenuta all'interno del combustibile) si utilizza il **TEP** (Tonnellata Equivalente di Petrolio).

La definizione di tale unità di misura è di: $1 \text{ [TEP]} = 10^7 \text{ [Kcal]}$

1.2.3 - CARATTERISTICHE DELL'ENERGIA

Dal punto di vista della fisica ogni sistema contiene, o "immagazzina", o è costituito da un determinato quantitativo di una proprietà scalare continua chiamata energia (con l'eccezione dei sistemi quantistici, dove un sistema può esistere solo su livelli energetici discreti). Per determinare la quantità di energia di un sistema si deve tenere conto delle diverse forme nelle quali l'energia si presenta entro un sistema.

Non esiste una maniera univoca di visualizzare l'energia. Può essere pensata come una grandezza matematica che caratterizza un sistema, utile per fare delle previsioni, ad esempio sulle strutture stabili del sistema (minimi energetici), moti possibili, ecc.

Il primo tipo di previsioni che l'energia permette di fare, sono legate a quanto lavoro un sistema è in grado di compiere. Svolgere un lavoro richiede energia, e quindi la quantità di energia presente in un sistema limita la quantità massima di lavoro che il sistema può svolgere. Nel caso unidimensionale, l'applicazione di una forza per una distanza richiede un'energia pari al prodotto del modulo della forza per lo spostamento.

Si noti, comunque, che non tutta l'energia di un sistema è immagazzinata in forma utilizzabile; quindi, in pratica, la quantità di energia di un sistema, disponibile per produrre lavoro, può essere quindi un quantitativo inferiore rispetto a quella totale del sistema.

L'energia immagazzinata in un sistema permette anche di fare altre valutazioni sullo stato del sistema stesso: infatti, grazie alla Legge di Conservazione dell'Energia (valida per i sistemi chiusi) si può determinare lo stato cinetico di un sistema sottoposto ad una sollecitazione quantificabile. Questa e altre leggi, applicate all'universo nel suo intero, affermano che l'energia non si crea e non si distrugge, bensì si trasforma e si degrada (come affermano, ad esempio, i principi della termodinamica).

La celebre equazione di Einstein $E = mc^2$, diretta derivazione della teoria della Relatività Ristretta, mostra come in realtà massa ed energia siano due "facce della stessa medaglia" di un sistema fisico. Da questa semplice equazione si evince infatti che la massa può essere trasformata in energia, e viceversa.

1.2.4 - FORME DI ENERGIA

L'energia esiste in varie forme, ognuna delle quali è "descritta" da una propria equazione dell'energia.

Le principali forme di energia (non tutte fondamentali) sono:

- Energia meccanica (definita classicamente come somma di potenziale e cinetica);
- Energia chimica;
- Energia nucleare;
- Energia elettrica;
- Energia luminosa;
- Energia termica;
- Energia biochimica;

Spesso con la locuzione "energia" + aggettivo si intende la fonte attraverso quale è possibile una produzione di corrente elettrica. Si possono così definire le seguenti "fonti" di produzione di energia elettrica:

- Energia idraulica
- Energia mareomotrice
- Energia geotermica
- Energia eolica
- Energia solare
- Energia magnetica
- Energia potenziale

1.3 – BREVE STORIA DELLO SFRUTTAMENTO DELL'ENERGIA DA PARTE DELL'UOMO

Sin dall'antichità l'uomo conosceva ed aveva utilizzato diverse forme d'energia: quella prodotta dall'uomo stesso (già tre milioni di anni fa), quindi l'energia eolica per la navigazione (novantamila anni fa), l'energia dagli animali (sessantamila anni fa) e, dal I secolo a.C., l'energia idraulica.

Per tutto questo lunghissimo periodo, che copre oltre il 99% della storia dell'uomo moderno, furono però l'energia prodotta dall'uomo e (ma solo negli ultimi millenni) quella prodotta dagli animali a fornire la parte essenziale della produzione di lavoro.

Fu con l'utilizzo delle fonti energetiche naturali (quali, appunto, vento e acqua), che si attivarono nuovi e più articolati processi produttivi e sociali.

Per scendere maggiormente nel dettaglio, il vento (energia eolica), come fonte energetica, è stato utilizzato per lunghissimo tempo solamente per la navigazione a vela.

La possibilità di utilizzare l'energia del vento per altri scopi era già stata descritta da Erone d'Alessandria (I sec. a.C.), ma i primi mulini mossi dal vento compaiono in Oriente: alcuni testi li descrivono in funzione nel VII secolo in Persia. Questa tecnologia fu importata in Occidente al tempo delle Crociate, attraverso gli arabi (tra il secolo XI e XIII), ed è appunto in periodo medioevale che inizia ad essere utilizzata diffusamente.

È interessante notare che mentre i mulini a vento del Vicino Oriente sono ad asse verticale, quelli costruiti e utilizzati in Europa occidentale sono ad asse orizzontale.

L'acqua (energia idrica) inizia ad essere utilizzata come fonte energetica nell'antichità classica. Le prime indicazioni in tal senso si hanno da Strabone, che nel 18 a.C. parla di un mulino ad acqua come di una meraviglia presente all'interno del palazzo di Mitridate, a Cabira nel Ponto, la cui costruzione risale agli anni tra il 120 ed il 63 a.C.

Questa nuova tecnologia, apparsa in epoca romana, capace di utilizzare l'energia posseduta dai corsi d'acqua, diede origine ad una rivoluzione tecnica il cui impatto restò però complessivamente trascurabile. Le caratteristiche strutturali di certi fiumi, quali la poca forza della corrente, o all'opposto l'impetuosità e la violenza dei corsi d'acqua montani, o ancora l'ampiezza dei grandi fiumi (basti pensare al Po) rappresentarono seri ostacoli alla sua diffusione. Nonostante queste difficoltà

naturali furono costruiti sistemi d'utilizzo dell'energia idrica di grande importanza, come il complesso produttivo di Barbegal in Provenza (Francia).

I resti di questa opera imponente, uno dei monumenti idraulici più importanti dell'antichità si trovano vicino all'abbazia di Montmajour, nel comune di Fontvieille. Questa opera fu scoperta e restituita alla fruibilità tra il 1937 ed il 1939 da Fernand Benoit.

Costruito, agli inizi del IV secolo d. C nell'Impero, su un pendio collinare questa opera era composta da due serie parallele di otto ruote alimentate per disopra da due canali derivati dall'acquedotto di Arles.

Le ruote idrauliche avevano un diametro fino a 2,7 m, e attraverso ingranaggi lignei, azionavano due macine.

Una scala centrale permetteva l'accesso alle varie stanze del complesso dei mulini e un carrello che si muoveva su un piano inclinato consentiva di far salire e scendere i carichi attraverso un meccanismo idraulico.

Quest'impianto consentiva una capacità di macinazione complessiva di 4 tonnellate di farina al giorno sufficienti al fabbisogno di una popolazione di più di 10.000 abitanti, la popolazione di Arles a quel tempo.

Il Medioevo ebbe il grande merito di accrescere enormemente la quantità d'energia disponibile per l'uso umano e di impiegarla su scala molto maggiore che in passato, variando gli utilizzi dei meccanismi antichi e creandone di nuovi.

La grande innovazione introdotta nel Medioevo è l'impiego su larga scala dell'energia idraulica, che ha consentito di concentrare grandi quantità di energia per la prima volta nella storia. Ad esempio, alla fine del secolo XI il Domesday Book inglese censiva 5624 mulini ad acqua in Inghilterra. Il mulino ad acqua porta una produttività enormemente più grande di quella resa disponibile dalle tecniche tradizionali: ne è un esempio la cura con cui si studiavano i sistemi d'alimentazione delle ruote.

L'utilizzo dell'energia dell'acqua è raffigurato efficacemente nella Vita di San Bernardo, di Vacandard, in cui è descritto il mulino ad acqua dell'abbazia di Clairvaux (Chiaravalle) nello Champagne meridionale.

È importante rilevare che tutte le macchine semplici, come quelle descritte finora, non producono nulla di per sé: sono dei dispositivi, detti "passivi", che consentono di trasmettere il movimento, di cambiarne la direzione e di sfruttare al massimo l'energia disponibile.

Dagli inizi del XIII secolo fino al termine del XVIII, la capacità di produrre lavoro si trasferisce sempre più all'utilizzo di fonti quali il vento e l'acqua. Contestualmente, i progressi della scienza delle costruzioni, dell'astronomia, della navigazione, dell'agricoltura, della matematica, delle tecniche di lavorazione del vetro, del ferro, delle stoffe, della medicina, ecc. diedero origine ad invenzioni e sviluppi fondamentali per l'incremento della produttività.

Le principali fra queste sono:

- la trasformazione dell'aratro e del giogo (che avviene nell'Alto Medioevo: poggiando il giogo sulle spalle e sul petto del bue, anziché sul collo, si migliora parecchio la capacità di lavoro dell'animale)
- la nuova bardatura e zoccolatura del cavallo;
- la bussola;
- gli strumenti ottici (occhiali, cannocchiali, primi sistemi di proiezione);
- gli orologi ed i sistemi meccanici a peso e a molla;
- le armi da fuoco;
- le macchine idrauliche (filatoi, pompe, torcitoi, ecc.);
- le macchine tessili;
- i primi altiforni;
- la produzione della ghisa, ecc.

Parallelamente si ebbero innovazioni e sviluppi nella vita civile, nell'arte e nella scienza. Tutto ciò diede origine ad una civiltà che iniziò a consolidarsi intorno al Mille e si sviluppò nell'Umanesimo e nel Rinascimento, fino a far sorgere, tra tutte le nuove discipline, anche la scienza moderna. Quest'ultima si è sviluppata a partire dal 1600, con l'invenzione del metodo scientifico sperimentale (Galileo Galilei), portando nuove prospettive e le lente e progressive elaborazioni di concetti, metodi e scoperte particolari, ma affonda le proprie radici nell'Alto Medioevo con i primi artigiani ed inventori. È questo un periodo che si può considerare come l'epoca della rivoluzione tecnica ed artigianale.

Fin qui sono stati considerati esempi in cui la produzione di lavoro si è sviluppata attraverso processi di utilizzazione dell'energia umana ed animale, di quella idrica posseduta dall'acqua che scende a valle ed è quindi in grado di muovere congegni meccanici, e di quella eolica, resa disponibile dal vento e capace, se imbrigliata, di azionare congegni meccanici.

La necessità di utilizzare il lavoro prodotto da vento ed acqua nel modo più ampio ed utile possibile diede origine, come appena descritto, allo sviluppo di macchine passive capaci di finalizzare l'uso dell'energia alle attività produttive.

Le invenzioni che seguirono riguardavano invece la realizzazione di macchine attive, ovvero capaci di produrre lavoro attraverso l'utilizzo del calore come fonte energetica.

Il calore era una fonte già conosciuta e utilizzata per la cottura dei cibi e il riscaldamento delle abitazioni fin dai tempi della scoperta del fuoco, ma fino a quel momento applicata ad attività produttive solo in forni, forge o fornaci.

Le nuove macchine utilizzarono il calore per produrre vapore, il quale, in funzione delle sue caratteristiche di pressione e temperatura, è in grado di compiere lavoro facendo muovere congegni meccanici appositamente creati: nacquero così le macchine a vapore.

La produzione e l'utilizzo del vapore come elemento capace di produrre lavoro diedero origine allo studio del "calorico". È, questo, il nome antico dato al calore, che fu concepito come un fluido capace di passare da un corpo caldo a un corpo freddo, esattamente come l'acqua scorre verso valle. Benché quantitativa e rigorosa, la teoria del calorico non era adatta a descrivere la realtà.

Sul finire del XVIII secolo si sviluppò così la capacità di produrre lavoro attraverso il motore termico, un dispositivo capace di trasformare l'energia termica in lavoro, usando il calore che si ottiene bruciando un combustibile. I primi motori termici, quelli a vapore, rendono possibile la rivoluzione industriale e continuano a svilupparsi nel corso del XIX secolo, attraverso continue e costanti migliorie per aumentarne il rendimento al fine di produrre più lavoro. Il motore a vapore si sviluppò attraverso un lavoro pratico ed empirico: come già era stato dello sviluppo delle tecniche nei secoli dell'artigianato, fu grazie a ripetuti tentativi ed errori che gli ingegneri dell'epoca arrivarono a capire che il motore sarebbe stato reso molto più efficiente se si fosse giunti a una trasformazione adiabatica del vapore, cioè se la trasformazione del vapore in lavoro fosse avvenuta senza scambi di calore con l'esterno, quindi senza dispersione di calore.

Nel XX secolo ha inizio lo sfruttamento di nuove forme di energia, da quella nucleare (con le sue due modalità, fissione e fusione) a quella solare, convertibile da pannelli e celle solari rispettivamente in calore e in elettricità.

1.4 – IL CONCETTO DI “PROBLEMATICIA ENERGETICA”

Il punto centrale delle considerazioni svolte fino a questo punto è che l'energia non è altro che il risultato della trasformazione di risorse che, sono, in ultima sostanza, "combustibili".

Questo fatto permette di comprendere la vera portata delle problematiche che interessano.: una legge fondamentale della fisica, infatti, afferma che l'energia non si crea e non si distrugge mai, si conserva sempre e può passare da una forma all'altra.

In questa prospettiva, per inquadrare le possibili scelte da compiere per indirizzare la risoluzione dei problemi connessi al rapporto sviluppo/qualità della vita, è necessario affrontare la questione della trasformazione della qualità dell'energia.

L'energia si ottiene trasformando "combustibile" e rappresenta la capacità di produrre lavoro utile. Per semplificare, mentre il calore non si può trasformare tutto in energia elettrica, quest'ultima si può invece trasformare tutta in calore quindi presenta una "qualità" più elevata.

Il combustibile, qualunque esso sia, è presente in quantità finite. Questa consapevolezza pone dunque un primo serio problema: i limiti alla disponibilità dei combustibili stessi.

Il secondo drammatico problema è legato alla trasformazione della qualità dell'energia. È drammatico perché è nel ciclo di trasformazione energetica, prevalentemente basato sull'utilizzo dei combustibili fossili (fonti non rinnovabili di energia) che vengono pesantemente modificati gli equilibri che regolano lo stato fisico del nostro pianeta e quindi della nostra vita "fino a ipotizzare l'impossibilità della nostra stessa esistenza."

Per riepilogare quanto considerato finora, i termini del problema sono sostanzialmente questi:

- l'energia è l'attitudine di un corpo o di un sistema a compiere lavoro;
- per ottenere lavoro, la società contemporanea trasforma in prevalenza combustibili;
- in questo processo si ha il cambiamento della qualità e della forma sia dell'energia sia del combustibile.

Sintetizzando in maniera estrema, queste trasformazioni, di qualità e di forma, danno origine, nella biosfera, a cambiamenti di equilibri che possono provocare cambiamenti strutturali, le cui conseguenze tendono ad alterare le condizioni che determinano la qualità della vita sulla Terra.

Risulterà evidente, dagli effetti che queste trasformazioni generano, che non esiste una bacchetta magica, scientifica o tecnologica, con cui si possa sperare di risolvere il problema energetico nella sua drammatica relazione con le variazioni della qualità dell'energia. Anche se a volte si sente riferire di scoperte scientifiche sorprendenti, che fanno intuire che la natura possa riservarci sorprese capaci di trasformare gli scenari futuri, non possiamo ragionevolmente pensare che una soluzione per l'avvenire della nostra specie risieda in possibili tecnologie non ancora sviluppate e legate all'ipotesi di scoperte che potrebbero essere fatte nel futuro.

Realisticamente c'è la necessità di pensare a cosa fare in conformità a ciò che è tuttora nota e guardare all'evoluzione del rapporto uomo vita, non ipotizzando solamente la scienza e la tecnologia come strada su cui camminare per risolvere i problemi, ma in primo luogo considerare che l'uomo ha la capacità di regolare l'equilibrio tra la qualità della vita possibile e la possibilità di vivere.

CAPITOLO 2 – LA CRISI ENERGETICA E AMBIENTALE A LIVELLO GLOBALE

2.1 - INTRODUZIONE

La crisi energetica (e la conseguente crisi ambientale) sono al centro di un dibattito globale che ha già compiuto mezzo secolo.

L'ultimo incontro formale di questo dibattito è stata la deludente conferenza di Copenaghen, il cui esito si è limitato ad un ennesimo documento non vincolante che non può essere considerato nemmeno una *soft-law* di riferimento per azioni future.

Questo mancato successo ha portato a riflettere sull'impossibilità di raggiungere un accordo globale su decisioni vincolanti e sulla necessità di agire in maniera più "policentrica".

Mentre si continua a riflettere, in attesa del prossimo summit globale, si profila l'esaurimento delle principali fonti energetiche che alimentano il ritmo della vita planetaria e, allo stesso tempo, le emissioni climalteranti legate al loro uso continuano a nuocere irreversibilmente alla salubrità del nostro fragile ecosistema. Continua in maniera analoga anche la crescita globale della popolazione e il miglioramento degli standard di vita, alimentando con ritmi esponenziali la domanda di energia.

In concomitanza sono in crescita anche i segnali di allarme, di conflitto, attivati da localizzate insufficienze energetiche.

Per affrontare il problema energetico, le strade risolutive finora riconosciute dal mondo scientifico, politico ed economico, sono due; una prima è rappresentata dal risparmio energetico, una seconda dalla conversione e dalla diversificazione della produzione energetica, col passaggio progressivo a fonti energetiche alternative, a cominciare da quelle rinnovabili.

A livello europeo l'ultima direttiva in merito (2009/28/CE) fissa obiettivi al 2020, che rappresentano una tappa importante per il sistema energetico, ma anche per i tagli alle emissioni di gas serra.

Con questa direttiva l'Europa impone all'Italia l'obiettivo di coprire per il 17% i consumi energetici attraverso le fonti rinnovabili; per l'Italia ciò implica triplicare l'attuale quota di mercato coperta da FER, passando da 7,1 Milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep) nel 2005, a ben 22,25 Mtep nel 2020.

Si tratta di un grande salto qualitativo – quantitativo: l'Italia, infatti, ricorre alle fonti energetiche convenzionali, per i consumi di energia primaria, con una media maggiore rispetto a tutti i 27 paesi UE ed è assai lontana dai cosiddetti obiettivi “20 - 20 - 20”.

2.2 - UNA VISIONE D'INSIEME

L'esistenza di una relazione diretta tra il tenore di vita di una popolazione e l'energia –prodotta e consumata dalla popolazione stessa- è un presupposto inconfutabile. Vari indicatori mostrano le correlazioni fra consumi energetici e prodotto nazionale lordo pro capite e aspettativa media di vita delle persone, tasso di mortalità infantile, tenore e qualità della vita.

Più precisamente, si può affermare che:

- Il consumo di energia è correlato con l'incremento demografico;
- Il consumo di energia è legato al PIL dei singoli paesi;
- Il consumo di energia dipende dalle politiche energetiche adottate nei singoli paesi.

L'energia, qualunque sia la sua origine, è ciò che permette alla nostra società di funzionare e di evolversi, è ciò che alimenta i processi che ci circondano, è un elemento imprescindibile per il nostro sostentamento e la produzione di tutto ciò di cui necessitiamo.

Nei secoli l'umanità ha notevolmente modificato e mutato le proprie abitudini e sorgenti energetiche: si è passati dalla legna, dai mulini ad acqua e dal lavoro animale dei secoli scorsi, all'energia idroelettrica, al carbone, al petrolio, al gas, all'energia nucleare, solare e via dicendo. Con la scoperta delle fonti fossili (carbone, petrolio e gas), l'energia a disposizione del genere umano è enormemente aumentata.

Lo sfruttamento intensivo delle riserve geologiche d'energia ha reso disponibile una quantità senza precedenti di beni e servizi, permettendo, nel giro di due secoli, uno sviluppo economico, culturale e ambientale più che esponenziale.

Questa vera e propria rivoluzione della società, in precedenza appannaggio solo dei cosiddetti paesi sviluppati, si sta ora riverberando anche su quei paesi che prima ne erano esclusi: un esempio sono l'India e la Cina, nuove potenze economiche dai tassi demografici più alti al mondo.

La richiesta di energia in incessante aumento e la previsione dell'esaurimento delle fonti energetiche non rinnovabili, oltre che le esternalità ambientali da esse generate, pongono problemi di tipo economico, politico ed ambientale, ormai non più così nuovi.

Nonostante la “questione energetica” faccia discutere, già da decenni, scienziati, economisti, sociologi, industriali, politici, opinione pubblica e Premi Nobel, a livello globale, esplicitandosi in summit, conferenze, dichiarazioni, rapporti, principi, direttive, giornate dedicate, manifestazioni, iniziative, obiettivi fissati, ecc, ancora adesso oltre l’80% dell’energia necessaria a far funzionare l’economia mondiale (sistema produttivo, trasporti, agricoltura, consumi civili, ecc.), è fornita dalle fonti fossili, fonti che producono esternalità irreversibili e che sono in fase di esaurimento (anche se le tempistiche sono ancora oggetto di discussione).

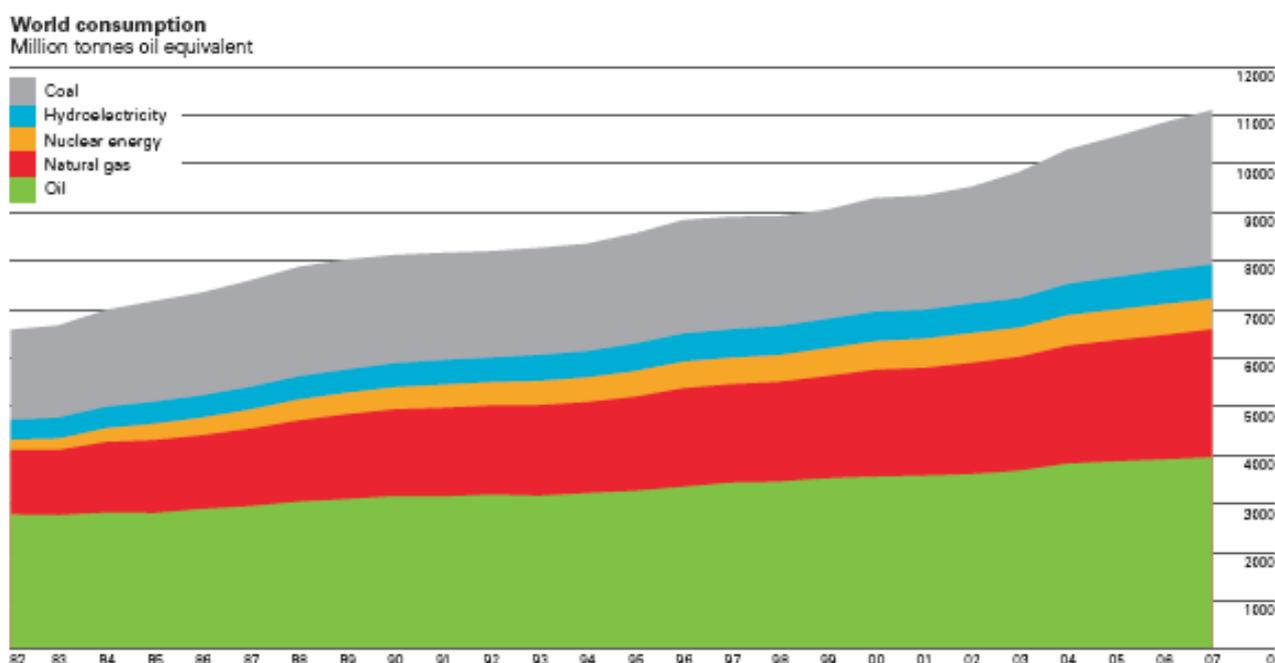


Figura 2.1: Consumi energetici mondiali dal 1982 al 2007 (Fonte: BP, rapporto 2008).

Il rischio che all’economia globale venga progressivamente a mancare una quota crescente dell’energia oggi utilizzata per il suo funzionamento (vedi Figura 2.1, relativa alla crescita dei consumi energetici mondiali nel periodo 1982-2007), dovrebbe spingere alla ricerca e allo sviluppo consistente di fonti energetiche alternative a quelle non rinnovabili: questo cambiamento risulta necessario anche per l’andamento dei prezzi delle fonti fossili, destinati ad aumentare in maniera considerevole man mano che ci si avvicinerà alla soglia di esaurimento.

Come si può contrastare l'esaurimento di quella linfa vitale della società e dell'economia, qual è l'energia?

Innanzitutto, dedicando una maggiore attenzione all'efficienza e al risparmio energetico, azioni indispensabili per preparare la transizione verso un'economia meno dipendente dall'uso di energia di origine fossile.

Contemporaneamente, potenziando i programmi di produzione di energie alternative, a cominciare da quelle rinnovabili (solare, biomasse ed eolico principalmente

E' vero che è già in corso un netto aumento della produzione di energia da fonte rinnovabile, ma a tutt'oggi questa crescita della produzione da fonti rinnovabili non riesce ancora a soddisfare l'incremento di domanda energetica che si verifica annualmente.

Di qui la necessità di uno sforzo straordinario per sviluppare la ricerca e la realizzazione, allo scopo di "catturare" quanta più energia rinnovabile possibile tramite il potenziamento dei programmi di produzione energetica da FER (Fonti Energetiche Rinnovabili).

2.3 - IL QUADRO ATTUALE E LE PREVISIONI FUTURE DEI CONSUMI ENERGETICI MONDIALI

Nel 2003 i consumi mondiali di energia sono stati pari a circa 10 miliardi di tonnellate equivalenti di petrolio (~10 Gtep), vedi Tabella 2.1 e Figura 2.1; nel 2007 i consumi sono stati quasi 11000 Mtep.

L'aumento attuale dei consumi mondiali è di circa il 3% annuo, dominato dagli incrementi dei consumi di Cina e India.

	Italia (2003)	EU-27 (2004)	Mondo (2003)
Petrolio	47%	36.8%	34%
Gas	33%	24%	21%
Carbone	7.9%	18.2%	24%
Rinnovabili	6.5%	6.4%	13%
Nucleare	--	14.4%	6.5%
Importazioni di energia elettrica	5.8%	--	--
Totale (100%)	~193 milioni di tep	~1.17 miliardi di tep	~10 miliardi di tep

Tabella 2.1: Consumi energetici annui mondiali, europei (EU 27) e italiani in tonnellate equivalenti di petrolio (tep) nel 2003/2004 e percentuali di fonti primarie (Fonti BP, ENEA)

Come sottolineato in precedenza, la maggior parte dell'energia proviene da combustibili fossili, in particolare dal petrolio (vedi Figura).

L'Italia non ha combustibili fossili in quantità sufficiente e dipende dalle importazioni per circa l'84% del suo fabbisogno energetico, un valore molto elevato.

Questo fa sorgere problemi di costi, di bilancia dei pagamenti e differenziazioni di approvvigionamento.

Inoltre il caso italiano è anomalo perché il nostro Paese consuma percentuali di petrolio e gas naturale addirittura superiori rispetto a quelle delle altre nazioni: tra i motivi, anche l'abbandono del nucleare, scelta comunque tornata recentemente "in discussione".

Di fronte a questi consumi vanno valutati gli usi: in Italia il 35% dell'energia è consumata dall'industria, il 24% nei trasporti, il 34% per usi civili e l'agricoltura, il 7% per usi non energetici.

Negli ultimi decenni vi sono stati molti miglioramenti tecnologici che hanno portato a miglioramenti di efficienza nella produzione (per es. nelle centrali termoelettriche

per produrre energia elettrica) e nell'uso dell'energia (per es. il rendimento luminoso delle lampadine, rendimento dei motori, miglioramenti nel bruciare l'olio combustibile per riscaldamento, ecc).

Nelle nazioni industrializzate, questi miglioramenti hanno rallentato la crescita dei consumi, per cui si può dire che il risparmio energetico si è presentato e si presenta come una nuova fonte di energia.

	1980	2000	2005	2015	2030	2005-2030*
Carbone	1786	2292	2892	3988	4994	2,2
Petrolio	3106	3647	4000	4720	5585	1,3
Gas	1237	2089	2354	3044	3948	2,1
Nucleare	186	675	721	804	854	0,7
Idroelettrica	147	226	251	327	416	2,0
Biomasse	753	1041	1149	1334	1615	1,4
Altre FER	12	53	61	145	308	6,7
TOTALE	7227	10023	11428	14362	17720	1,8

Tabella 2.2: Domanda mondiale di energia primaria in milioni di Tep (Fonte: World Energy Outlook 2007, IEA).

* Tasso annuale di crescita media

Tutto questo rischia però di non essere sufficiente (considerando anche il poco tempo disponibile per costruire credibili alternative) ad evitare il collasso dell'economia del petrolio, che ha caratterizzato lo sviluppo industriale del Novecento.

2.3.1. LA CRESCITA DEMOGRAFICA ED ECONOMICA COME PROPULSORI DELL'INCREMENTO DI RICHIESTA ENERGETICA

Il recente rapporto del World Energy Council, il cui congresso si è svolto a Roma nel novembre 2007, ha previsto un raddoppio della domanda energetica globale da qui al 2050. Per quella data, la popolazione mondiale sarà aumentata di circa 2,5 miliardi.

Le stime sul lungo periodo relative ai consumi energetici totali concordano nel prevedere una crescita che porterà, nel 2030, a superare abbondantemente i 17000 Mtep: se per l'IEA la richiesta sarà di 17720 Mtep (vedi Tabella 2.2), l'EIA stima una domanda pari a circa 18200 Mtep (vedi Tabella 2.3).

	2003	2010	2020	2030	Var 2003-30 totale (%)	Var 2003-30 annua (%)
OECD	5904	6454	7096	7782	31.8	1
Nord America	2981	3311	3740	4188	40.49	1.3
Europa	1988	2127	2235	2381	19.77	0.7
Asia & Oceania	935	1016	1119	1210	29.38	1
Non OECD	4697	6391	8354	10402	121.46	3
Europa & Eurasia	1222	1424	1731	1991	62.89	1.8
Asia	2094	3180	4355	5635	169.07	3.7
Medio Oriente	494	630	786	950	92.35	2.4
Africa	335	446	562	675	101.5	2.6
Centro e Sud America	552	711	920	1152	108.68	2.8
TOTALE	10602	12844	15447	18184	71.52	2

Tabella 2.3: Stime relative alla domanda mondiale di energia primaria, in milioni di tep (Fonte: EIA)

I paesi in via di sviluppo saranno responsabili del 70% di questo aumento e tra loro la sola Cina del 30%.

Gli esperti di scienze demografiche sostengono che il tasso di crescita scenderà a zero a fine secolo, quando la popolazione mondiale avrà raggiunto il traguardo di 10 miliardi di persone (fonte: ONU, vedi Figura 2.2 nella pagina successiva).

Crescita della Popolazione Umana

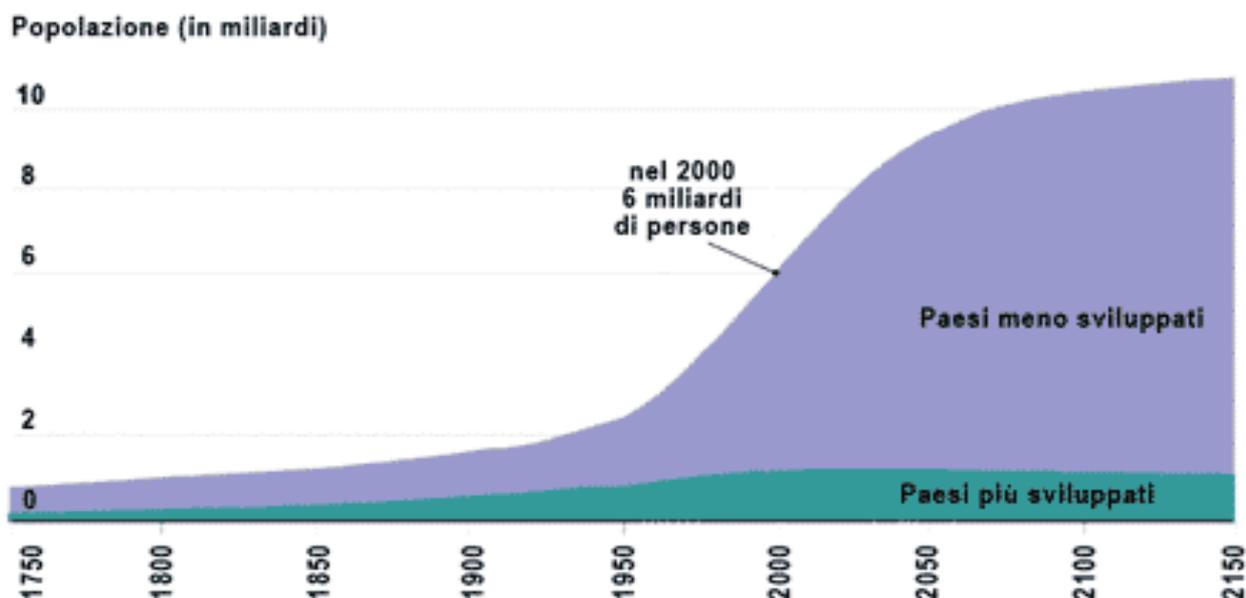


Figura 2.2: Grafico della crescita della popolazione umana (Fonte ONU)

Per quanto si possa essere “soddisfatti” di una tendenziale stabilizzazione della popolazione mondiale, bisogna però essere consapevoli delle conseguenze ambientali e climatiche derivanti da un’ulteriore pressione demografica di oltre 3 miliardi di persone, quasi totalmente localizzata nei paesi in via di sviluppo.

L’effetto combinato di crescita economica e crescita demografica costituisce quindi un moltiplicatore dei consumi energetici (per quanto, è interessante notare che, dall’antichità ad oggi, il fabbisogno medio di energia pro-capite è aumentato solo di 3 volte e dalla rivoluzione industriale è rimasto pressoché costante, intorno a 1.6-1.8 tep/abitante-anno).

Ad esempio, se la sola India, che vede oggi un incremento del proprio PIL superiore all’8%, avesse per i prossimi 40 anni il tasso di crescita del 5% e mantenesse invariato il proprio tasso di incremento demografico, arriverebbe ad avere un consumo energetico 13 volte superiore a quello attuale (previsioni IEA, “Worldwide Engagement for Sustainable Energy Strategies”, 2010, vedi Figura 2.3 nella pagina successiva).

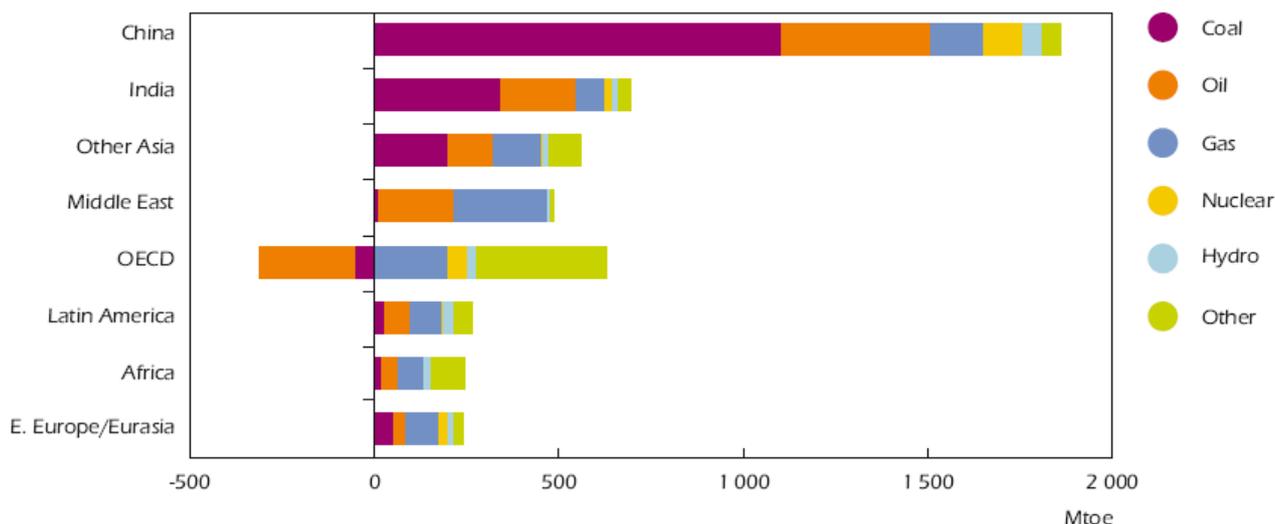


Figura 2.3: Previsioni di crescita al 2030 nella richiesta di energia primaria, suddivisa per fonti, nelle differenti Regioni mondiali (Fonte: IEA)

L'incremento demografico costituisce quindi un elemento moltiplicatore del consumo di risorse una tantum, il cui esaurimento modificherà profondamente la storia umana.

L'organizzazione economica della società attuale, trasforma l'energia in ricchezza e per questo ogni governo è mosso dalla volontà di procurarsi quanta più energia possibile, anche usando la forza.

Gli stessi paesi in via di sviluppo, ed in particolare Cina ed India, vivono una fase di forte crescita economica, sostenuta da una altrettanto alta crescita dei consumi energetici.

In questi due paesi il reddito medio annuo ha ormai raggiunto la soglia dei 3.000 dollari, livello che produce un incremento della domanda di beni ad alto tenore energetico; c'è quindi da aspettarsi che questa fase dello sviluppo economico produca una notevole accelerazione dei consumi energetici.

A riprova di ciò sta l'incremento di importazioni di carbone dal Sudafrica, che andrà ad alimentare l'industria siderurgica e l'industria della produzione elettrica asiatica. In definitiva, in gran parte dei paesi in via di sviluppo, la tendenza è quella di un incremento dei consumi energetici che, per l'arretratezza tecnologica complessiva, non può che essere sostenuto da fonti fossili.

Su questo, concordano sia l'IEA che l'EIA (vedi Tabelle 2.4 e 2.5): si registrerà una crescita dei consumi energetici da fonte fossile.

	2003	2010	2020	2030	2003-2030 var. totale (%)	2003-2025 var. annua (%)
Petrolio	4085	4677	5312	6025	47.5	1,4
Gas naturale	2497	3052	3934	4785	91.62	2.4
Carbone	2530	3246	4034	4927	94.72	2.5
Nucleare	668	728	829	874	30.94	1
Rinnovabili	824	1139	1338	1572	90.83	2.4
totale mondo	10602	12844	15447	18184	71,52	2

	2002	2010	2020	2030	2002-2030 var. totale (%)	2002-2025 var. annua (%)
Petrolio	3676	4308	5074	5766	56.86	1.6
Gas naturale	2190	2703	3451	4130	88.58	2.3
Carbone	2389	2763	3193	3601	50.73	1.5
Nucleare	692	778	776	761	10.4	0.4
En. idrica	224	276	321	365	62.95	1.8
Biomasse e rifiuti	1119	1264	1428	1605	43.43	1.3
Rinnovabili	55	101	162	256	365.45	5.7
totale mondo	10345	12194	14404	16487	59.37	1.7

Tabelle 2.4-2.5: stime della produzione da differenti fonte energetiche nel periodo 2010-2030, secondo IEA e EIA

Dal confronto tra le previsioni, emerge soprattutto il ruolo del carbone, in declino per la prima, in ripresa per la seconda: la ragione di tale divergenza potrebbe essere cercata nel recente aumento di prezzo di petrolio e gas.

L'aumento della richiesta energetica prevista non potrà essere compensata se non tramite l'utilizzo, anche nel prossimo futuro, di fonti energetiche convenzionali, i cui costi sono in rapido aumento e le scorte in diminuzione; l'incremento dell'efficienza energetica e la riduzione degli sprechi, infatti, è una strada da battere ma che, nel breve-medio periodo dovrà essere affiancata da una modificazione sostanziale delle politiche energetiche relative alle fonti convenzionali.

Tali fonti sono utilizzate in genere per fare funzionare centrali termo-elettriche attraverso processi di combustione le cui emissioni sono individuate come la causa principale del cosiddetto "cambiamento climatico" e risultano quasi raddoppiate negli ultimi 50 anni.

2.3.2. RELAZIONE TRA AUMENTO DEI CONSUMI ENERGETICI E INCREMENTO DELLE EMISSIONI CLIMALTERANTI

L'aumento dei consumi energetici comporta un altrettanto forte incremento delle emissioni di CO₂, che una parte della scienza mondiale sostiene essere causa del fenomeno del surriscaldamento globale e delle sue drammatiche conseguenze ambientali e climatiche.

Il Quarto Rapporto Globale sul clima dell'IPCC (Intergovernmental Panel on Climate Change), datato 2007, prevede che la temperatura media globale al 2100 possa incrementare da un minimo di 1.1°C ad un massimo di 6.4°C, ma l'ipotesi più probabile per l'IPCC sembra essere quella secondo cui l'aumento sarà compreso tra 0.6 e 0.7°C al 2030, per raggiungere poi un valore tra 3 e 4.5°C nel 2100.

Ora siamo ad un valore di temperatura medio globale maggiore di 0,7°C dall'inizio dell'era industrializzata, e proprio l'attività umana è da considerarsi la principale responsabile di tale aumento.

Le concentrazioni in atmosfera di anidride carbonica, metano e protossido di azoto (i principali elementi responsabili dell'effetto serra) sono notevolmente aumentate (vedi Figura 2.4), passando da un valore pre-industriale di circa 280 ppm ad un valore di 379 ppm nel 2005, e il Panel ritiene che, per non rendere irreversibile il surriscaldamento terrestre, bisognerebbe, da oggi al 2030, ridurre le attuali emissioni del 50%, obiettivo estremamente ambizioso e presumibilmente fuori portata.

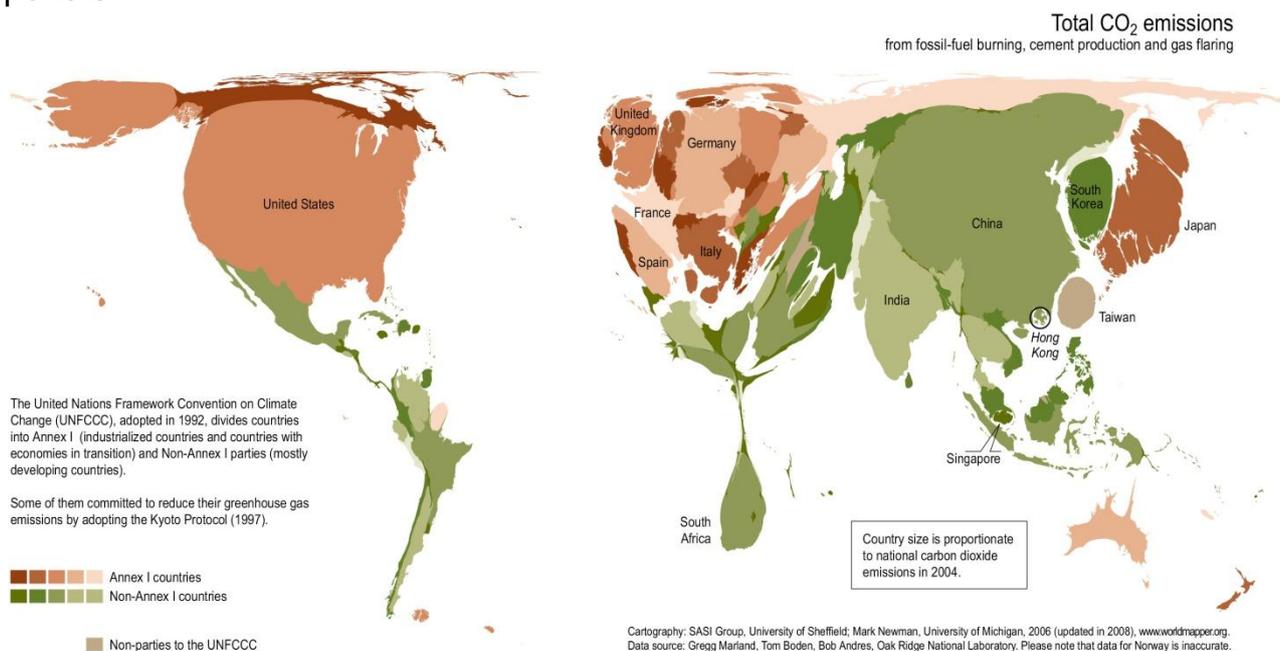


Figura 2.4: Ripartizione delle emissioni di CO₂ nel mondo (Fonte UNEP)

La possibilità di modificare il trend energetico globale dipende dalla volontà di agire su più piani, ognuno convergente verso l'obiettivo della riduzione dell'uso di fonti energetiche fossili.

In pratica la strada da battere è legata alla scelta di orientare gli investimenti verso energie non clima-alteranti (rinnovabili in primis), migliorare l'efficienza e promuovere il risparmio e l'equità nei consumi energetici globali: si tratta di mettere in atto una "razionalizzazione energetica", che sia in grado di compensare, almeno parzialmente, le politiche "no future" condotte finora, all'insegna prima di tutto delle contingenze politiche.

Proprio facendo riferimento alle recenti politiche di approccio energetico, bisogna tenere conto che solo negli ultimi 20 anni è stata consumata più energia di quella consumata dall'inizio dell'era industriale ad oggi.

La stessa sorte è toccata a tutte le altre risorse naturali.

Per questo motivo, nel corso dell'ultimo secolo, per far fronte alla domanda alimentare derivante da un incremento demografico senza precedenti, sono state percorse due strade:

- un crescente uso della fertilizzazione dei terreni;
- l'estensione delle terre destinate all'agricoltura intaccando boschi e foreste vergini, prosciugando paludi ed acquitrini.

In meno di cento anni la superficie arida a livello planetario è aumentata di oltre il 100%, passando da 11 a 26 milioni di Km².

A tutto questo si deve aggiungere il processo di inurbamento che sottrae agli usi agricoli milioni di chilometri quadrati di terreno coltivabile.

Inoltre, il disboscamento determinato dalla crescente fame di terreni per usi agricoli e più recentemente per biocombustibili (olio di palma in Indonesia e canna da zucchero e olio di soia e di colza in America Latina) ha determinato un impatto pesantissimo sugli equilibri ambientali.

Foreste e boschi hanno infatti una vera e propria funzione di serbatoio d'acqua e custodiscono un'enorme quantità di carbonio altrimenti destinato a diffondersi nell'atmosfera sotto forma di CO₂.

Gli attuali ritmi di disboscamento della foresta equatoriale in Amazzonia, Africa e nel Sud-Est asiatico, in particolare in Indonesia, rappresentano il più intenso processo di distruzione delle foreste e di biodiversità che si sia mai verificato.

L'effetto combinato di deforestazione ed estensione delle colture idroesigenti ha portato ad una progressiva riduzione della quantità di acqua disponibile.

I cambiamenti climatici in corso, con la riduzione della quantità di piogge nelle zone sub-tropicali (basso Mediterraneo e Australia), dov'è in corso un fenomeno di aumento della popolazione e di espansione dei deserti, stanno aumentando i problemi di accesso al bene primario acqua e al cibo per miliardi di persone.

Il surriscaldamento del globo terrestre, fenomeno connesso e allo stesso tempo responsabile dei cambiamenti climatici, è il problema che più di ogni altro ha contribuito negli ultimi anni a sensibilizzare l'opinione pubblica sui temi energetico - ambientali.

Scioglimento dei ghiacci, estati sempre più calde, inverni particolarmente miti, piogge di intensità tropicale, desertificazione, innalzamento dei livelli del mare, incendi boschivi, uragani più frequenti e distruttivi: sono tutti eventi che hanno contribuito a diffondere la consapevolezza che è in atto un cambiamento del clima terrestre e della insostenibilità di un modello energetico che trascura i limiti fondamentali della capacità di assorbimento dell'atmosfera (vedi Figura: correlazioni tra processi ed eventi globali legati al cambiamento climatico).

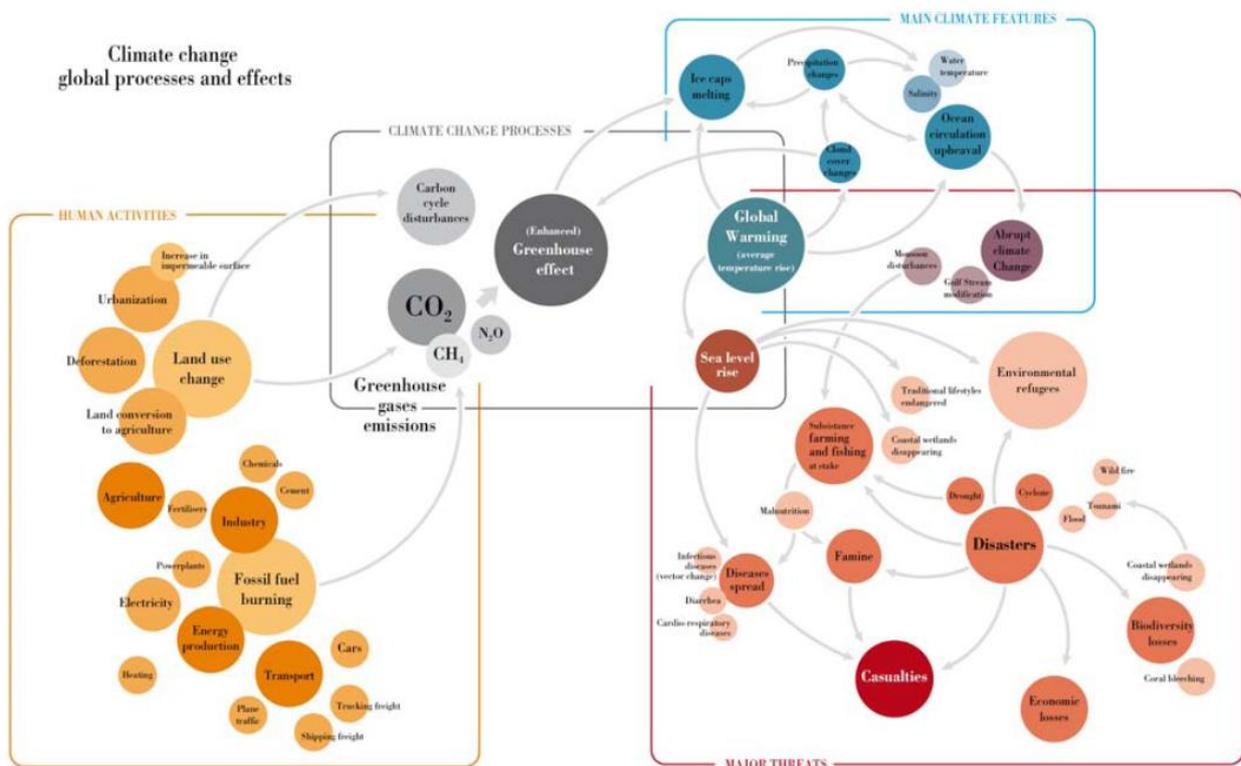


Figura 2.5: Processi ed effetti globali legati al cambiamento climatico (Fonte UNEP)

La maggioranza della comunità scientifica e l'opinione pubblica concordano anche nell'individuazione delle cause di questo fenomeno.

La responsabilità principale di ciò che sta accadendo è attribuibile alla crescente concentrazione di gas serra (in particolare di CO₂) nell'atmosfera: ogni anno, infatti, si scaricano nell'atmosfera dieci miliardi di tonnellate di CO₂ che provengono principalmente dalla combustione di carbone, petrolio, gas naturale e zootecnia.

La biosfera ha una propria capacità di assorbire CO₂ (sintesi clorofilliana, assorbimento nelle acque oceaniche, ecc.) ma non riesce a tenere il passo con il livello di emissione di anidride carbonica, che è cresciuto proporzionalmente al processo di industrializzazione e alla produzione di energia.

Per questa ragione la concentrazione di CO₂ è passata da 180 ppm all'inizio del XX secolo a 380 ppm oggi.

Proprio per una correlazione importante fra concentrazione di anidride carbonica ed effetto serra, alla CO₂ viene imputata la responsabilità principale del surriscaldamento terrestre, al punto che se la sua concentrazione dovesse superare le 450 ppm, il rischio sarebbe quello di un aumento della temperatura terrestre di 2-3°C, che produrrebbe un cambiamento climatico dagli effetti imprevedibili, ma sicuramente disastrosi.

A determinare l'effetto serra concorre anche il metano che viene immesso in quantità crescente nell'atmosfera.

Lo scioglimento del permafrost (sedimenti alluvionali ghiacciati presenti principalmente presso le foci dei fiumi che sfociano nel Mare Artico in Siberia e Canada) è un esempio perfetto per mostrare gli effetti legati all'aumento della temperatura.

Questi sedimenti, che contengono materiale organico e metano in grosse percentuali, sciogliendosi liberano metano (imprigionato sotto forma di idrati) e anidride carbonica derivante dalla decomposizione del materiale organico.

2.3.3. GLI SCENARI POSSIBILI NEL SETTORE DELL'ENERGIA PER LE EMISSIONI DI CO₂ IN ATMOSFERA

Come evidenziato, i consumi energetici sono responsabili di più del 60% delle emissioni dei gas-serra. Per tale motivo il settore dell'energia deve individuare azioni per la stabilizzazione della concentrazione dei gas-serra.

L'IEA nel suo rapporto del 2008 "World Energy Outlook" fornisce due scenari: lo scenario "di riferimento" proietta nel 2030 quello che succederà in assenza di interventi virtuosi, mentre lo scenario "alternativo" prevede l'attuazione di una policy dei Paesi attiva nei confronti del contenimento dei consumi, con un aumento del mix energetico, del potenziamento delle fonti rinnovabili, dell'aumento dell'efficienza energetica per mezzo di investimenti.

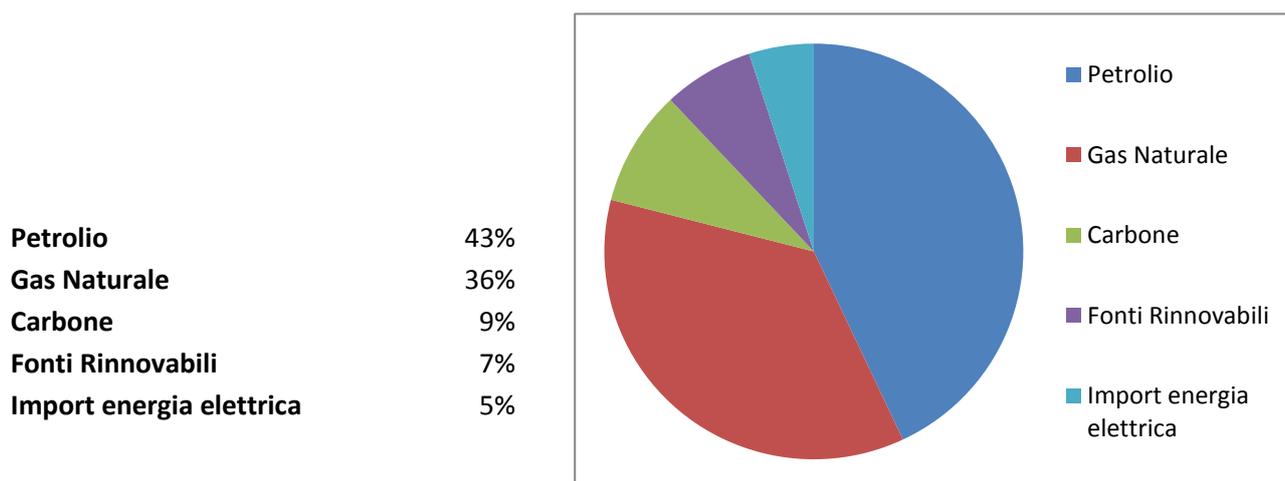


Figura 2.6: Distribuzione della produzione energetica tra le differenti fonti (Fonte: IEA 2008)

Poiché la CO₂ è la sostanza di riferimento dei gas-serra, lo scenario alternativo prevede due ipotesi di lavoro: stabilizzare la concentrazione di CO₂ a 450 parti per milione (ppm), contro le attuali 350 ppm, o a 550 ppm. Vi è da notare che nello scenario di riferimento si raggiungerebbe facilmente alla fine del secolo una concentrazione di CO₂ pari a quasi il doppio (700 ppm).

Si parte dalle cifre del 2006 che sommariamente possono essere le seguenti: il consumo di energia è pari a 11 miliardi di tep/anno e la quantità di emissioni di CO₂ supera il valore di 27 miliardi di tonnellate/anno.

In Italia, d'altra parte, nel 2006 i consumi energetici sono stati pari invece a 196 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (+20% rispetto al 1990, in linea con il resto della UE). Un italiano consuma poco meno della media UE, circa la metà rispetto ad un cittadino USA (3.5 tonnellate di petrolio contro 7 tonnellate), ma tre volte rispetto ad un cinese e quasi nove volte rispetto ad un africano.

Sul tema delle emissioni, invece, in Italia sono state emesse 570 milioni di tonnellate di CO₂; le emissioni pro-capite sono di poco superiori alla media europea (4150 tonnellate di CO₂, 8 tonnellate di CO₂ procapite), circa il doppio di quella mondiale.

Nello scenario meno restrittivo di 550 ppm, i consumi di energia aumenteranno tra il 2006 e il 2030 del 30% circa (invece del 45% dello scenario di riferimento) per raggiungere così 15500 milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (contro 17000). Nello scenario di 450 ppm, invece, il consumo di energia al 2030 viene posto pari a 14400 (con un aumento del 23%).

Questo significa che con la politica di 550 ppm le emissioni aumenteranno nel 2030 intorno a 33 miliardi di tonnellate di CO₂ (contro i 40 dello scenario di riferimento) e che con la politica dei 450 ppm tali emissioni dovrebbero scendere al valore di 26 miliardi di tonnellate di CO₂.

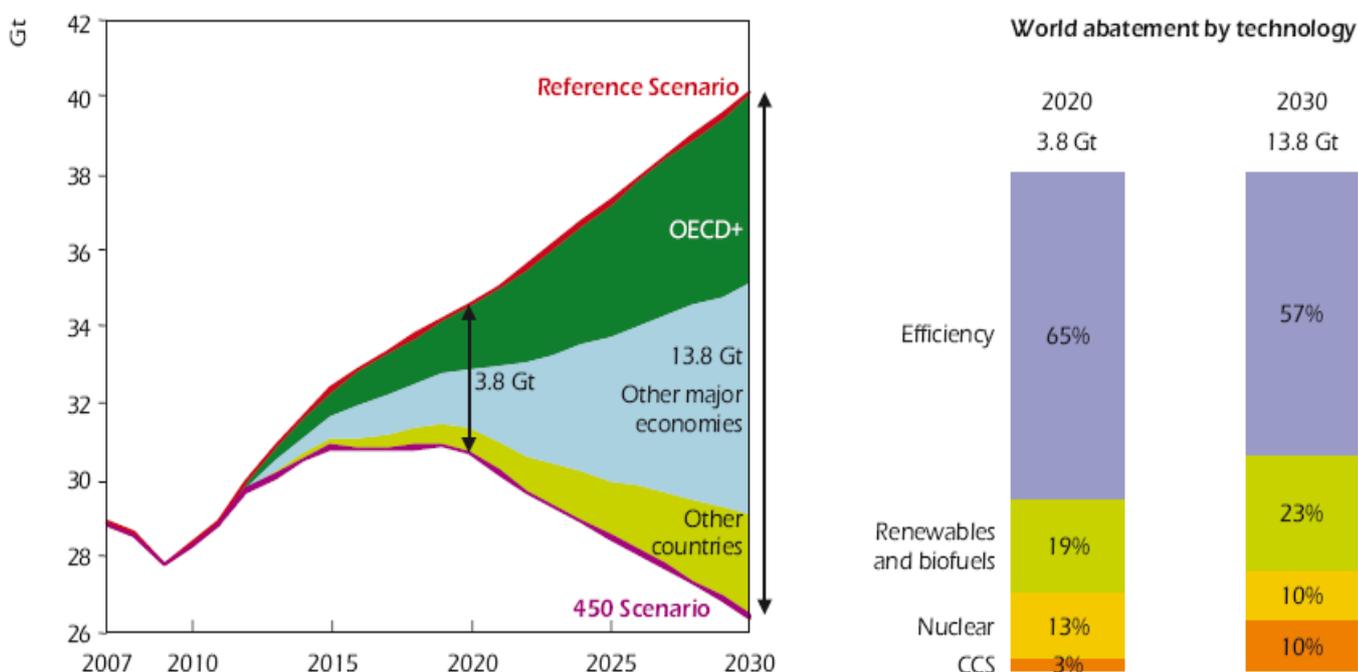


Figura 2.7: Variazione delle emissioni di CO₂ al 2030 secondo lo scenario “Blue Map 14 gt” (Fonte: IEA)

Nello scenario di riferimento, l'IEA prevede indicativamente il protrarsi -in termini di energia primaria- della situazione attuale (29% carbone, 30% petrolio, 22% gas, 5% nucleare, 2% idroelettrico, 10% rifiuti, 2% rinnovabili)

Nello scenario di 450 ppm le riduzioni (7.6 Gton di CO₂ al 2030) dovrebbero essere ripartite come da Tabella 2.6:

efficienza usi finali	63,0
biocombustibili	2,8
Nucleare	7,9
Fonti rinnovabili	15,8
CCS generazione elettrica	10,5
riduzione in termini di CO ₂ (Gton/a)	7,6

Tabella 2.6: Riduzioni di CO₂ in Scenario “450 ppm” (Fonte: “Ambiente Italia 2008”)

Nello scenario di 550 ppm, le ulteriori riduzioni (7 Gton di CO₂ al 2030) dovrebbero essere distribuite come da Tabella 2.7:

efficienza usi finali	46,2
Biocombustibili	4,0
Nucleare	15,4
Fonti rinnovabili	20,8
CCS generazione elettrica	13,1
riduzione in termini di CO ₂ (Gton/a)	7,0

Tabella 2.7: Riduzioni di CO₂ in Scenario “550 ppm” (Fonte: “Ambiente Italia 2008”)

Importante pertanto risulterà l'applicazione di tecnologie a bassa intensità di emissioni (CSS Carbon Capture and Storage nel settore della generazione elettrica e dell'industria) ed una politica di forte impulso verso l'efficienza energetica soprattutto negli usi finali (settore civile e trasporti). Importante risulta il ruolo del nucleare oltre che ovviamente quello delle fonti rinnovabili.

Interessante è confrontare questi studi con quanto riportato dalla stessa IEA in “Energy Technology Perspectives” con un quadro estrapolato al 2050 (Blue Map). In tale rapporto il contenimento delle emissioni per il 2050 per raggiungere valori prossimi a quelli attuali (26-32 GT/anno) deve essere affrontato solo attraverso un mix di tecnologie molto più avanzate, ed allo stato attuale non ancora sviluppate appieno.

Per esempio, si parla del sequestro dell'anidride carbonica (anche per via geologica) con incentivazione dell'ordine di 25 dollari per tonnellata, e dell'impiego dell'idrogeno nei mezzi di trasporto (vedi Figura 2.8).

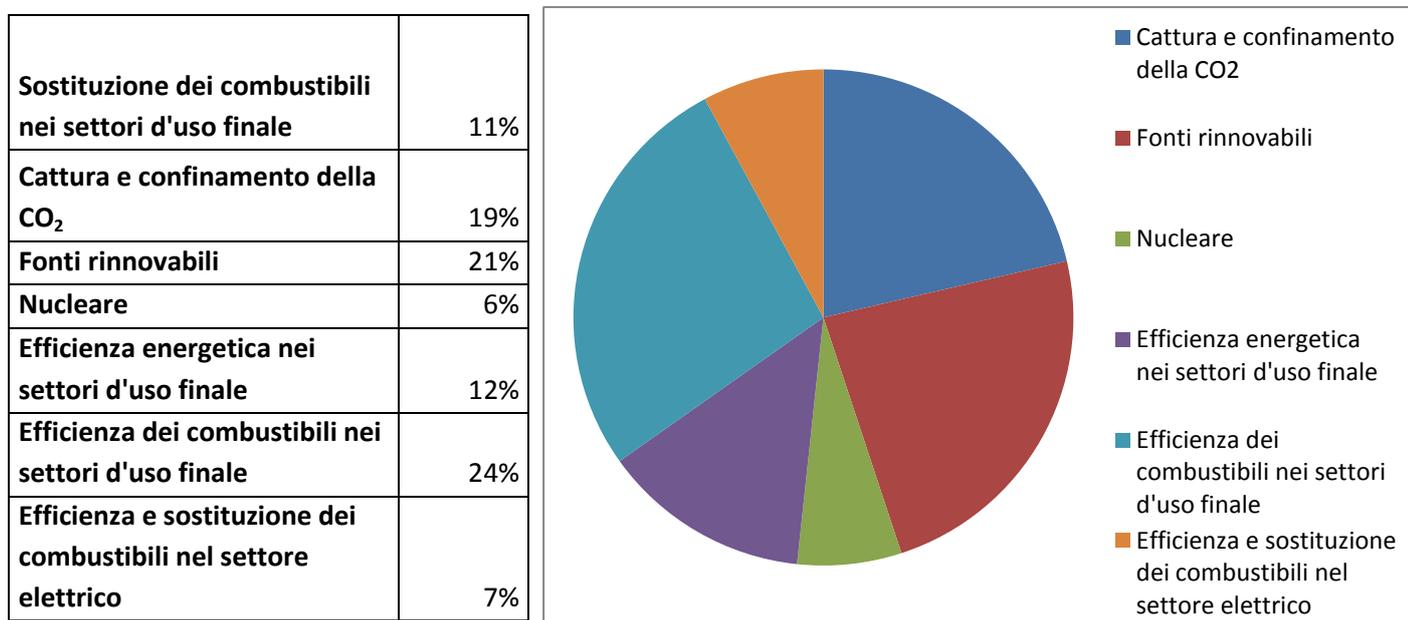


Figura 2.8: Incidenza percentuale delle tecnologie nella riduzione delle emissioni di CO₂ al 2030 (Fonte "Ambiente Italia 2008")

Di seguito (Figura 2.9) è graficato l'andamento ipotizzato della riduzione delle emissioni di CO₂ al 2050, secondo differenti ipotesi di sviluppo.

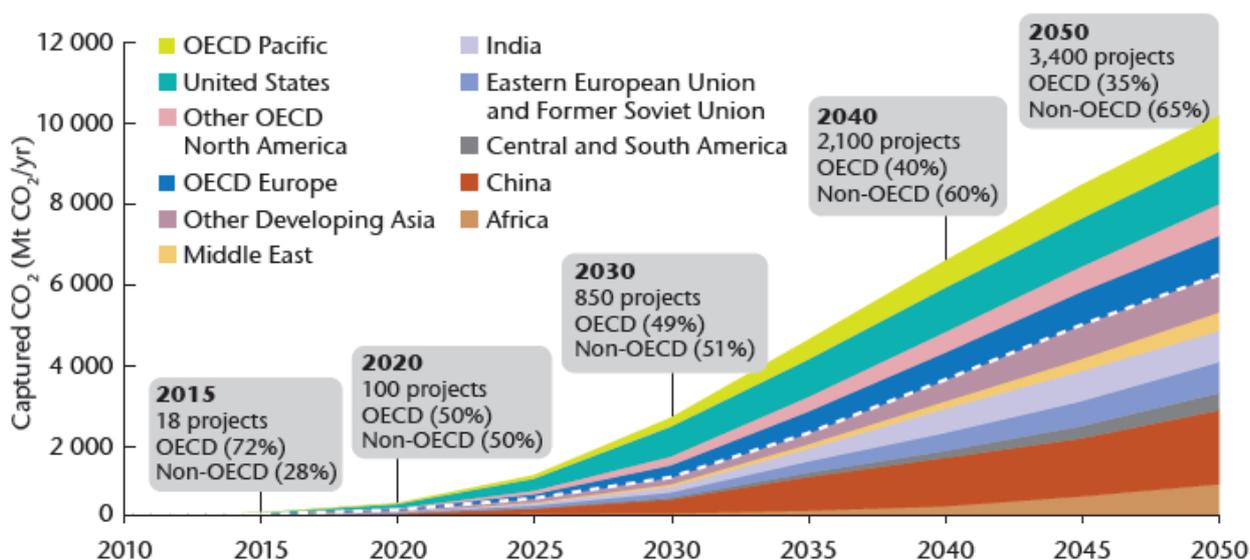


Figura 2.9: andamento ipotizzato della riduzione delle emissioni di CO₂ al 2050 nelle differenti regioni mondiali (Fonte: IEA, "CCS Roadmap 2010")

L'IEA ha basato tali previsioni sull'analisi dell'attuale distribuzione dei progetti (su larga scala) di riduzione delle emissioni, suddivisi per regione come indicato in Figura 2.10.

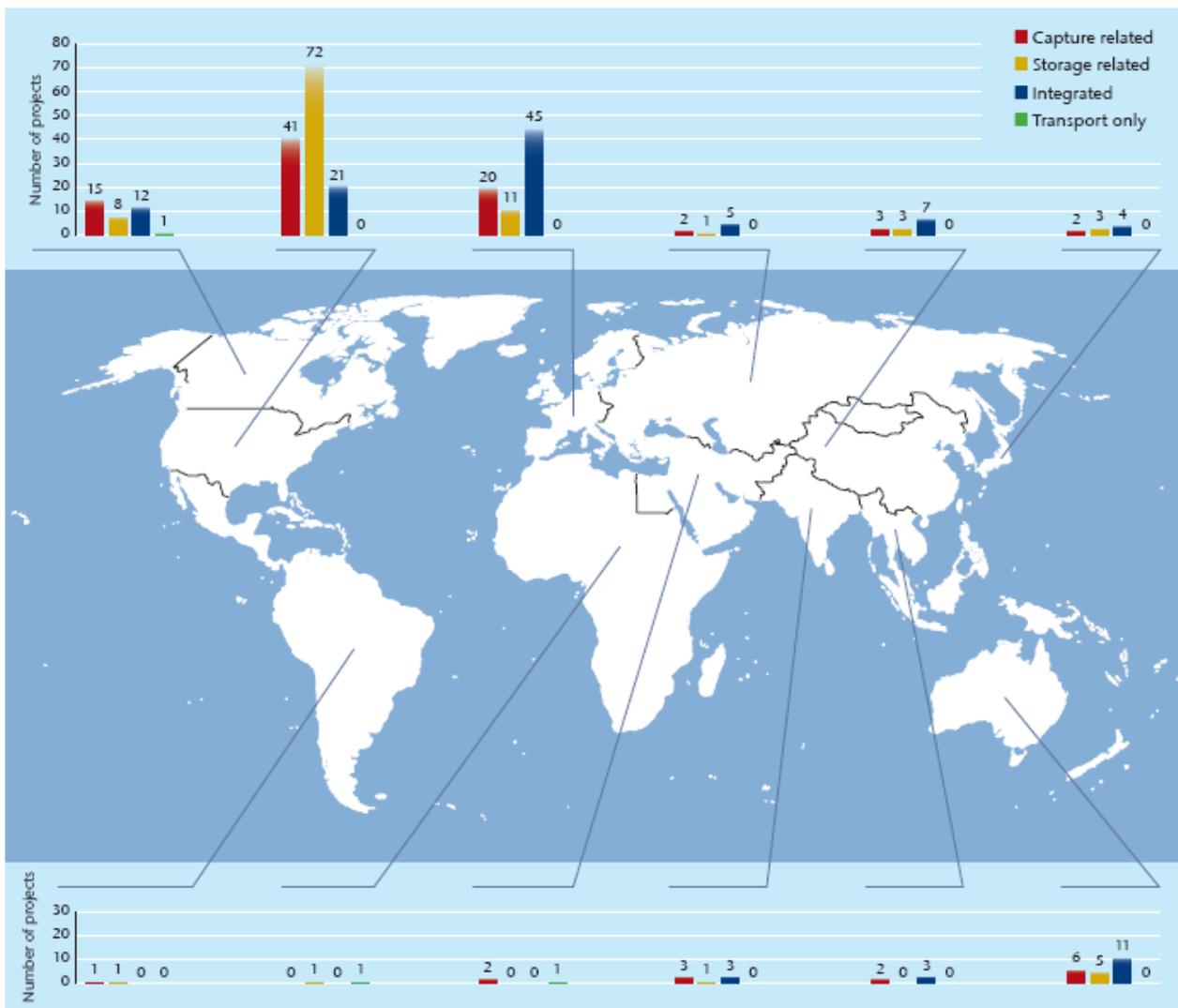


Figura 2.10: distribuzione attuale dei progetti su larga scala di riduzione delle emissioni di CO₂ (Fonte: "Global CCS Institute", 2009)

L'IEA ha anche previsto come questi progetti dovrebbero svilupparsi e ripartirsi, da qui al 2050, nelle differenti regioni del mondo (tenendo anche conto di quelli che sono i costi ad essi connessi), per il rispetto degli obiettivi pianificati di riduzione delle emissioni secondo lo scenario "Blue Map": tale ripartizione è indicata nella Tabella 2.8.

	Number of projects in 2020	Number of projects in 2050	Additional cost 2010-2020 (USD bn)*	Additional cost 2010-2050 (USD bn)*	Total invest. 2010-2020 (USD bn)**	Total invest. 2010-2050 (USD bn)**
OECD NA	29	590	23.6	1 635	61.7	1 130
OECD Europe	14	320	6.8	590	15.8	475
OECD Pacific	7	280	5.9	645	14.1	530
China & India	21	950	7.6	1 315	19.0	1 170
Non-OECD	29	1 260	9.7	1 625	19.8	1 765
World	100	3 400	54	5 810	130	5 070

* Includes cost of transport and storage

** Does not include investment in transport and storage

Tabella 2.8: Previsioni di crescita del numero di progetti di abbattimento della CO₂ al 2050 (Fonte: IEA, “CCS Roadmap 2010”)

Si noti soprattutto la previsione di crescita di progetti destinati all’abbattimento di CO₂ nei paesi non afferenti –attualmente- all’Organizzazione per la Cooperazione e lo Sviluppo Economico (OECD): previsione legata alla speranza di una crescita della consapevolezza ambientale e di sostenibilità energetica in quelli che sono, ora, “Paesi in via di sviluppo” e che, nel 2050, potrebbero invece aver raggiunto una maturità economica superiore.

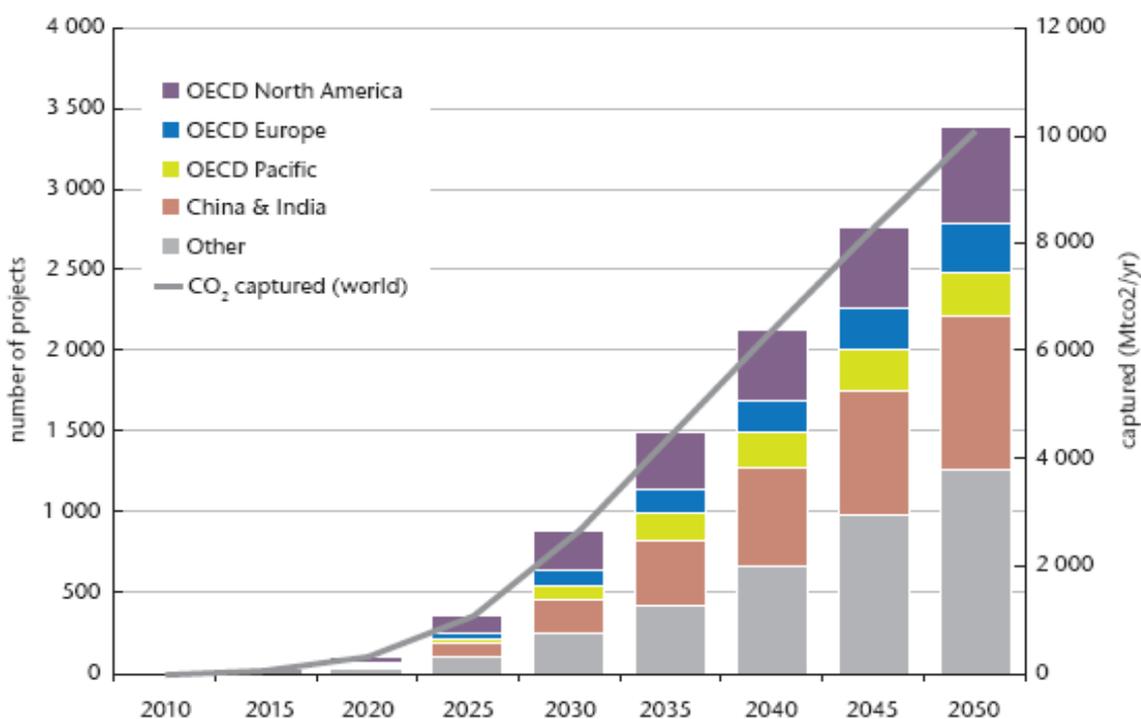


Figura 2.11: Previsioni di riduzione delle emissioni di CO₂ al 2050, in relazione alla variazione del numero di progetti (Fonte: IEA)

2.4. DELIBERAZIONI INTERNAZIONALI IN MATERIA ENERGETICA, AMBIENTALE E DI SVILUPPO SOSTENIBILE

Considerando quanto appena detto, si può capire come sia vitale adottare principi di precauzione a livello internazionale.

Il protocollo di Kyoto è il primo tentativo di collaborazione a livello globale per contenere ed invertire la quantità di CO₂ immessa ogni anno in atmosfera. L'obiettivo principale era quello di ricondurre le emissioni di gas serra al livello del 1990 ma, nei vent'anni trascorsi da quella data, le emissioni a livello globale sono invece aumentate del 30%.

La Conferenza di Copenhagen del dicembre 2009 (la 15esima Conferenza delle parti della Convenzione quadro sul cambiamento climatico del 1992, c.d. COP-15) era quindi un ennesimo appuntamento fondamentale per porre le basi di un nuovo accordo globale per contenere il cambiamento climatico, sostitutivo del Protocollo di Kyoto destinato a scadere nel 2012.

I lavori di preparazione sono stati lunghi e meticolosi.

C'è stata una ottima base di partenza costituita dal Bali Action Plan, adottato nel dicembre del 2007 alla 13esima Conferenza delle parti della Convenzione quadro sul cambiamento climatico (COP-13) a Bali, e dalla Bali Road Map, una sequenza di tappe finalizzata a raggiungere un accordo vincolante globale alla COP-15 di Copenhagen.

Infine, sotto il profilo scientifico, erano attutite, anche se non definitivamente sgombrate, le incertezze e le controversie che avevano svolto un ruolo importante nel 1997 in merito sia all'effettiva esistenza di un cambiamento climatico in atto sia all'imputabilità del cambiamento alle attività umane.

Tuttavia, man mano la data di inizio del meeting si approssimava, aumentava il pessimismo; in effetti, su nessuno dei due argomenti - la riduzione delle emissioni di gas serra e la distribuzione dei costi - il meeting di Copenhagen ha offerto soluzioni vincolanti e condivise dai paesi partecipanti, né tantomeno ha posto le basi per raggiungerle in un prossimo futuro.

Si è riusciti solamente a “prendere atto” di un documento non vincolante elaborato in extremis da un risicato gruppo di capi di Stato e di governo (USA, Cina, Francia, Brasile, Sud Africa).

Ecco in sintesi il contenuto del documento:

- I paesi ricchi (i paesi industrializzati dell'Annex 1 del Protocollo di Kyoto) devono indicare entro il 31 gennaio 2010 gli impegni che intendono assumere per ridurre le emissioni di gas serra entro il 2020;
- Tutti gli altri paesi (non inclusi nell'Annex 1), con esclusione del gruppo dei paesi più poveri (c.d. LDC, Least Developed States, composto da 49 Stati) e degli Stati il cui territorio è costituito da piccole isole (c.d. AOSIS, Alliance of small-island States, composta da 39 Stati) si impegnano ad indicare entro la medesima data del 31 gennaio 2010, con possibilità di ulteriori aggiunte, gli interventi di mitigazione del cambiamento climatico che intendono porre in essere a livello nazionale (Nationally Appropriate Mitigation Actions o NAMA's);
- I paesi ricchi si impegnano a costituire un fondo fornendo contributi per 30 miliardi di dollari per i primi tre anni al fine di sostenere finanziariamente le azioni di contenimento del cambiamento climatico dei paesi di cui al punto b) che precede e di adattamento al cambiamento per i paesi più poveri e gli Stati-piccole isole.
- I paesi ricchi si impegnano inoltre a fornire contributi per un importo complessivo di 100 miliardi di dollari all'anno fino al 2020 per finanziare azioni dei paesi poveri e in via di sviluppo volte al contenimento del cambiamento climatico, a condizione che siano previsti strumenti per rendere trasparenti e verificabili l'effettiva attuazione delle azioni programmate;
- La costituzione di un Comitato per esaminare ulteriori fonti di finanziamento e di un apposito Copenhagen Green Climate Fund per gestire e sostenere i progetti di mitigazione e di adattamento.

Se si raffrontano i risultati ottenuti alle attese e agli obiettivi posti dalla Bali Road Map approvata due anni prima, il giudizio non può che essere pesantemente negativo.

Si è ottenuto un accordo che non solo non è vincolante, ma non essendo stato fatto proprio dalla Conferenza, non raggiunge neppure lo status di uno strumento di soft-law di riferimento per azioni future¹.

Tuttavia i giudizi radicalmente negativi appena espressi vanno temperati con alcuni elementi positivi che invitano a nutrire qualche speranza sul fatto che siano state poste le premesse per un nuovo ordine a livello internazionale su questa materia. Prima di tutto l'Accordo segna una, ancorché flebile, ricomposizione della frattura tra paesi ricchi, paesi poveri e paesi emergenti, in quanto indica una prima convergenza fra i diversi schieramenti verso un comune modo di procedere per il futuro.

Poi, ed è l'aspetto più importante, l'esito della Conferenza ha reso evidente che devono essere ripensati gli strumenti per affrontare un tema così complesso e così conflittuale come il cambiamento climatico.

È risultato evidente che la ricerca di un accordo globale e onnicomprensivo di tutti i paesi su tutti i temi che concorrono al fenomeno del cambiamento climatico, non dà frutti: è irragionevole pensare di poter raggiungere un accordo vincolante che coinvolga tutti i paesi, indipendentemente dal loro grado di sviluppo economico, dal loro contributo al cambiamento e dalle loro capacità economiche e tecnologiche e che, inoltre, riguardi tutte le fonti di emissioni di gas serra e tutti i gas che provocano le alterazioni del clima.

Stanno così prendendo corpo proposte di scomporre le iniziative e di organizzare confronti e trattative su specifici temi di rilievo cui partecipano solo le parti interessate.

In questo senso, poco prima della Conferenza di Copenhagen, ha preso decisamente posizione il premio Nobel 2009 per l'economia Elinor Ostrom che, in uno studio predisposto nell'ottobre del 2009 per la Banca Mondiale dedica particolare attenzione ai problemi posti dal cambiamento climatico².

In particolare, Ostrom osserva che politiche unitarie adottate su scala globale difficilmente ottengono risultati soddisfacenti, mentre hanno più probabilità di successo politiche che adottano un metodo policentrico su vari livelli territoriali, a partire dal livello locale per giungere al livello dell'accordo internazionale bilaterale o multilaterale.

¹ Robert Fowler, *An Initial Assessment of the Copenhagen Outcomes*, dicembre 2009.

² Fowler R, *An Initial Assessment of the Copenhagen Outcomes, 2009*

³ Ostrom E, *A polycentric approach for coping with climate change*. Background paper to the 2010 World development Report: *Development in a Changing Climate*

Questo metodo che privilegia il pluralismo delle iniziative e delle azioni, osserva ancora Olstrom³, ha vari vantaggi: promuove sforzi, esperimenti e strategie a multipli livelli, permette di comparare i costi e i benefici delle varie attività intraprese e di valutare così le variabili che, nelle diverse realtà, ne hanno determinato il successo o il fallimento. Inoltre, in questo modo si incoraggia il formarsi di impegni collettivi e l'assunzione di responsabilità dal basso, per sviluppare iniziative su scala ridotta, ma riproducibili, in caso di esito positivo.

Mettere sotto controllo le emissioni di CO₂ è dunque grande sfida di questo nostro secolo e non sarà facile vincerla.

Il crescente dinamismo dell'economia mondiale è infatti sostenuto da un proporzionale aumento dell'energia prodotta da fonti fossili, tra le quali assume un ruolo sempre più rilevante il carbone³ (specialmente in paesi come Cina ed India, attirati da questa fonte energetica, piuttosto che altre con meno esternalità, per i rapidi tempi di ritorno dell'investimento e di costruzione degli impianti).

Il problema energetico torna dunque in primo piano, visto che la necessità di diversificare gli approvvigionamenti verso FER, oltre che di adoperarsi per ridurre e razionalizzare i consumi energetici, quindi non è più una questione rimandabile, ed è di vitale importanza iniziare renderla realtà da subito.

⁴ ENEA, Rapporto Energia e Ambiente 2008, Analisi e Scenari, Roma 2009

2.5 LO SCENARIO ITALIANO IN RELAZIONE ALLA DIRETTIVA 2009/28/CE

La sostenibilità dello sviluppo è diventato un tema che associa all'esigenza della salvaguardia del pianeta quella della crescita.

Il cambiamento tecnologico è il tramite attraverso il quale si possono contenere le emissioni di CO₂ ed allo stesso tempo spingere con la forza necessaria ad una maggiore efficienza energetica.

L'efficienza negli usi finali dell'energia, sia nel residenziale che nei trasporti e nell'industria è importante quanto un buon mix energetico⁴.

Occorre dunque diminuire la dipendenza energetica dell'estero, differenziare le fonti attraverso le rinnovabili, oltre ad aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti.

Per tutto ciò, la scelta di appoggiarsi energeticamente ad un mix di fonti energetiche differenti, è un aspetto certamente decisivo.

Per diminuire i costi, introdurre innovazione, abbassare i consumi (e dunque anche le emissioni), l'efficienza energetica è lo strumento decisamente più importante.

Nel prefigurare interventi per il rilancio dell'economia, si è fatta strada l'idea, sempre più condivisa, che la concentrazione degli sforzi di investimento nei processi e nelle tecnologie mirate ad un uso più razionale dell'energia e allo sfruttamento di fonti energetiche rinnovabili (in linea generale, *clean energy technologies*), potrebbe funzionare da volano per la ripresa economica garantendo, al tempo stesso, la piena coerenza con i vincoli energetici e ambientali che, inevitabilmente, riprenderebbero ad esercitare la loro pressione.

La possibilità di dare forma e attuazione concreta ad una uscita dalla crisi attraverso una sorta di "green new deal" risulta, tuttavia, cosa ben più complessa ed è in questa prospettiva che il dibattito più recente si è andato sviluppando.

La struttura dell'offerta come della domanda di energia ed il modo in cui il rapporto tra le due è capace di influenzare gli scenari delle emissioni costituisce un primo rilevante punto di attenzione.

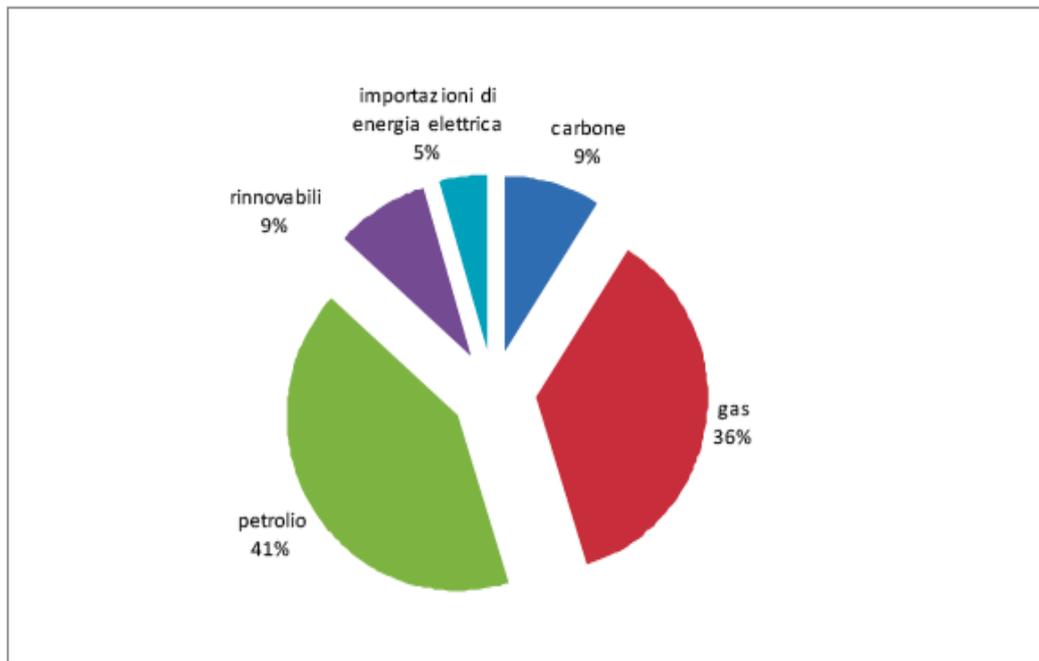


Figura 2.12: Domanda di energia primaria per fonte. Anno 2008 (Fonte: ENEA)

Rispetto alla media dei 27 Paesi dell'Unione Europea, i consumi di energia primaria in Italia si caratterizzano per un maggiore ricorso a petrolio e gas, per una componente strutturale di importazioni di elettricità (circa il 5% dei consumi primari, vedi Figura 2.12), per un ridotto contributo del carbone (pari al 9% dei consumi primari di energia) e per l'assenza di generazione elettronucleare.

Va inoltre sottolineato che il 30% circa delle fonti primarie disponibili costituisce l'input del settore termoelettrico (in particolare il 40% del gas naturale disponibile è impiegato nella generazione elettrica).

La domanda di energia primaria si attesta nel 2008 a 193 Mtep, subendo una flessione di un punto percentuale rispetto al 2007, per una generalizzata contrazione dei consumi di tutte le fonti fossili, non compensata dall'accresciuto contributo delle fonti rinnovabili.

L'andamento recente dei consumi energetici nei settori di uso finale dell'energia (Figura 2.13) evidenzia:

- una stabilizzazione dei consumi del settore trasporti attorno ai 44 Mtep;
- il raggiungimento di un analogo livello di consumo nel settore civile, nonostante forti oscillazioni dovute essenzialmente a fattori climatici;
- la progressiva diminuzione dei consumi dell'industria.

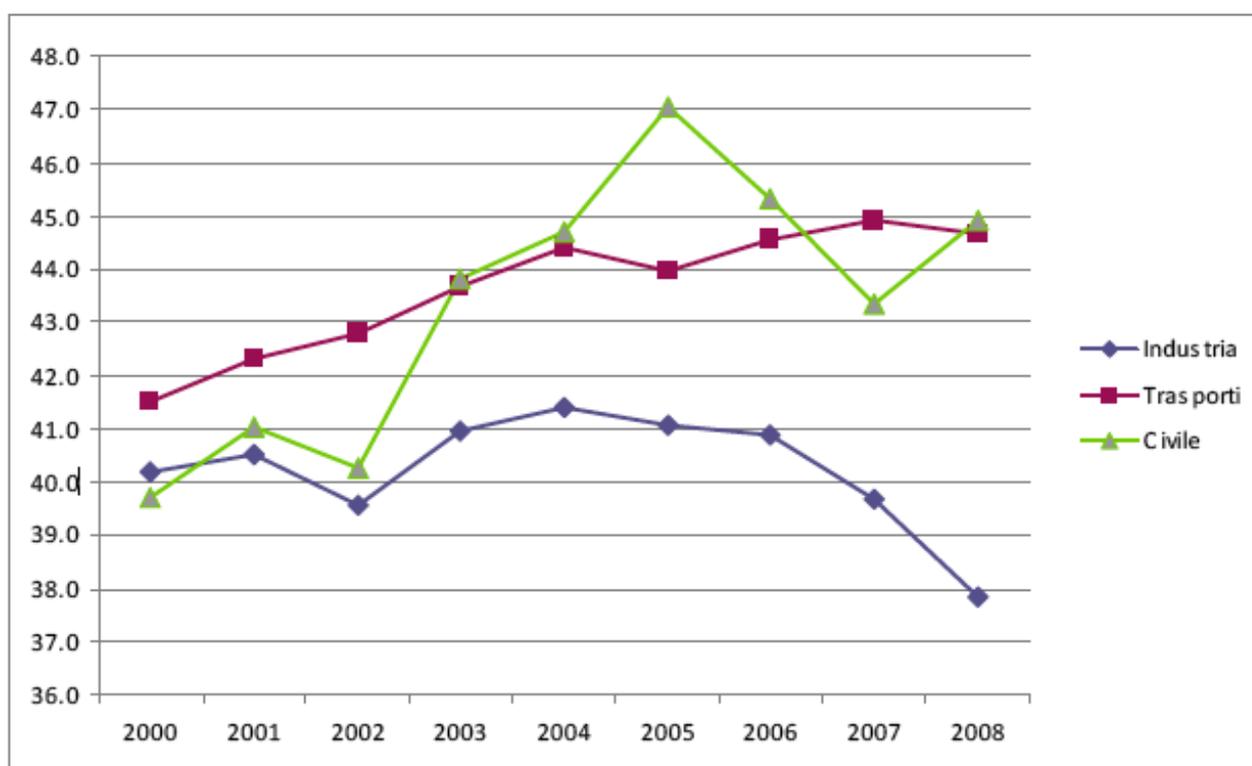


Figura 2.13: Consumi finali di energia per settore (Mtep). Anni 2000-2008 (Fonte: ENEA)

Nel corso del 2008 si è registrato un incremento del contributo da fonte idroelettrica, eolica e solare; la quota di FER sul totale dei consumi primari di energia è leggermente più elevata rispetto alla media dei Paesi OCSE, soprattutto grazie al notevole apporto della fonte idroelettrica (vedi Tabella 2.9).

	2000	2006	2007	2008
ELETTRICO (GWh)				
Idrica	44.205	36.994	32.815	39.980
Eolica	563	2.971	4.034	6.637
Fotovoltaica	16	35	39	200
Geotermica	4.705	5.527	5.569	5.518
Biomasse	537	2.492	2.482	
Rsu (solo rinn.)	402	1.459	1.512	7.109
Biogas	566	1.336	1.447	
Totale Rinnovabile	50.993	50.814	47.898	59.444
TERMICO (kTep)				
Solare termico	11	35	45	60
Geotermia	213	213	213	215
Biomasse	2.113	2.554	2.554	
Rsu (solo rinn)	20	30	30	3.010
Biogas	0	39	41	
Biocombustibili	66	468	346	450
Totale	2.423	3.338	3.228	3.735
Totale Rinnovabili (Mtep)	13,6	14,5	13,8	16,8
% consumo lordo (escl usi non energetici)	7,7%	7,7%	7,4%	9,1%
% sulla produzione elettrica	18,6%	16,6%	15,7%	18,7%

Tabella 2.9: Fonti rinnovabili per usi elettrici e termici in Mtep (Fonte: “Ambiente Italia”, su dati ENEA)

La direttiva 2009/28/CE stabilisce che ogni Stato membro debba presentare, entro il 30 giugno 2010, alla Commissione europea, piani di azione nazionali per le energie rinnovabili, compilati secondo un modello pubblicato con la decisione della Commissione del 30 giugno 2009, in modo da indicare la traiettoria con la quale realizzare il proprio obiettivo.

Gli Stati membri devono fissare a loro volta obiettivi nazionali nei settori del riscaldamento e raffreddamento, elettricità, trasporti, in modo da raggiungere il loro obiettivo complessivo di rinnovabili.

L'obiettivo complessivo per l'Italia significa passare dal 5,2% nel 2005, al 17% del consumo finale lordo del 2020, soddisfatto con FER.

Tale consumo viene indicato in 131 Mtep nel 2020, dato che include gli effetti di un rilevante impegno per il risparmio e l'efficienza energetica, senza il quale i consumi

finali lordi di energia sarebbero ben maggiori e richiederebbero una quantità superiore di energia rinnovabile per mantenere la stessa quota percentuale. La citata Direttiva prescrive inoltre che la quota di energia da fonti rinnovabili nel trasporto sia almeno del 10% del consumo entro il 2020.

Solo nel caso dei trasporti la citata Direttiva prevede un obiettivo settoriale vincolante uguale per tutti gli Stati: la quota di energia da fonti rinnovabili nei trasporti nel 2020 deve raggiungere il 10% del consumo finale di energia nei trasporti.

Dato però che tale obiettivo è espresso in termini di consumi e non di produzione, gli Stati membri possono soddisfare l'obiettivo ricorrendo alle importazioni di forme energetiche basate su fonti rinnovabili, come i biocarburanti⁵.

Ai fini del raggiungimento dell'obiettivo nazionale complessivo, ciascuno Stato membro, oltre ad incrementare la produzione domestica o ad aumentare i consumi mediante importazioni di carburanti e combustibili ottenuti da fonti rinnovabili⁶, può utilizzare varie modalità supplementari.

Infatti l'art. 3.3 prevede che ai fini dell'obiettivo gli Stati membri possano applicare, fra l'altro, schemi di supporto (non necessariamente riferiti alla sola produzione nazionale, dato che ciascun Stato avrà il diritto di decidere la misura del supporto all'energia da fonti rinnovabili prodotta in altri Stati membri), o le misure di cooperazione internazionale regolamentate dagli artt. 6-11 della Direttiva.

Quest'ultimi sono di 4 tipi:

1. *Progetti congiunti fra due o più Stati membri per la produzione di elettricità, riscaldamento e raffreddamento da fonti rinnovabili, anche col coinvolgimento di operatori privati.*

Le quote di energia prodotte nell'ambito del progetto realizzato nel territorio di uno Stato da conteggiare ai fini del rispetto dell'obiettivo generale nazionale di un altro Stato devono essere utilizzate con riferimento ad un dato anno (non necessariamente coincidente con l'anno di produzione), purché non oltre il 2020.

⁵ Coiante D., Malocchi A., Tommasi M., *“Le implicazioni per l'Italia della nuova direttiva europea sullo sviluppo delle rinnovabili al 2020”*, Amici della terra, Roma, 2009.

⁶ La direttiva non dice niente al riguardo dell'importazione di elettricità con l'intenzione di soddisfare l'obiettivo di rinnovabili, ma le procedure previste nei progetti congiunti con i paesi terzi (in cui è richiesto l'obbligo di consumo di energia elettrica importata nell'UE) evidenziano tutte le difficoltà, se non l'impossibilità di dimostrare l'importazione fisica dell'elettricità prodotta da fonti rinnovabili.

Si noti che i requisiti richiesti per tali progetti non comportano necessariamente l'importazione fisica di energia prodotta da fonte rinnovabile (o di un quantitativo fisico equivalente), bensì richiedono solo un trasferimento contabile (della quota di energia da conteggiare ai fini del rispetto dell'obiettivo).

2. *Progetti congiunti fra, rispettivamente, uno o più Stati membri e uno o più Paesi terzi, anche col coinvolgimento di operatori privati, per la produzione di elettricità da fonti rinnovabili.*

Le quote di elettricità generate da tali progetti possono essere trasferite da uno Stato terzo ai fini del rispetto dell'obiettivo generale nazionale, a patto che tale elettricità non sia stata sovvenzionata in conto energia dallo Stato Terzo (sono invece ammesse le sovvenzioni in conto capitale), che il loro utilizzo ai fini dell'obiettivo si riferisca al medesimo anno di produzione e che si trasferisca un ammontare equivalente di elettricità nell'UE (requisito di importazione dell'elettricità nell'UE).

3. *Schemi di sostegno finanziario congiunto di due o più Stati membri riguardanti la produzione di elettricità, riscaldamento e raffreddamento da fonti rinnovabili.*

In questi casi, ai fini del rispetto dell'obiettivo nazionale, possono essere trasferite in un certo Stato quote di energia da fonti rinnovabili prodotte in un altro Stato. Si noti che questo può avvenire anche in assenza di progetti congiunti o senza importazione fisica di elettricità equivalente. Due Stati possono quindi introdurre un nuovo schema di incentivazione congiunto o aprire gli schemi già esistenti secondo condizioni di reciprocità, in maniera tale da consentire l'incentivazione esterna di fonti rinnovabili e utilizzare le quote di energia incentivata ai fini del rispetto dell'obiettivo.

4. *Accordi con un altro Stato membro, mirati al trasferimento statistico di quote di energia prodotta da fonti rinnovabili da uno Stato all'altro.*

E' questo il tipo di accordo che consente la maggior flessibilità possibile nel trasferimento di quote ai fini del rispetto dell'obiettivo nazionale, in quanto riguarda tutte le forme di energia prodotte da fonti rinnovabili (incluse le forme usate nei trasporti, come i biocarburanti); inoltre non richiede progetti congiunti, né l'importazione di elettricità (progetti coi paesi terzi), né la condivisione con l'altro Stato membro di schemi di supporto finanziario.

Queste forme di cooperazione costituiscono dei veri e propri meccanismi di flessibilità nel raggiungimento dell'obiettivo nazionale e sono una delle maggiori novità della direttiva.

Gli Stati Membri potranno soddisfare l'obiettivo nazionale vincolante ricorrendo a trasferimenti contabili di quote da altri Stati Membri anche indipendentemente dall'importazione fisica dell'energia da fonti rinnovabili.

Detto con altre parole, gli Stati con minor potenziale di sviluppo delle FER (o con minor supporto economico alle FER) possono raggiungere l'obiettivo nazionale ricorrendo a forme di cooperazione con altri Stati, dotati di maggior potenziale o di maggior capacità di supporto economico.

Di particolare rilevanza per l'Italia sono i progetti congiunti con i paesi terzi, per la prossimità di Paesi extra-UE nei Balcani (Croazia, Serbia, Montenegro, Albania) e nella sponda sud del mediterraneo (Tunisia e Algeria in particolare, ma anche Marocco ed Egitto), molti dei quali caratterizzati da un elevato potenziale di sviluppo delle fonti rinnovabili.

Lo sfruttamento delle possibilità di realizzazione di investimenti in impianti di produzione di energia elettrica da fonte rinnovabile in paesi esteri rappresenta, prima ancora che per la contabilità relativa al raggiungimento degli obiettivi, un'opportunità per le imprese di settore, che vedono la possibilità di poter operare in altri mercati oltre a quello nazionale.

Ciò però a patto che tale possibilità sia vista, appunto, come un'opportunità di sviluppo industriale e non solo come la possibilità di evitare investimenti nazionali che, a fronte di obiettivi vincolanti, porrebbero l'Italia in una condizione di dipendenza dall'estero anche per le fonti rinnovabili, oltre a quanto già avviene per le fonti tradizionali d'energia⁷.

Importante sottolineare anche come la normativa ponga particolare enfasi sull'efficacia della predisposizione normativa.

Riguardo questo aspetto c'è da far notare come l'azione legislativa italiana sia organizzata in modo complesso, frammentato, non coordinato, frequentemente contraddittorio, continuativamente sottoposto a revisione e non trasparente, soprattutto in riferimento agli aspetti sottostanti ai parametri delle incentivazioni.

È naturale che tale situazione debba essere urgentemente curata mediante un'azione di maggiore trasparenza dell'azione normativa.

In particolare, il recepimento della direttiva è auspicabile possa divenire anche l'occasione per la redazione di un testo unico delle disposizioni per la promozione delle fonti rinnovabili.

⁷ Pezzaglia M., *“Considerazioni sullo sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili in Italia”*, APER, Milano, 2010.

Un ulteriore aspetto importante della nuova direttiva è l'estensione dell'obiettivo della precedente legislazione sulle fonti rinnovabili dall'elettricità al riscaldamento/raffreddamento e ai trasporti, settori in cui vi è in teoria un elevato potenziale d'applicazioni tecnologiche e prodotti energetici basati sulle biomasse.

Onde evitare indesiderati impatti ambientali indiretti, l'art 17 della direttiva introduce precisi criteri di sostenibilità limitatamente ai bioliquidi⁸ e ai biocarburanti⁹, cioè forme energetiche liquide, mentre tali criteri non si applicano alle biomasse solide (usate in impianti di combustione sia nel settore elettrico che del riscaldamento). Proprio per quel che riguarda l'uso di biomasse solide e biogas per la produzione di energia elettrica, riscaldamento e climatizzazione, la Commissione Europea ha da poco adottato una relazione¹⁰ concernente i criteri di sostenibilità ambientale da applicare a tali biomasse, come era prescritto nella direttiva 2009/28/CE.

La relazione è accompagnata da una valutazione d'impatto, dalla quale si evidenzia che criteri vincolanti comporterebbero costi ingenti per gli operatori economici europei, tenendo presente che almeno il 95% della biomassa consumata nell'UE proviene da residui forestali e da sottoprodotti di altre industrie.

La relazione giunge pertanto alla conclusione che in questa fase non sia necessario imporre una legislazione più dettagliata.

In mancanza di norme armonizzate a livello UE gli Stati membri sono liberi di istituire un proprio sistema nazionale per l'utilizzo di biomasse solide e biogas ai fini della produzione di energia elettrica e dei sistemi di riscaldamento e di raffreddamento.

La relazione raccomanda che gli Stati membri adottino modelli tecnologici analoghi e, soprattutto, si attengano ai criteri di sostenibilità delineati nella relazione.

In tal modo si ridurrà il rischio dell'introduzione di criteri nazionali diversi e potenzialmente incompatibili, che ostacolerebbero il commercio limitando lo sviluppo del settore delle bioenergie.

I criteri raccomandati includono:

a) un divieto generale di utilizzo della biomassa da terreni provenienti da zone forestali, ad alto contenuto di carbonio e caratterizzati da elevata biodiversità;

⁸ "Combustibili liquidi prodotti da biomasse utilizzati per scopi di consumo energetico diversi dai trasporti, inclusi la produzione di elettricità e il riscaldamento e raffreddamento". (art. 2 h)

⁹ "Carburanti liquidi o gassosi prodotti da biomasse e utilizzati nei trasporti". (art.2 i)

¹⁰ Come risulta da pubblicazione sul sito della Commissione Europea, <http://ec.europa.eu>.

- b) un metodo comune per il calcolo delle emissioni di gas a effetto serra per garantire una riduzione di almeno il 35% delle emissioni di gas a effetto serra (dato che dovrebbe raggiungere il 50% nel 2017 e 60% nel 2018 per i nuovi impianti) grazie all'uso delle biomasse rispetto all'energia prodotta da fonti fossili nell'UE;
- c) la differenziazione dei regimi di sostegno nazionali a favore di impianti che consentono elevati rendimenti di conversione dell'energia;
- d) il controllo della provenienza della biomassa.

La relazione raccomanda inoltre di non applicare criteri di sostenibilità per i rifiuti, dal momento che essi devono già essere conformi alle pertinenti normative nazionali ed europee in materia ambientale, e di applicare i criteri di sostenibilità ambientale ai principali impianti di produzione di energia di potenza termica o elettrica di almeno 1 MW.

Per quel che riguarda invece i bioliquidi e i biocarburanti i criteri di sostenibilità evidenziati già nella direttiva 2008/29/CE sono:

- *Criterio di risparmio di gas serra:* fino al 2017 biocarburanti e bioliquidi devono provare di fornire un risparmio di gas serra almeno del 35% rispetto ai combustibili fossili considerando un'ottica di ciclo di vita. Dopo il 2017, questa soglia potrà essere innalzata al 50% per le installazioni esistenti e al 60% per le nuove installazioni.
- *Criterio di tutela delle aree ad elevata biodiversità:* i biocarburanti e i bioliquidi non devono essere prodotti da materie prime ottenute su terreni che presentano un elevato contenuto di biodiversità, e precisamente le foreste non toccate da attività umana, le aree designate per la protezione della natura, le praterie ad elevata biodiversità e le aree con elevato numero di specie a rischio.
Tuttavia, le aree proibite costituiscono un insieme ristretto, per cui vi è il concreto rischio che le coltivazioni di materie prime siano realizzate a scapito della biodiversità in aree che meriterebbero comunque una conservazione.
- *Criterio di tutela delle aree ad elevato contenuto di carbonio:* Al fine di prevenire il rilascio in atmosfera di elevati quantitativi di anidride carbonica dalle aree convertite per la coltivazione delle materie prime (cosiddetti "Cambiamenti diretti dell'uso del suolo"), i biocarburanti e i bioliquidi non possono essere prodotti da materie prime ottenute da terreni ad elevato contenuto di carbonio, e precisamente le foreste con una copertura almeno del 30%, le zone umide e, in misura molto limitata, le torbiere (*peatlands*).

Per affrontare la crisi climatica è necessario avviare un sostanziale cambiamento del sistema energetico; gli obiettivi di questa Direttiva, benché impegnativi, non possono che rappresentare una tappa di transizione del sistema energetico, che dovrebbe portare a tagli di emissioni di gas serra molto forti e quindi ad un ricorso ancora più massiccio alle fonti rinnovabili entro il 2050.

L'Italia, intanto, per raggiungere l'obiettivo europeo del 17%, dovrà più che triplicare le energie rinnovabili prodotte e consumate, da 7,1 Milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep) nel 2005, a ben 22,25 Mtep nel 2020.

Tale salto richiesto:

- è forte per l'elettricità da fonti rinnovabili: da 4,2 Mtep nel 2005 a 10,6 Mtep nel 2020 (9,2 di produzione nazionale e 1,4 d'importazione);
- è molto forte per il consumo di energia da fonti rinnovabili per il riscaldamento e il raffreddamento: da 2,6 Mtep nel 2005 a 9,1 Mtep nel 2020;
- è fortissimo per i biocarburanti consumati nei trasporti: da 0,2 Mtep nel 2005 a 2,55 Mtep nel 2020 (1,9 di produzione nazionale e 0,65 di importazione).

Obiettivi così consistenti richiedono un impegno per valorizzare il potenziale disponibile per tutte le fonti rinnovabili; tutte, nessuna esclusa.

Il consumo finale di elettricità da FER nel 2020 riguarderà un chilowattora su tre. Si rende quindi necessario un adeguamento della rete elettrica e della sua gestione, in modo da assicurare effettivamente la priorità della connessione e del dispacciamento dell'energia rinnovabile.

Un impegno per la valorizzazione delle FER non può non tener conto del ruolo cruciale che possono giocare le Regioni, ripartendosi l'impegno europeo preso a livello statale e proiettandolo ad un livello locale.

Senza questa ripartizione e senza un corrispondente impegno delle Regioni, non vi è alcuna possibilità concreta di raggiungere l'obiettivo fissato per l'Italia dalla Direttiva 2009/28/CE.

La ripartizione regionale è necessaria anche e soprattutto per aggiornare i Piani o Programmi energetici regionali, in quanto tali piani sono stati definiti in una fase precedente ed i loro obiettivi, in genere, sono inferiori a quelli richiesti dalla nuova direttiva per lo sviluppo delle rinnovabili.

Per raggiungere un accordo condiviso, con obiettivi regionali differenziati, è indispensabile una procedura chiara, partecipata dalle Regioni, tecnicamente motivata in modo obiettivo, in grado di valorizzare anche i vantaggi economici e occupazionali per quelle Regioni che avranno gli obiettivi più consistenti poiché dispongono di maggiori risorse energetiche rinnovabili.

Naturalmente alcuni provvedimenti decisivi per la crescita delle energie rinnovabili nel prossimo decennio sono di competenza statale: quelli per gli incentivi in tariffa, per le reti, per le accise per i biocarburanti, gran parte della possibilità di sviluppare incentivi per il calore da rinnovabili.

Altri dipendono strettamente dalle Regioni: i piani e i programmi energetici regionali, i connessi piani e programmi per l'uso del territorio, di sviluppo economico, quelli agroforestali e di gestione dei rifiuti, le procedure autorizzative e parte rilevante delle autorizzazioni degli impianti.

Un programma di sviluppo delle energie rinnovabili, articolato con obiettivi precisi, per tutte le fonti, per tutte le Regioni, è al momento essenziale ed urgente per coinvolgere attivamente i territori, tutte le istituzioni locali e regionali e per fornire un quadro di riferimento più stabile agli operatori economici, per meglio indirizzare i consistenti investimenti che si dovranno realizzare nei prossimi anni.

Lo sviluppo delle FER sarà quindi decisivo non solo per affrontare la crisi climatica, ma per lo sviluppo dell'intero Paese: rappresenta una grande opportunità, forse la più importante, per l'economia del prossimo futuro.

Di seguito si effettuerà una prima valutazione (poi approfondita fonte per fonte nei capitoli successivi) delle potenzialità e del contributo che ogni FER dovrà dare alla produzione di elettricità, alla produzione energetica per il riscaldamento ed il raffreddamento, e all'implementazione dei biocarburanti.

2.5.1 LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI PER LA PRODUZIONE DI ELETTRICITÀ

Guardando i dati sulla produzione di elettricità da FER in Europa nel 2008 (vedi Tabella 2.10), risulta che la Germania produce già ben 40 TWh di energia eolica e oltre 30 TWh da altre fonti rinnovabili, escluso l'idroelettrico: la Germania produce già una quantità di energia da nuove fonti rinnovabili (escluso l'idroelettrico) pari all'obiettivo per l'Italia nel 2020.

Occorre quindi avere maggiore consapevolezza del fatto che si tratta di un obiettivo praticabile e già portato avanti con successo dal Paese che è diventato leader del settore.

	Produzione lorda da fonte rinnovabile			Totale	Produzione lorda di energia	Saldo Estero	Consumo Int. lordo
	Idrica	Eolica	Altre				
Austria	37,7	2,0	4,5	44,2	66,8	4,9	69,0
Belgio	0,4	0,6	3,4	4,4	84,4	10,6	93,7
Danimarca	0,0	6,9	3,5	10,4	36,4	1,5	37,9
Finlandia	17,1	0,3	9,0	26,3	77,1	12,8	89,9
Francia	63,8	5,7	4,5	74,0	574,5	- 48,3	521,6
Germania	20,9	40,4	30,3	91,6	633,2	- 20,1	606,6
Grecia	2,5	1,7	0,2	4,3	59,4	3,3	61,9
Irlanda	1,0	2,4	0,1	3,5	28,8	0,5	29,0
Italia	41,6	4,9	11,7	58,2	319,1	40,0	353,6
Lussemburgo	0,1	0,1	0,1	0,3	3,5	4,3	7,0
Paesi Bassi	0,1	4,3	5,1	9,5	107,7	15,7	123,4
Portogallo	6,8	5,7	2,1	14,6	45,8	9,4	54,8
Regno Unito	5,0	7,1	9,9	22,0	390,3	11,0	397,2
Spagna	23,3	31,5	5,7	60,5	309,1	- 11,1	295,4
Svezia	68,8	2,0	9,5	80,3	149,6	- 2,0	147,5
UE 15	289,2	115,5	99,6	504,3	2.886,0	32,5	2.888,5

Tabella 2.10: Produzione di elettricità da FER nell'UE 15 nel 2008 in TWh (Fonte: GSE 2009)

Le fonti energetiche rinnovabili vanno incentivate.

Questa incentivazione, con tariffe superiori di quelle prodotte con fonti fossili, differenziate per fonte, della durata di un periodo di tempo sufficientemente lungo e certo per rendere remunerativi gli investimenti, come dimostra la Germania, è economicamente sostenibile e comporta vantaggi che compensano significativamente i maggiori costi relativi: vantaggi ambientali di riduzione delle emissioni di gas che concorrono alla crisi climatica, vantaggi economici (poiché le emissioni di CO₂ delle centrali termoelettriche tradizionali hanno un costo), vantaggi occupazionali, di riduzione della dipendenza energetica dall'estero, vantaggi derivanti dallo sviluppo tecnologico, degli investimenti, delle imprese del settore e dell'export.

Un'altra indicazione rilevante viene dalla crescita di produzione di energia elettrica da rinnovabili (vedi Tabella 2.11) registrata finalmente anche in Italia negli ultimi anni: dal 2007 al 2008.

GWh	Reale (2007)	Normalizzato (2007)	Reale (2008)	Normalizzato (2008)
Idrica	32.815,2	42.509,3	41.623,0	42.908,6
Eolica	4.034,4	4.518,4	4.861,3	5.839,2
Solare	39,0	39,0	193,0	193,0
Geotermica	5.569,1	5.569,1	5.520,3	5.520,3
Biomasse e rifiuti	5.441,3	5.441,3	5.966,4	5.966,4
Solidi	3.994,0	3.994,0	4.302,3	4.302,3
– da RSU biodegradabili	1.512,5	1.512,5	1.556,2	1.556,2
– da RSU non biodegradabili	(1.512,5)	(1.512,5)	(1.556,2)	(1.556,2)
– da biomasse solide	2.481,5	2.481,5	2.746,1	2.746,1
Biogas	1.447,3	1.447,3	1.599,5	1.599,5
– da rifiuti	1.247,3	1.247,3	1.355,1	1.355,1
– da fanghi	9,0	9,0	14,8	14,8
– da deiezioni animali	53,3	53,3	69,8	69,8
– da attività agricole e forestali	137,7	137,7	159,8	159,8
Bioliquidi	–	–	64,6	64,6
– da altri bioliquidi	–	–	59,1	59,1
– da biodiesel	–	–	0,4	0,4
– da rifiuti liquidi biodegradabili	–	–	5,1	5,1
Totale	47.899,0	58.077,0	58.164,0	60.427,4
Totale/CIL	13,5%	16,4%	16,5%	17,1%

Tabella 2.11: Produzione di elettricità da FER in Italia: 2007-2008 (Fonte: GSE 2009)

Come si può notare, crescono tutte le nuove rinnovabili: l'eolico del 60%, il solare di oltre il 400%, crescono anche le biomasse e si rileva una crescita anche del cosiddetto "valore normalizzato" dell'idroelettrico, vale a dire dei valori medi calcolati col metodo della Direttiva UE sul trend riferito agli ultimi 15 anni.

I nuovi obiettivi europei intervengono quindi in una fase in cui, nonostante la crisi economica e il generale rallentamento dell'economia, le rinnovabili non solo hanno retto ma sono cresciute.

Le potenzialità di produzione di energia elettrica dalle diverse FER sono molto elevate: per quel che riguarda l'idroelettrico la produzione attuale è già molto oltre la media europea, per cui, tenendo conto di una possibile minore disponibilità idrica, con ammodernamenti degli impianti esistenti e nuovi impianti di mini e piccolo idroelettrico, si possono produrre almeno 44,5 TWh al 2020.

Il Position Paper del governo del 2007 indicava un potenziale dell'eolico al 2020 di 22,6 TWh. ANEV stima che si possano installare, mediamente, circa 1000 MW (come nel 2008) di impianti eolici l'anno fino al 2020.

Aggiungendo l'avvio dell'eolico off-shore, tenendo conto che un maggiore sviluppo comporta l'utilizzo anche di siti meno ventosi, si possano produrre al 2020 29 TWh: 25 da eolico on-shore e 4 da eolico off-shore.

Per quel che riguarda le biomasse e il biogas, lo stesso Position paper del governo indicava 14,50 TWh producibili al 2020.

Una stima più accurata evidenzia potenziali un po' più alti (15,30 TWh):

- l'elettricità prodotta con i rifiuti biodegradabili può crescere, sia per ammodernamento di una parte degli impianti, sia per lo sviluppo previsto della rete impiantistica, con la produzione di 3,6 TWh al 2020;
- in forte crescita il compostaggio con digestione anaerobica e produzione di biogas; è in sviluppo la digestione anaerobica dei fanghi, che non possono più andare tali e quali in discarica, con produzione di biogas; può crescere notevolmente la digestione anaerobica delle deiezioni animali di molti allevamenti con produzioni significative di biogas, è iniziata anche la produzione di bioliquidi: questi settori possono dare almeno 4,6 TWh al 2020;
- infine con biomasse solide, residui e sottoprodotti forestali, agricoli, agroindustriali, industriali, coltivazioni sulle rive dei fossi e dei canali, in particolare in aree non idonee alle produzioni agroalimentari, si possono produrre oltre 7 TWh al 2020 (recuperando anche calore).

Una crescita generale così significativa non sarà possibile se non si provvederà, con la massima urgenza, ad adeguare la rete elettrica: già da due anni, in particolare nel Sud, nuovi impianti eolici vengono fatti funzionare riducendo la loro produzione del 20-30% all'anno poiché Terna (principale proprietario della Rete di Trasmissione Nazionale di energia elettrica ad alta tensione) ritiene che la rete non possa assorbire interamente tutta l'energia che potrebbero produrre.

Succede spesso, inoltre, che venga ritardata l'entrata in esercizio di impianti realizzati e pronti in conseguenza di ritardi di connessione e di dispacciamento per indisponibilità o carenze della rete. Il problema rischia di diventare gravissimo poiché è proprio nelle regioni del Sud, isole comprese, dove la rete elettrica è più carente, che si concentrerà la maggiore crescita della produzione delle nuove energie rinnovabili.

In questo senso risulta fondamentale la realizzazione di una Smart Grid: una rete elettrica che consente a più dispositivi di funzionare su una rete comune, condivisa, inter-operabile, in poche parole in modo simile al concetto su cui si basa Internet oggi.

Smart Grid significa quindi prima di tutto flessibilità.

Questa è in grado di inviare il surplus di energia di determinate aree, ad altre zone in quel momento in deficit, in tempo reale e in modo dinamico.

La nuova Smart Grid utilizza reti di sensori wireless, software e utility computing che permettono di osservare e controllare quanta energia viene consumata e in che cosa e se si creano black-out o guasti nella rete.

Gli utenti privati saranno in grado di visualizzare la quantità di energia che hanno consumato e di regolare di conseguenza le loro abitudini di consumo attraverso contatori intelligenti installati in ogni casa.

Queste linee elettriche intelligenti apriranno la strada per capire quanto si consuma in tempo reale, nel momento in cui l'energia viene venduta a prezzi ed aliquote diverse a seconda del momento della giornata e quando non c'è grande quantità di energia elettrica richiesta.

La stessa incidenza percentuale (28,6% al 2020) delle FER nell'elettricità consumata, e quindi richiesta nella rete elettrica, conferma l'importanza e l'urgenza di un adeguamento della rete elettrica ed anche della necessità, per rendere possibile il raggiungimento dell'obiettivo, di uno sforzo industriale adeguato, in particolare nelle Regioni di maggiore crescita e di maggiore incidenza delle FER.

2.5.2. LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI PER GLI USI TERMICI

Gli usi termici, per produrre calore o raffrescamento, dell'energia sono diffusi in vari settori di impiego, dal settore industriale, a quello terziario e residenziale.

La quantità di energia impiegata per il calore è circa la stessa che viene consumata come elettricità: per questo è fondamentale puntare a produrre una quantità di calore e raffrescamento con energia rinnovabile circa uguale a quella utilizzata per produrre elettricità.

Le fonti energetiche rinnovabili utilizzabili per produrre calore e raffrescamento sono:

- solare termica;
- geotermica con pompe di calore;
- biomassa solida, liquida (bioliquidi) e gassosa (biogas).

La fonte largamente prevalente per gli usi termici è la biomassa (6,6 Mtep su 9,1 Mtep), utilizzata in quantità significative anche per produrre elettricità e biocarburanti.

Anche nelle Regioni occorrerà quindi dedicare, in sede di aggiornamento dei Piani e dei Programmi energetici, particolare attenzione alla produzione delle biomasse.

Proprio per quel che riguarda la biomassa per il riscaldamento si stima che possa salire da 1 a 1,7 Mtep, venendo utilizzata per riscaldare circa 2,4 milioni di abitazioni.

Il teleriscaldamento, invece, potrebbe raggiungere, al 2020, 3 milioni di abitazioni, con un impiego di biomassa pari a 1,6 Mtep, migliorando i rendimenti e la qualificazione energetica degli edifici.

Riguardo al solare termico nel 2005 risultavano operativi circa 550.000 metri quadri di pannelli solari.

Al 2020 il loro utilizzo potrebbe crescere notevolmente sia in edifici monofamiliari che in condomini e in edifici pubblici, in particolare per produrre acqua calda: potrebbero raggiungere i 15 milioni di metri quadrati con una produzione di calore pari a 1,3 Mtep, con un intervento diffuso che dovrebbe coinvolgere circa 5 milioni di edifici.

Gli stessi scarti dell'industria (in particolare nei settori della carta, del legno e dell'agroalimentare), e delle produzioni agricole, se reimpiegati a fini termici,

possono arrivare a produrre circa 2,5 Mtep di calore entro il 2020 (vedi Figura 2.14).

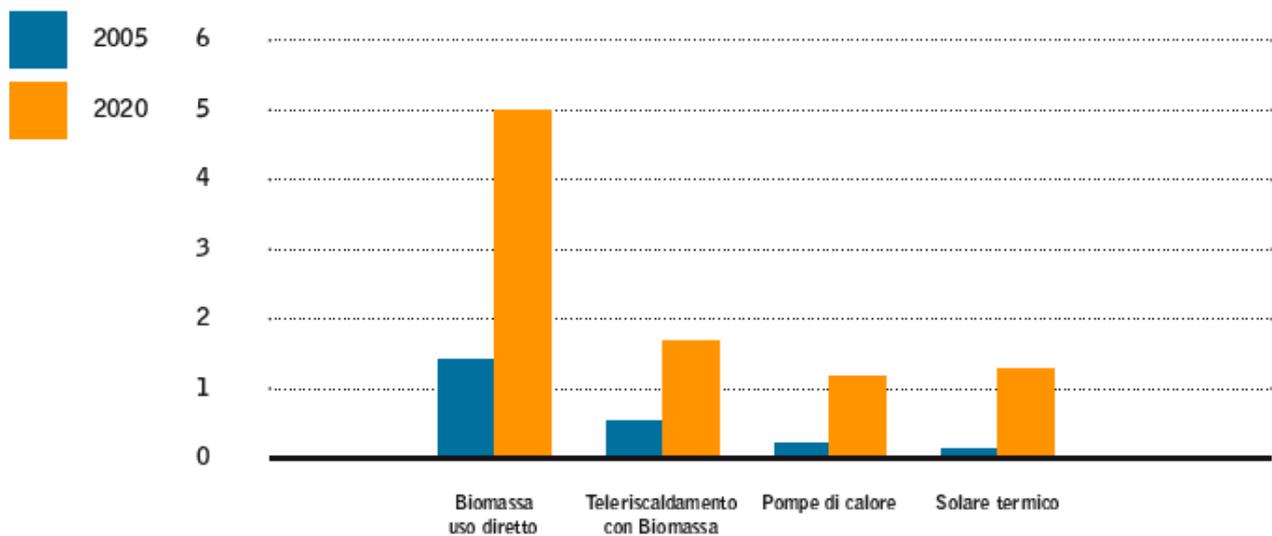


Figura 2.14: FER per usi termici nel 2005 e al 2020 in Mtep (Fonte: GSE)

2.5.3. I BIOCARBURANTI PER I TRASPORTI

Con le tecnologie di 1^a generazione i biocarburanti sono producibili con rese che vanno da 1 a 2 tonnellate per ettaro, con coltivazioni dedicate (girasole, colza, mais, colture zuccherine ecc...).

Con le tecnologie di 2^a generazione si possono produrre biocarburanti da biomassa ligneo -cellulosica (canna, pioppo, robinia, sorgo, miscanto, pianta del mais, cardo ecc...) con una resa per ettaro decisamente superiore (6,7 tonnellate per ettaro per il mais, 9,4 tonnellate per ettaro per il sorgo e 11,2 tonnellate per ettaro per la canna) ed utilizzando anche residui e scarti ligneo - cellulosici.

La notevole maggiore resa per ettaro dei biocarburanti di 2^a generazione consentirebbe una forte crescita della loro produzione nazionale al 2020, senza richiedere l'impegno di vaste superfici agricole (per esempio: 1,2 Mtep di biocarburanti sarebbero producibili con meno di 200 mila ettari coltivati con canna Arundo donax).

La 2^a generazione di biocarburanti da biomassa ligneo - cellulosica consentirà di aumentare il recupero dei rifiuti e dei sottoprodotti (non solo di oli vegetali e grassi

animali o di scarti agroalimentari zuccherini), ma anche molti altri (paglia, cippato ecc...).

Condizioni di migliore sostenibilità ambientale, non concorrenza con le produzioni agroalimentari, portano quindi ad avanzare la proposta alle Regioni di puntare con decisione alla promozione nei rispettivi territori della produzione di biocarburanti di 2^a generazione e della relativa filiera di produzione e raccolta di biomassa ligneo - cellulosica.

L'incremento di biocarburanti richiesto dalla Direttiva dovrebbe essere, per la gran parte, prodotto nazionalmente con biomassa ligneo - cellulosica (quindi di 2^a generazione).

In conclusione, possiamo affermare che uno scenario energetico a bassa emissione di anidride carbonica, quale è quello delineato dalla strategia dell'Unione Europea al 2020, non è concepito solo come lo strumento necessario per contrastare il cambiamento climatico.

Uno scenario energetico fondato su efficienza energetica e rinnovabili offre infatti ai paesi europei una tripla opportunità: l'opportunità di sviluppare nuove attività industriali e di servizi ad alto contenuto tecnologico e con lavoro qualificato, l'opportunità di ridurre la dipendenza energetica da paesi instabili o non democratici, l'opportunità di migliorare contemporaneamente la qualità ambientale e della vita riducendo altri fattori di inquinamento e di degrado.

Ma l'attuazione di questo scenario richiede una forte decisione politica.

Non è casuale il fatto che i paesi leader su scala europea vedono impegnati direttamente, in prima persona, i massimi dirigenti istituzionali nello sforzo di comunicazione, costruzione del consenso, implementazione delle decisioni politiche e legislative che rendano praticabile questa strategia.

Le politiche necessarie si esplicitano in forti e integrate politiche ambientali, fiscali, industriali, di ricerca e sviluppo.

E l'attuazione di questo scenario richiede decisioni rapide. Ne' l'insieme dei paesi europei, né tantomeno l'Italia possono aspettare "nuove" tecnologie (siano esse nuove tipologie di rinnovabili o nuove generazioni di nucleare).

Gli investimenti in ricerca e sviluppo sono necessari, ma non possono essere alternativi ad azioni immediate, che utilizzino le tecnologie già commercialmente disponibili.

La sfida che la società attuale e le classi dirigenti si trovano di fronte, è quella di indirizzarsi radicalmente su un sentiero “a bassa emissione di anidride carbonica” entro i prossimi cinque anni.

E, in questo contesto, l’attenzione deve essere posta più sulla strumentazione normativa, regolamentare, fiscale che sulla sola analisi delle risorse tecnologiche.

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili e dell’efficienza energetica, in particolare in Italia, è stato ritardato soprattutto dall’assenza di sistema; il paese non ha fatto squadra su questi obiettivi.

I fattori più critici sono stati il contrasto di orientamenti tra le differenti autorità di regolazione e i conflitti di competenze tra diversi livelli decisionali, la modestia dell’industria italiana delle rinnovabili, la scarsa volontà politica, le resistenze opposte da forti localismi.

2.6. CONSIDERAZIONI IN MERITO AL NUOVO PIANO D'AZIONE NAZIONALE PER LE ENERGIE RINNOVABILI

Secondo quanto previsto all'art. 4 della direttiva 2009/28/CE, ogni Stato membro adotta un piano di azione nazionale per le energie rinnovabili.

I piani di azione nazionali per le energie rinnovabili fissano gli obiettivi nazionali degli Stati membri per la quota di energia da fonti rinnovabili consumata nel settore dei trasporti, dell'elettricità e del riscaldamento e raffreddamento nel 2020, tenendo conto degli effetti di altre misure politiche relative all'efficienza energetica sul consumo finale di energia, e delle misure appropriate da adottare per raggiungere detti obiettivi nazionali generali.

Il documento disegna le principali linee d'azione per le fonti rinnovabili, in un approccio organico per il perseguimento degli obiettivi strategici.

Le linee d'azione si articolano su due piani: la governance istituzionale e le politiche settoriali.

La governance istituzionale comprende principalmente:

- a) il coordinamento tra la politica energetica e le altre politiche, tra cui la politica industriale, la politica ambientale e quella della ricerca per l'innovazione tecnologica;
- b) la condivisione degli obiettivi con le Regioni, in modo da favorire l'armonizzazione dei vari livelli di programmazione pubblica, delle legislazioni di settore e delle attività di autorizzazione degli impianti e delle infrastrutture.

In riferimento invece al livello di politica settoriale, le linee d'azione sono delineate sulla base del peso di ciascuna area d'intervento sul consumo energetico lordo complessivo.

2.6.1. CONSUMI FINALI PER RISCALDAMENTO E RAFFRESCAMENTO

Questi consumi, pur rappresentando una porzione molto rilevante dei consumi finali nazionali, sono caratterizzati da un basso utilizzo di rinnovabili per la loro copertura. Lo sviluppo delle fonti rinnovabili a copertura di questi consumi rappresenta dunque una linea d'azione di primaria importanza, da perseguire con azioni di sviluppo sia delle infrastrutture che dell'utilizzo diffuso delle rinnovabili.

Tra le prime rientrano lo sviluppo di reti di teleriscaldamento, la diffusione di cogenerazione con maggiore controllo dell'uso del calore, l'immissione di biogas nella rete di distribuzione di rete gas naturale.

Riguardo alle seconde, sono necessarie misure addizionali per promuovere l'utilizzo diffuso delle fonti rinnovabili a copertura dei fabbisogni di calore, in particolare nel settore degli edifici, che peraltro possono essere funzionali anche al miglioramento dell'efficienza energetica.

2.6.2. CONSUMI FINALI DI ENERGIA ELETTRICA

I consumi di energia elettrica rappresentano una quota crescente nella composizione del consumo finale lordo di energia.

Occorre precisare che il settore elettrico assorbe una rilevante quantità di energia nei processi di trasformazione termoelettrica (oltre 50%), e dunque la riduzione dell'apporto della generazione termica (fonti fossili ma anche biomasse vergini, il cui uso preferibile sarebbe la produzione di calore) attraverso una maggiore quota rinnovabile riduce il fabbisogno di energia primaria.

Lo sviluppo delle fonti rinnovabili nella produzione di energia elettrica resta pertanto una linea d'azione strategica all'interno del Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili.

Affinché la percentuale di consumi elettrici coperti da fonti rinnovabili possa aumentare ai livelli ritenuti adeguati a costi efficienti, è necessario che il sistema elettrico sia adeguato coerentemente e contestualmente alla crescita della potenza installata.

In particolare si ritiene necessario:

- Un'accelerazione dei tempi di sviluppo delle reti elettriche e delle infrastrutture necessarie non solo al collegamento ma alla piena valorizzazione dell'energia producibile;
- Lo sviluppo di sistemi di stoccaggio/accumulo/raccolta dell'energia, in modo da poter ottimizzare l'utilizzo delle fonti rinnovabili per l'intero potenziale a disposizione, superando la natura intermittente di alcuni tipi di produzioni;
- L' adeguamento delle reti di distribuzione, anche con la realizzazione delle cosiddette "reti intelligenti" (o *smart grid*) che possono realizzare servizi di stoccaggio/accumulo/raccolta dell'energia elettrica prodotta di cui possono fruire i produttori qualora non potessero disporre dell'accumulo autonomo nel sito di produzione.

2.6.3. CONSUMI DI CARBURANTE NEL SETTORE DEI TRASPORTI

Il consumo di carburante nel settore dei trasporti rappresenta la seconda grandezza nel consumo finale di energia.

La capacità produttiva nazionale di biocarburanti, attualmente stimata in circa 2,0 milioni di ton/anno, è in principio adeguata al rispetto dell'obiettivo, ma oltre al ricorso a importazione di materia prima è assai probabile anche l'importazione di una quota di biocarburanti.

L'apporto di biocarburanti nei consumi non è tuttavia la sola voce considerata per il miglioramento delle prestazioni energetiche ed ambientali del settore dei trasporti in Italia, e si è dunque considerato anche un più marcato ricorso all'elettricità.

Questa linea d'azione deve quindi coordinare diversi tipi di intervento, volti anche al miglioramento dell'efficienza energetica nei trasporti e allo sviluppo del trasporto elettrico, secondo lo scenario di evoluzione considerato nel modello generale.

Le Figure da 2.15 a 2.18 illustrano gli obiettivi che l'Italia intende raggiungere nei tre settori – elettricità, calore, trasporti – ai fini del soddisfacimento dei target stabiliti dalla Direttiva 2009/28/CE.

	2005			2020		
	Consumi da FER	Consumi finali lordi (CFL)	FER / Consumi	Consumi da FER	Consumi finali lordi (CFL)	FER / Consumi
	[Mtep]	[Mtep]	[%]	[Mtep]	[Mtep]	[%]
Elettricità	4,846	29,749	16,29%	9,112	31,448	28,97%
Calore	1,916	68,501	2,80%	9,520	60,135	15,83%
Trasporti	0,179	42,976	0,42%	2,530	39,630	6,38%
Trasferimenti da altri Stati	-	-	-	1,144	-	-
Totale	6,941	141,226	4,91%	22,306	131,214	17,00%
Trasporti al fini dell'ob.10%	0,338	39,000	0,87%	3,419	33,975	10,06%

Figura 2.15: Quadro complessivo consumo finali lordi da FER

Al fine di raggiungere i propri obiettivi nazionali, l'Italia intende potenziare e razionalizzare i meccanismi di sostegno già esistenti, in un'ottica integrata di:

- efficacia per concentrare gli sforzi lungo direzioni di massimo contributo agli obiettivi;
- efficienza per introdurre flessibilità nel supporto degli incentivi limitando i loro apporti allo strettamente necessario a sopperire le défaillances del mercato;
- sostenibilità economica per il consumatore finale, che è il soggetto che sostiene gran parte dell'onere da incentivazione;
- ponderazione del complesso delle misure da promuovere nei tre settori in cui agire: calore, trasporti, elettricità.

In questo contesto, tenuto conto del quadro complessivo degli obiettivi da raggiungere, appare necessario e conveniente, in un'ottica di sviluppo di lungo periodo:

- procedere alla razionalizzazione dell'articolato sistema di misure esistenti per l'incentivazione delle rinnovabili per la produzione di elettricità in modo da poter conseguire, tenuto conto dell'attuale trend di crescita, l'aumento della produzione dai circa 5,0 Mtep del 2008 ai circa 9,1 Mtep previsti nel 2020;
- prevedere un deciso potenziamento delle politiche di promozione delle rinnovabili nel settore del calore allo scopo di riuscire a ottenere il consistente incremento di utilizzo del calore da rinnovabili dai circa 3,2 Mtep del 2008 ai circa 9,5 Mtep previsti nel 2020;
- prevedere anche il rafforzamento delle misure di promozione delle rinnovabili nel settore dei trasporti allo scopo di conseguire, anche in questo caso, un

forte incremento dell'utilizzo delle rinnovabili nei trasporti dai circa 0,7 Mtep del 2008 ai circa 2,5 Mtep previsti nel 2020.

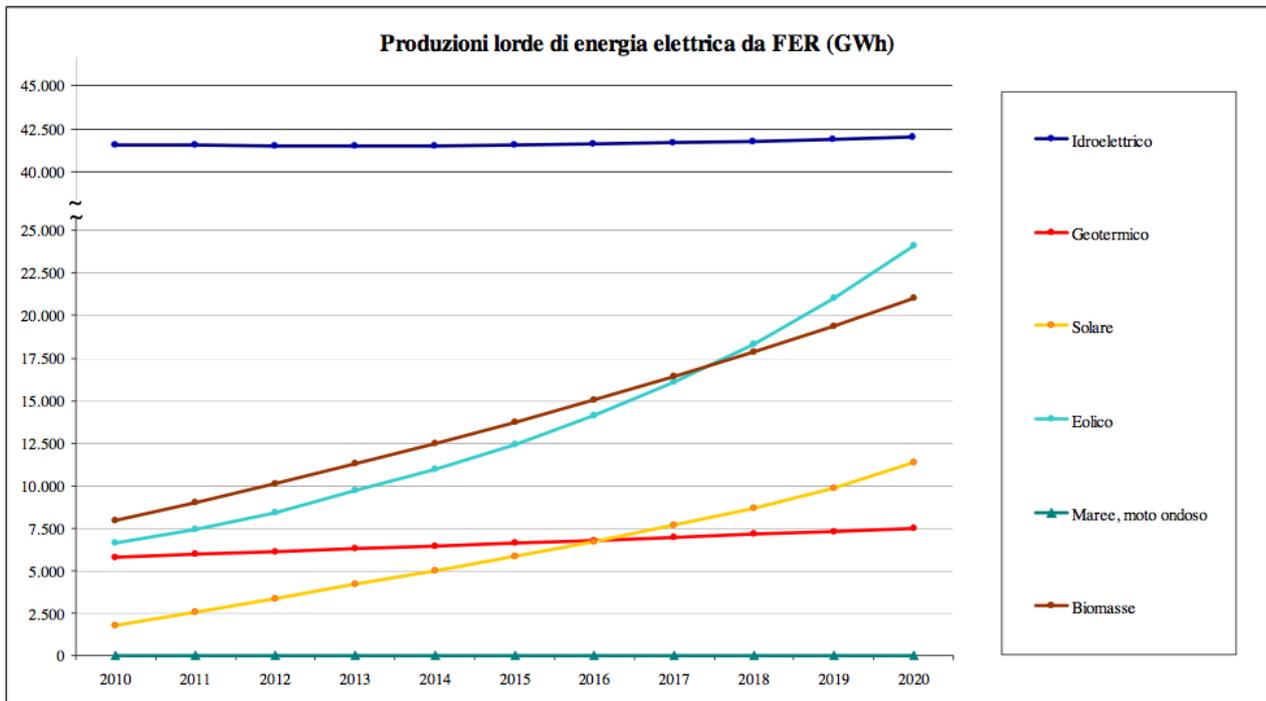


Figura 2.16: Previsioni nel periodo 2010-2020 di produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti rinnovabili

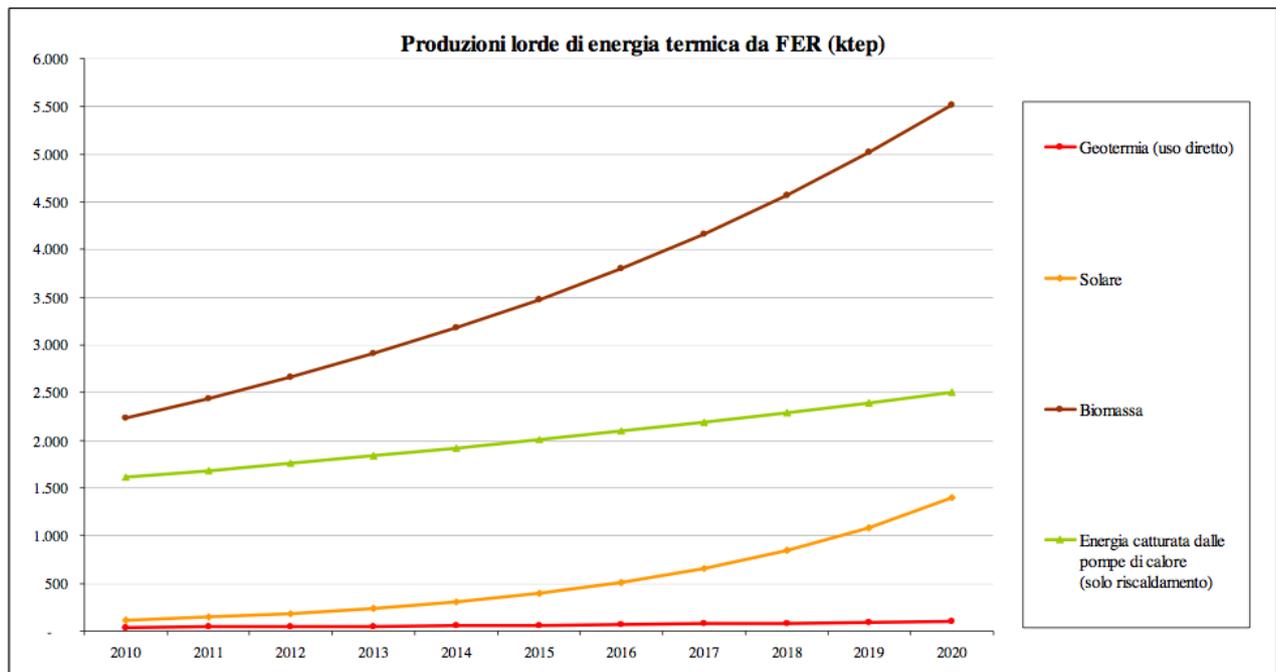


Figura 2.17: Previsioni nel periodo 2010-2020 di produzione lorda di energia termica dalle diverse fonti rinnovabili

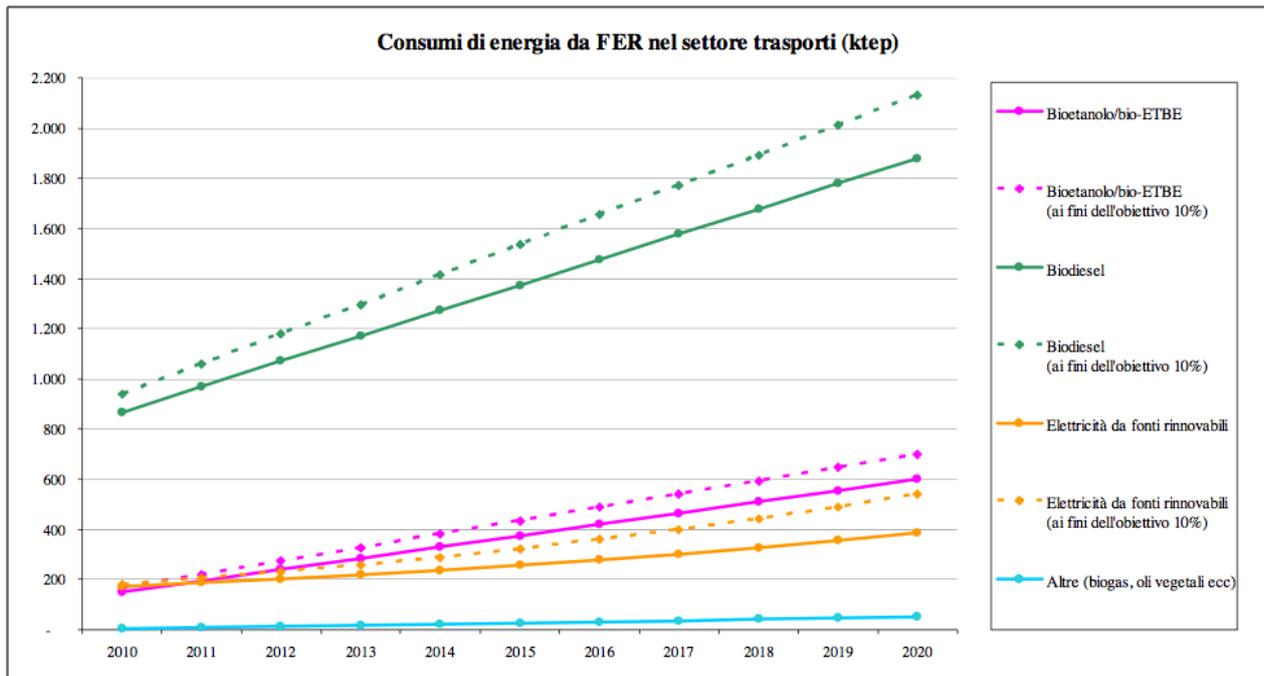


Figura 2.18: Previsioni nel periodo 2010-2020 di consumo di energia da FER nel settore trasporti

2.7. OSSERVAZIONI SUL PIANO NAZIONALE PER LE ENERGIE RINNOVABILI

A seguito delle indicazioni date dal Piano di azione nazionale per le energie rinnovabili ci sembra fondamentale fare qualche osservazione.

1. Gli obiettivi quantitativi del piano appaiono finalmente in linea con gli obiettivi europei, ma nel complesso sottostimati rispetto al contributo potenziale di fonti rinnovabili.

Per raggiungere il 17% di contributo rispetto ai consumi interni di energia fissato dall'Unione Europea al 2020 viene fissato un obiettivo di produzione da fonti rinnovabili pari a 119.250 GWh/a di energia elettrica (10,25 Mtep), di cui 13.300 GWh derivanti da importazioni; a questi si aggiungono 9,52 Mtep nel settore del riscaldamento/raffrescamento e ulteriori 2,53 Mtep nel settore trasporto.

La stima complessiva di 22,30 Mtep da fonti rinnovabili è in linea con l'obiettivo del 17%, ma è al di sotto delle stime presenti in diversi studi, tra cui il Position Paper del 2007 del Governo italiano, nel quale veniva stimato un potenziale di 24,55 Mtep.

Il Piano d'azione nazionale, in particolare, sottostima le reali potenzialità nella diffusione delle singole fonti rinnovabili in Italia e non tiene adeguatamente in conto dello scenario tecnologico di miglioramento dell'efficienza, che in una prospettiva di diffusione degli impianti può consentire risultati assai più rilevanti.

Anche per quel che riguarda i consumi finali lordi di energia, pari a 131,2 Mtep, il Piano non tiene in considerazione gli ampi margini di efficienza che, al di là della crisi economica, potrebbero consentire una notevole riduzione della domanda nei settori chiave del fabbisogno nazionale.

2. Il ricorso alle importazioni di energia elettrica da fonti rinnovabili appare eccessivo e comunque sbagliato nell'interesse del Paese.

Per raggiungere l'obiettivo prefissato il Piano prevede un quantitativo d'importazioni pari a 13.300 GWh di energia elettrica dall'estero.

Tale quantitativo può aumentare il rischio che, nel caso in cui gli strumenti previsti dal Piano rispetto ai numeri ipotizzati per l'efficienza e lo sviluppo delle FER, si rivelino inadeguati, l'Italia si trovi a dover prevedere quote ancor più rilevanti di importazioni o di multe per il mancato raggiungimento degli obiettivi fissati. Il ricorso alle importazioni avrebbe inoltre l'effetto di ridurre le opportunità di innovazione energetica nel nostro Paese e di sicurezza

energetica, oltre ad erodere i benefici economici ed ambientali dei costi pubblici di supporto a questa politica d'investimento. Questa previsione appare quindi sbagliata rispetto alla necessità di garantire sicurezza all'approvvigionamento energetico, come sottolineato dal Governo nella premessa del Piano.

3. Il contributo per la parte elettrica appare sottostimato rispetto alle potenzialità italiane.

Per il fotovoltaico il Piano prevede uno scenario estremamente riduttivo rispetto alle potenzialità italiane e più contenuto anche rispetto all'obiettivo indicato dal Governo con il Position Paper, dove si puntava alla produzione di 10.200 GWh/a.

L'obiettivo di 9.600 GWh previsto nel Piano è insufficiente, come mostrano diversi studi di settore prodotti in questi anni. In particolare ricordiamo il documento del Gruppo Imprese Fotovoltaiche Italiane (GIFI) che prevedeva un possibile sviluppo del fotovoltaico italiano fino a raggiungere i 19.500 GWh/a.

Per le biomasse il piano d'azione riserva un ruolo molto importante per quelle solide utilizzate per la produzione di elettricità, più di quanto non facesse il Position Paper del 2007.

L'obiettivo, in questo caso, non è in linea con la reale disponibilità interna di materia prima e implica un ricorso consistente alle importazioni.

Al contrario le potenzialità di sviluppo degli impianti a biogas è ampiamente sottovalutata quando rappresenta una prospettiva di grandissimo interesse nel nostro Paese. Ponendo attenzione ai dati attuali il biogas è in grado di produrre circa 1599 GWh/a (dati GSE), per cui l'obiettivo di 3.200 GWh appare davvero inadeguato.

4. Stesso discorso va fatto per la parte termica. L'obiettivo di sviluppo delle biomasse per il riscaldamento/raffrescamento prevede un ruolo eccessivo per le biomasse solide (94% su tutte le biomasse) trascurando invece il contributo del biogas e dei bioliquidi, materie prime che, oltre ad avere un più elevato potere calorifico inferiore, hanno il vantaggio di non richiedere investimenti particolari di sostituzione degli impianti a gasolio e sono derivabili anche dagli oli vegetali esausti per uso alimentare. Inoltre, ai fini ambientali, occorre prendere misure che favoriscono piccoli impianti a biomassa da filiera corta, favorendo e promuovendo accordi locali tra produttori di energia termica ed elettrica con le filiere del legno di scarto da lavorazioni, aziende agricole (biomassa solida e liquida) e gestori del verde pubblico.

- 5.** Le indicazioni per i trasporti sono slegate da una strategia di innovazione nel settore. Il consumo di carburante nel settore dei trasporti è al secondo posti rispetto al consumo finale d'energia.

Anche nei trasporti, come nell'edilizia, risultati significativi di crescita del contributo delle rinnovabili sono possibili solo se, all'interno di una strategia nazionale di riduzione della domanda di trasporto su gomma (del tutto assente), sono previste attente politiche di spinta alla diffusione dei biocombustibili e all'efficienza negli autoveicoli, oltre alla spinta per i veicoli elettrici. Per il settore trasporti l'obiettivo fissato dal Piano al 2020 risulta sottostimato di circa il 40% rispetto al Position Paper del 2007, passando da 4,20 Mtep a 2,53 Mtep.

Rispetto al ruolo degli oli vegetali puri è auspicabile il non incoraggiamento dell'importazione dai paesi del sud est asiatico per la produzione di biocarburanti.

Appare invece sottostimato il ruolo che può essere assunto da biometano. Gli effluenti zootecnici e gli scarti agroindustriali insieme alle frazioni organiche dei rifiuti urbani sono una biomassa abbondante nel nostro paese e secondo le stime ITABIA del 2008 ha un potenziale energetico di circa 10-12 Mtep.

Ad oggi in Italia questa fonte, a causa della mancanza di un quadro normativo di riferimento, è poco utilizzata. Il suo sviluppo consentirebbe di eliminare la dispersione di metano dovuta alla naturale decomposizione della stessa sostanza organica. Inoltre il nostro Paese possiede una rete di distribuzione del gas ampia e capillare che faciliterebbe la distribuzione del biometano.

- 6.** L'incertezza delle regole per le autorizzazioni degli impianti da fonti rinnovabili è sottovalutata nel documento.

I progetti da fonti rinnovabili si trovano di fronte ad ostacoli che è persino difficile descrivere, vista la complessità della situazione normativa e la sua articolazione territoriale. Il problema è che, a distanza di più di sei anni dall'entrata in vigore del d.lgs. n.387, non è stato ancora approvato quello che sarebbe dovuto essere il documento di riferimento, ossia le linee guida per lo svolgimento del procedimento.

Le regioni, proprio in considerazione del ruolo che sono venute assumendo e per far fronte alle tante domande di autorizzazione, sono intervenute approvando dei riferimenti normativi in forma di linee guida o di regolamenti, che hanno individuato aree incompatibili e particolari attenzioni da avere nei progetti, procedure di VIA e semplificazioni.

Ridefinire un contesto di regole chiare e di riferimenti certi sul territorio nazionale è una priorità assoluta per lo sviluppo delle fonti rinnovabili.

Indispensabile è l'approvazione delle linee guida per la procedura degli impianti da fonti rinnovabili previste dal d.lgs. 397/2003.

Queste devono soprattutto contenere i riferimenti secondo cui le Regioni si dovranno muovere per proporre nei territori di competenza un strategia che tenga assieme obiettivi di sviluppo delle fonti rinnovabili e di rapporto delle diverse tecnologie con il paesaggio e le risorse naturali.

Una logica di questo tipo consente di responsabilizzare le Regioni, che devono contemperare esigenze energetiche e territoriali.

Ma altrettanto importante è prevedere nelle linee guida nazionali e nei regolamenti regionali, un criterio di progressività per cui tutele, attenzioni e studi seguano la dimensione degli impianti, in modo da semplificare le procedure per gli impianti di piccola e media taglia ed evitare studi costosi che rendono non finalizzabili i progetti.

Particolarmente utile sarebbe premiare i Comuni che si coordinano nel promuovere progetti da fonti rinnovabili, perché aiuterebbe una visione territoriale delle politiche energetiche e la costruzione del consenso.

CAPITOLO 3 - POLITICHE E PROVVEDIMENTI ITALIANI PER UNO SVILUPPO ENERGETICO E AMBIENTALE SOSTENIBILE

3.1 - LA CONDIZIONE ATTUALE ITALIANA E LE PROIEZIONI AL 2020

A livello ambientale, nonché socio-economico, come si è visto nel capitolo precedente, non si parte da una situazione positiva: nello scorso decennio tutti gli indicatori energetici e quelli relativi alle emissioni climalteranti hanno mostrato un segno contrario alle speranze di un'evoluzione verso una economia più efficiente e rinnovabile, e a ciò va aggiunta la crescita demografica che, come si è visto, è strettamente correlata alla crescita di domanda energetica.

Nello scorso decennio il consumo interno lordo di energia è cresciuto di oltre il 17% (quasi 30 Mtep, fonte "Ambiente Italia 2009") e la quota di combustibili fossili è rimasta attorno al 93-95% dei consumi primari. Sono cresciuti sia il consumo sia il consumo di carbone (giunti ai massimi storici), mentre si è ridotto di circa 10 Mtep il consumo di prodotti petroliferi.

Le emissioni di CO₂ sono aumentate solo nel periodo compreso tra il 1999 ed il 2005, di ben il 12% (del 4% negli ultimi cinque anni), con un incremento molto forte per la produzione dell'energia e per i trasporti. Il consumo di energia proveniente da fonti rinnovabili nell'ultimo decennio è cresciuto di 3 Mtep, una quantità importante ma non sufficiente.

Negli ultimi cinque anni la produzione energetica da rinnovabili è aumentata in misura meno che proporzionale rispetto all'incremento della richiesta energetica, con una contrazione della produzione idroelettrica ed un forte aumento solo dalla generazione da biomasse, biocombustibili e rifiuti. Segnali più incoraggianti

emergono però negli ultimi anni, anche come effetto di specifiche politiche di incentivo, per esempio nel fotovoltaico.

L'intensità energetica dell'economia (espressa come rapporto tra consumi energetici primari e valore del prodotto interno lordo a prezzi costanti) mostra (vedi Figura 3.1) in Italia una sostanziale stabilità nel corso degli ultimi 15 anni, a fronte, invece, su scala europea, di un costante miglioramento dell'intensità energetica.

Il consumo per unità di Pil tra il 1991 ed il 2005 è infatti diminuito di circa il 14%, passando da 215 tep a 185 tep (un valore quindi inferiore alla media italiana).

Dietro questo riallineamento tra le prestazioni dell'Italia e quelle dell'Europa, si deve però osservare che, a differenza di quanto avviene nel nostro Paese, una significativa riduzione dell'intensità energetica si registra sia in nazioni che quindici anni fa erano caratterizzate da intensità superiori all'Italia, sia in paesi che già presentavano basse intensità energetiche, paragonabili o inferiori all'Italia. Infatti, in Germania si è passati tra il 1991 ed il 2005 da 191 a 157 tep per unità di Pil (con una riduzione del 17.7 %) e in Danimarca da 156 a 114 tep (-27%) (fonte: "Ambiente Italia 2008", vedi Figura 3.1).

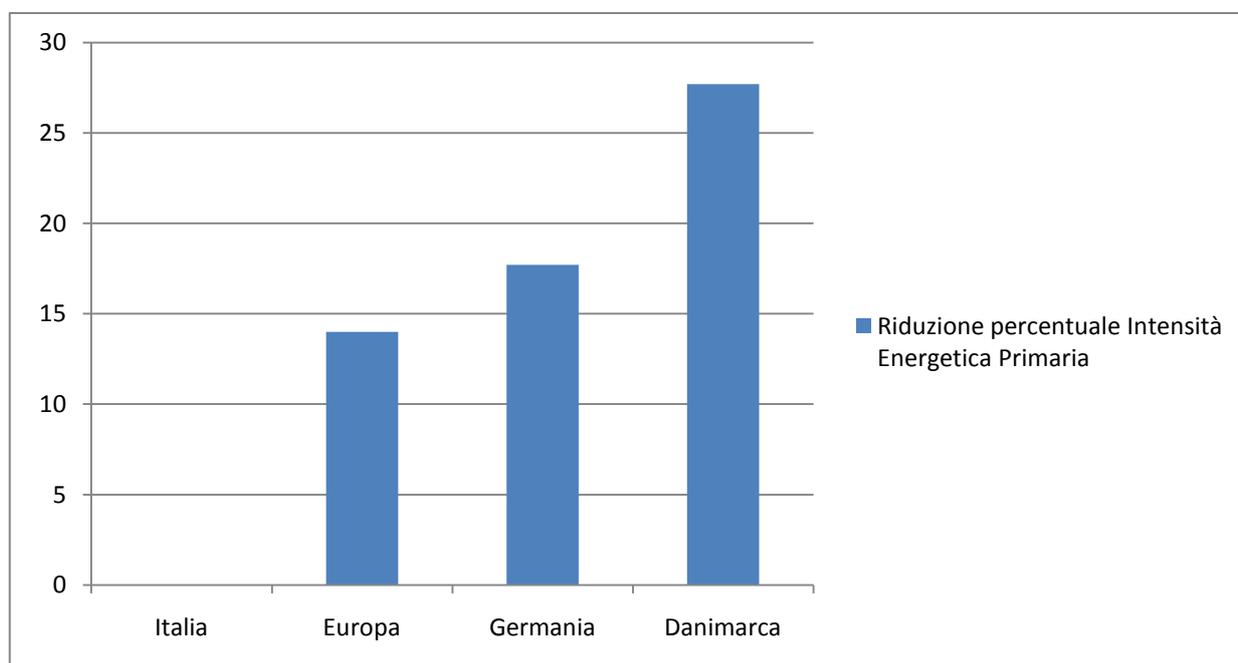


Figura 3.1: riduzione percentuale dell'intensità energetica primaria italiana rispetto ad alcuni Paesi europei (Fonte: "Ambiente Italia 2009")

L'indice di efficienza energetica Odex (sviluppato all'interno del progetto europeo Odyssee) che valuta l'andamento dell'efficienza energetica a livello aggregato eliminando l'influenza dei cambiamenti strutturali, fornisce un'informazione convergente.

L'indice di efficienza energetica nel periodo 1990-2005 in Italia è risultato migliorato solo del 3.9% rispetto ad un miglioramento del 10.1% nella Ue: in particolare si registrano prestazioni negative nei settori dell'industria, e in particolare dell'industria tipica. Un miglioramento dell'efficienza energetica inferiore alla media europea si riscontra anche nel settore residenziale e dei servizi e dei trasporti.

Questa è la situazione; e in tali condizioni, uno scenario "business as usual" (ossia di sostanziale prosecuzione della situazione attualmente vigente) non appare molto confortante.

In base alle stime elaborate dal Ministero dello Sviluppo Economico nel 2005 (le più recenti di fonte governativa), la crescita tendenziale dei consumi energetici (considerando l'effetto di alcune politiche e una maggiore efficienza della produzione termoelettrica) al 2020 si dovrebbe collocare attorno al 1.4% annuo, assumendo un tasso reale di crescita dell'economia pari al 1.65%.

Complessivamente, per il 2020 si stima un consumo interno lordo per usi energetici superiore del 25% al consumo attuale. Il consumo interno lordo di energia primaria al 2020 è stimato attorno ai 240 Mtep (vedi Tabella seguente).

Queste stime potrebbero essere riviste, ma lo scenario "business as usual" è credibilmente collocato intorno ad una crescita del 15-25%.

Fonte	2000	2005	2010	2015	2020
Solidi	12,9	17	15,9	15,1	14,1
Gas Naturale	57,4	70,2	76,1	86,2	97,2
Prodotti Petroliferi	82,4	75,3	75,1	77,9	81,4
Fonti Rinnovabili	12,9	13,5	18,1	20,6	24,1
Importazioni di energia elettrica	9,8	10,8	16,8	16,8	16,8
Totale energia primaria	175,4	186,8	202	216,6	233,6

Tabella 3.1: stime del consumo interno lordo italiano di energia (espresso in milioni di tep) – scenario tendenziale (Fonte: Ministero dello Sviluppo Economico, 2005)

Per affrontare questa complicata situazione, che in prospettiva potrebbe mettere in crisi il sistema energetico ed economico italiano, sono stati definiti alcuni “orientamenti” e piani d’azione; il “quadro normativo” è stato analizzato nel Capitolo precedente, mentre in questo Capitolo saranno quindi presi in considerazione più in dettaglio gli strumenti proposti a livello italiano per affrontare, in ambito nazionale, le problematiche energetiche e ambientali sollevate nel Capitolo precedente.

In particolare, si farà riferimento ai provvedimenti e alle proposte avanzate dal governo in ambito di pianificazione energetica:

- “Piano d’azione italiano per l’efficienza energetica 2007” elaborato dal Ministero per lo Sviluppo Economico ed altri.
- Documento preliminare per le rinnovabili della Presidenza del Consiglio di settembre 2007.

Il Piano d’azione italiano per l’efficienza energetica prevede, al netto degli interventi nel settore coperto dall’emission trading, una riduzione nel 2016 del 9.6% dei consumi finali in relazione ai consumi medi del periodo 2001-05, facendo quindi affidamento all’incremento dell’efficienza energetica e alla riduzione dei consumi connessa ad una maggiore sensibilità delle utenze finali.

Rispetto allo scenario tendenziale delineato, ciò corrisponde a una riduzione di circa il 6% del consumo interno lordo al 2016 ed è plausibile pensare che ben difficilmente le azioni individuate possano consentire di triplicare tale percentuale nei cinque anni successivi così da soddisfare l’obiettivo europeo.

Il “Position Paper” della Presidenza del Consiglio dei ministri del settembre 2007 prevede al 2020 un potenziale massimo nazionale di rinnovabili per 104 TWh elettrici, 12 Mtep termini da fonti nazionali (in primo luogo biomasse) e 3.6 Mtep da importazioni di biocombustibili.

Questo potenziale, escludendo le importazioni, equivale al 13% del consumo di energia primaria (15% con le importazioni) e rispetto ai consumi stimati con le politiche di risparmio equivale al 16-18% (con e senza importazioni).

3.2 - POLITICHE GOVERNATIVE PER L'EFFICIENZA ENERGETICA

Oltre un decennio di bassa crescita dell'efficienza energetica in Italia ha creato ampi margini di miglioramento, pur in un contesto caratterizzato -in alcuni settori- da consumi procapite inferiori alla media europea; l'efficienza energetica, come si è detto, è uno degli aspetti chiave su cui il Governo ha intenzione di puntare per affrontare la problematica dei crescenti consumi energetici.

Per rimettere in moto ed incrementare l'efficienza non bastano solamente incentivi e contributi, ma occorre abbinare forti politiche fiscali e di standard, con una particolare attenzione ai trasporti ed all'edilizia.

Nello scenario proposto da Legambiente (Fonte: "Ambiente Italia 2008") gli obiettivi di efficienza energetica al 2020 prevedono una riduzione del consumo interno lordo pari a circa 45 milioni di tep (equivalente al 20% dei consumi di energia primaria attesi, vedi Tabella 3.2), tramite l'utilizzo di un insieme di strumenti diversificati e riferiti a differenti settori.

Piano efficienza	2010	2015	2020	% 2010	% 2015	% 2020	% totale risparmio
Residenziale elettrico	4000	13000	26000	0,72	2,24	4,3	9,6
Residenziale termico	13000	44000	88000	1,12	3,78	7,57	16,9
Terziario elettrico	4000	12000	24000	0,72	2,06	3,97	8,9
Terziario termico	5000	16000	32000	0,43	1,38	2,75	6,2
Industria elettrico	9000	26000	52000	1,61	4,47	8,6	19,2
Industria termico	8000	22000	44000	0,69	1,89	3,78	8,5
Trasporti efficienza mezzi	7000	45000	90000	0,6	3,87	7,74	17,3
Trasporti conversione modalità	5000	35000	70000	0,43	3,01	6,01	13,5
Totale	55000	213000	426000	6,31	22,7	44,73	

Tabella 3.2: Riduzioni del consumo interno lordo stimate (Fonte: "Ambiente Italia 2008")

Per rendere quanto più coerenti possibile le ipotesi formulate nel presente scenario con le politiche nazionali, per la sua elaborazione si è preso spunto dal Piano d'azione italiano per l'efficienza energetica, "proiettandone i risultati al 2020" e

andando ad incidere maggiormente su quei settori che nello stesso piano risultavano sottovalutati.

Rispetto al piano si osserva che:

- Il miglioramento di efficienza atteso dal Piano nazionale appare molto contenuto soprattutto nel settore dei trasporti, sia in relazione agli obiettivi di riduzione delle emissioni specifiche di CO₂ del parco auto veicolare sia allo spostamento di mobilità dal trasporto su gomma ad altre forme di mobilità;
- Le possibilità di incidere sui consumi di energia elettrica nel settore terziario appaiono superiori rispetto a quanto ipotizzato dal Piano, in relazione al peso crescente associato a tale settore ed alla sua continua crescita tendenziale;
- Ad integrazione di quanto riportato nella direttiva 2006/32/Ce, a cui il Piano nazionale si attiene, sono state incrementate le potenzialità di efficienza energetica nel settore industriale ipotizzando un apporto positivo di riqualificazione anche da parte dei settori soggetti alla direttiva Emission Trading.

La realizzazione delle ipotesi di scenario muovono dal presupposto (tra l'altro implicito nel Piano di efficienza nazionale) che, dopo una fase di "inerzia" iniziale, essenzialmente determinata dalla messa a punto di opportuni strumenti e politiche di sostegno, il processo di incremento dell'efficienza possa proseguire a ritmi più sostenuti.

L'obiettivo proposto sarebbe raggiunto con un contributo, in termini di risparmio sugli usi energetici finali, dei settori civile e dei trasporti per quasi l'80% e dell'industria per poco più del 20%.

Gli obiettivi primari richiedono l'attivazione di politiche fiscali, industriali e di standard: accanto alla leva fiscale e ad un efficace sistema di titoli di efficienza energetica, l'attuazione di questo scenario di risparmi potrebbe richiedere il ricorso a politiche normative di standard energetici nel settore dell'edilizia, dei prodotti e della mobilità.

La cassetta degli attrezzi è già in larga misura individuata ed è in corso di adozione in alcuni stati membri dell'Unione; tra gli strumenti che sono stati più ripetutamente individuati si possono ricordare:

- L'introduzione di standard energetici sui prodotti, oltre ai sistemi di incentivo e di informazione già vigenti, accompagnati anche dall'eliminazione rapida dal

- mercato di tipologie obsolete per cui esistono già convenienti alternative (lampadine ad incandescenza, caldaie a meno di “quattro stelle”, ecc.);
- L'introduzione di obblighi di costruzione edilizia secondo standard di basso consumo e, negli anni successivi (individuati in alcuni paesi tra il 2016 ed il 2020) a livello “fossil free”;
 - L'introduzione di meccanismi idonei a favorire –o per le più elevate soglie dimensionali a rendere obbligatorie- la ristrutturazione energetica degli edifici destinati alla vendita o all'affitto;
 - L'introduzione, accanto a misure fiscali strutturate in maniera “dissuasiva”, di standard vincolanti per l'efficienza energetica e l'emissione di CO₂ del parco automobilistico.

Con questa simulazione si verifica una drastica riduzione delle emissioni specifiche dapprima a 140 g/Km CO₂ e infine a 100 g/Km CO₂ per i nuovi veicoli.

Accanto alle misure di efficienza tecnica, gli scenari di riduzione dei consumi e delle emissioni di CO₂ richiedono anche di assumere l'attuazione di una più radicale svolta sulla mobilità sostenibile.

La maggiore efficacia appare oggi ottenibile da un forte focus degli investimenti sulla mobilità urbana, diretta sia al trasporto di massa sia alla diffusione della ciclabilità sui percorsi casa-scuola-lavoro.

Contemporaneamente occorre invertire la tendenza alla mobilità merci su gomma (il settore finora in massimo sviluppo) sia con interventi infrastrutturali alternativi di trasporto ferroviario e cabotaggio, sia con interventi strutturali sulla qualità e l'efficienza della logistica merci.

3.3 - POLITICHE GOVERNATIVE PER LE RINNOVABILI

Per quanto continuino ad essere attese ulteriori e significative innovazioni tecnologiche, il settore delle rinnovabili sta ormai spiccando un vero decollo, specialmente in particolari ambiti applicativi (la crescita estremamente marcata del fotovoltaico e del mini-idroelettrico, come si vedrà nel Capitolo seguente, lo testimonia).

Di conseguenza, il ruolo che tali fonti energetiche dovranno rivestire, nelle politiche nazionali e locali, nell'ottica di affrontare la problematica energetica, sarà sempre più rilevante; di seguito, si evidenziano le considerazioni proposte dal Ministero e dalla Presidenza del Consiglio, nel 2007.

Lo scenario preso in considerazione e pubblicato dal Ministero per lo Sviluppo Economico nel 2007, prevede di arrivare a 107000 GWh di produzione elettrica da fonti rinnovabili e a 17.6 Mtep di usi termici al 2020, per una produzione da rinnovabili equivalente a 35.3 Mtep di energia primaria (vedi Tabelle 3.3 e 3.4).

Rinnovabili elettriche (GWh)	2005	2010	2015	2020	Quota rinnovabili (% totale)
Eolico	2350	6000	18000	32000	15%
Solare fotovoltaico	40	500	3000	12000	5,60%
Idroelettrico	36000	43000	43000	43000	20,10%
Geotermico	5320	6500	8000	10000	4,70%
Biomasse	6160	7000	8500	10000	4,70%
Totale rinnovabili elettr. (GWh)	49870	63000	80500	107000	50,00%
Totale rinnovabili elettr. (Mtep)	4,29	5,42	6,92	9,2	

Tabella 3.3: Produzione elettrica da fonti rinnovabili al 2020, espressa in GWh (Fonte: Ministero per lo Sviluppo Economico, 2007)

Rinnovabili termiche (Mtep)	2005	2010	2015	2020	Quota rinnovabili (% totale)
Solare termico	0	0,6	2,2	3,4	10%
Geotermico	0,2	0,4	0,9	1,7	4,90%
Biomasse	1,9	3	5,2	9,5	26,80%
Biocombustibili	0,3	0,7	1,5	3	8,50%
Totale rinnovabili termico (Mtep)	2,4	4,8	9,6	17,6	50,00%
Totale rinnovabili	13,4	16	23,4	35,3	

**Tabella 3.4: Produzione termica da fonti rinnovabili al 2020, espressa in Mtep
(Fonte: Ministero per lo Sviluppo Economico, 2007)**

Partendo dal Documento Preliminare per le Rinnovabili della Presidenza del Consiglio, sono state evidenziate le fonti ritenute maggiormente promettenti per incidere significativamente nello scenario nazionale.

Rispetto alle stime preliminari presentate nel documento della Presidenza del Consiglio, si osserva che :

- Si è sottostimata la possibilità di sviluppo della fonte eolica con il suo sfruttamento in applicazioni tanto on shore quanto off shore;
- Vi è un riconoscimento ancora troppo ridotto del valore attribuibile alla fonte solare per usi termici, soprattutto in considerazione delle attuali e sempre più frequenti applicazioni nei campi del “solar cooling” e dell’industria, oltre che nelle applicazioni ad accumulo a servizio di interi complessi edilizi;
- Rispetto all’uso energetico delle biomasse si ritiene più efficiente una valorizzazione termica e in micro-impianti di cogenerazione e nello sviluppo di filiere dedicate ai biocarburanti incentivando la ricerca della cosiddetta “seconda generazione”, in modo da ridurre il ricorso alle importazioni;
- Nel documento preliminare vi è presumibilmente una sottostima delle potenzialità della geotermia nelle applicazioni a bassa entalpia.

Nello scenario considerato, al 2020 si prevede di raddoppiare la produzione elettrica da fonti rinnovabili rispetto alla situazione attuale, attraverso:

- Una stabilizzazione della produzione idroelettrica sui livelli medi dello scorso decennio (nonostante le tendenze ad una minore produttività per ragioni climatiche e di rispetto dei vincoli posti dal deflusso minimo vitale) attraverso un recupero di efficienza (circa 1-2% anno) e un incremento del mini-idroelettrico;
- Una forte crescita dell'eolico (incluso l'off-shore e l'off-shore galleggiante);
- Un'espansione del solare fotovoltaico e a concentrazione;
- Un'ulteriore crescita (contenuta) degli impianti di biomasse, biogas e frazione organica dei rifiuti.

Nello scenario preso in considerazione dalla Presidenza del Consiglio, è da rimarcare soprattutto la centralità dello sviluppo delle fonti rinnovabili per gli usi termici, finora marginalizzata da un sistema di incentivi che ha favorito gli usi elettrici delle rinnovabili, anche quando meno efficienti, rispetto a usi termici ormai competitivi anche economicamente.

Per raggiungere l'obiettivo del 20% di fonti rinnovabili sui consumi di energia primaria è necessario aumentare in maniera decisamente marcata anche gli usi termici attuali delle fonti rinnovabili.

Il cuore di questo sviluppo sarà dato dal solare, dalle biomasse e –con alcune importanti limitazioni- dai biocombustibili.

Per il solare è necessario uno sforzo eccezionale, ma sembra tecnologicamente ed economicamente possibile (secondo le stime di Legambiente, tratte da "Ambiente Italia 2008") aumentare di un fattore 100 l'attuale capacità produttiva.

Per biomasse e i biocombustibili è necessario sfruttare appieno le potenzialità nazionali, non competitive con gli usi alimentari, limitando e regolamentando secondo severi criteri ecologici la quota di importazioni.

Perché ciò avvenga, in conclusione, occorre un mix di politiche efficaci, un sistema tariffario stabile (sul modello del conto energia per l'insieme delle rinnovabili), una politica attiva sul fronte industriale e della pianificazione territoriale ed il superamento di determinate resistenze localistiche.

3.4 - ITALIA E POLITICHE PER LE RINNOVABILI AL 2020

Con l'estensione degli obiettivi di sviluppo delle energie rinnovabili su tutti i settori da parte dell'Unione Europea, quindi è facile prevedere un prossimo rafforzamento della normativa e delle misure di incentivazione non solo nella generazione elettrica, il cui contributo odierno nazionale è superiore al 70% dell'apporto di FER, ma nel settore trasporti e calore e raffreddamento.

La legislazione italiana già prevede degli strumenti di incentivazione delle fonti rinnovabili nel settore dei trasporti e nel settore del calore-raffreddamento. Nel primo caso si tratta di sistemi basati su quota d'obbligo: in questo caso il rispetto degli obiettivi è garantito dalla struttura stessa del meccanismo di incentivazione almeno sino al 2012.

Diversamente nel caso del calore-raffreddamento, le incentivazioni sono di tipo fiscale, sino al 2010, e risulta più difficile prevedere obiettivi quantitativi. Tali incentivazioni hanno peraltro subito dei tentativi di modifica da parte del legislatore, inducendo confusione in un settore delicato e già di per sé di difficile gestione. Lo schema incentivante per l'efficienza energetica nelle abitazioni inoltre subisce la forte concorrenza di sgravi fiscali generici alle ristrutturazioni degli edifici già rodati da diversi anni e di concessione molto più veloce e meno complessa.

3.4.1 POLITICHE NEL SETTORE TRASPORTI

Con la Finanziaria 2007 sono state apportate importanti modifiche al Decreto Legislativo 30 Maggio 2005, n.128, recante le disposizioni di attuazione della Direttiva 2003/301CE relativa alla promozione dell'uso dei biocarburanti o di altri carburanti rinnovabili nei trasporti. Con il Comma 367 della Finanziaria sono stati fissati obiettivi nominali di immissione in consumo di biocarburanti e altri carburanti rinnovabili, espressi come percentuale del totale dei consumi nel settore del trasporto.

Gli obiettivi sono:

- Entro il 31 Dicembre 2005: 1,0% ;
- Entro il 31 Dicembre 2008: 2,5% ;
- Entro il 31 Dicembre 2010; 5,75%.

Per il raggiungimento degli obiettivi, la Finanziaria stessa predispone l'ossatura di un sistema ad obbligo per i soggetti che immettono in consumo benzina e gasolio. E' una sorta di meccanismo di "certificati verdi" (vedi Paragrafo relativo) applicato sui combustibili per autotrazione.

Il comma 368 infatti prevede che, a decorrere dal 1 Gennaio 2007, i soggetti che immettono in consumo benzina e gasolio, prodotti a partire da fonti primarie non rinnovabili e destinati ad essere impiegati per autotrazione, hanno l'obbligo di immettere in consumo nel territorio nazionale una quota minima di biocarburanti (biodiesel, il bioetanolo e suoi derivati, l'ETBE e il bioidrogeno). I medesimi soggetti possono assolvere al predetto obbligo anche acquistando, in tutto o in parte, l'equivalente quota o i relativi diritti da altri soggetti.

Per gli anni 2007 e 2008 la Finanziaria 2007 fissa degli obiettivi minimi rispettivamente dell'1% e 2%, il Comma 139 art.2 della Finanziaria 2008 fissa per il 2009 tale obbligo al 3%.

Contestualmente all'introduzione di un meccanismo di Certificati Verdi nel settore dell'autotrasporto, la Finanziaria, comma 371, prevede una riduzione dell'accisa per un contingente di 250000 t di biodiesel al 20% del livello posto sul gasolio sino al 2010, mentre il comma 372 introduce accise agevolate per i combustibili di origine vegetale.

La Commissione Europea nel Marzo 2008 ha dato via libera al disegno di incentivazione italiano ai sensi della normativa degli aiuti di Stato, non intravedendo violazioni alle regole del mercato comunitario per effetto di una presunta doppia incentivazione dei biocombustibili, facilitati sia attraverso un' esenzione fiscale sia attraverso l'introduzione di un meccanismo a quota d'obbligo. In sostanza la temporaneità dell'incentivazione fiscale e le motivazioni del provvedimento ne giustificano l'applicazione.

Il recente Decreto del Ministero delle Politiche Agricole fissa "criteri, condizioni e modalità per l'attuazione dell'obbligo di immissione in consumo nel territorio nazionale di una quota minima di biocarburanti".

Per completare il quadro di funzionamento del meccanismo il Consiglio di Stato ha approvato, il 31 marzo 2008, i Decreti del Ministero dello Sviluppo Economico e del Ministero dell'Economia, recanti, rispettivamente, le sanzioni per il mancato rispetto dei target e i criteri di assegnazione del contingente agevolato di biodiesel.

Con questi provvedimenti l'Italia si è dotata delle regole necessarie ad attuare gli obiettivi in materia di biocarburanti introdotti nella Finanziaria 2007.

Il sistema scelto dal legislatore italiano per promuovere la penetrazione dei biocombustibili, attraverso l'introduzione di un meccanismo di mercato, sembra facilmente in grado di essere aggiornato nell'eventualità dell'introduzione di un obiettivo vincolante di contributo delle FER per il 10% sul totale dei consumi del settore dei trasporti.

L'impostazione del meccanismo risulta pertanto adeguata nell'eventuale recepimento della nuova Direttiva Europea.

Manca tuttavia nell'ordinamento e nella prassi nazionale un'indicazione specifica e chiara nella valutazione di sostenibilità dei combustibili sia nelle certificazioni di origini sia nel calcolo dell'efficienza della filiera.

3.4.2. POLITICHE NELL'AMBITO DEL RISCALDAMENTO E RAFFREDDAMENTO

Per quanto riguarda il settore calore e raffreddamento il quadro di riferimento delle incentivazioni è nuovamente fornito dalle Leggi Finanziarie 2007 e 2008.

Per la prima volta con la Finanziaria 2007 è stato istituito un meccanismo nazionale di incentivazione tramite detrazione fiscale dei costi sostenuti per l'installazione di pannelli solari.

Il comma 346 prevedeva che "per le spese documentate, sostenute entro il 31 Dicembre 2007, relative all'installazione di pannelli solari per la produzione di acqua calda per usi domestici o industriali e per la copertura del fabbisogno di acqua calda in piscine, strutture sportive, case di ricovero e cura, istituti scolastici e università, spetta una detrazione dell'imposta lorda per una quota pari al 55% degli importi rimasti a carico del contribuente, fino a un valore massimo della detrazione di 60000 euro, da ripartire in tre quote annuali di pari importo".

La Finanziaria 2008 ha confermato il sistema di incentivazione per gli interventi realizzati entro il 31 Dicembre 2010 estendendo il periodo di detrazione dell'imposta sino a 10 anni.

Sempre con la Finanziaria 2008 l'incentivazione fiscale del 55% è estesa alle spese relative alla sostituzione di impianti di climatizzazione invernale con pompe di calore ad alta efficienza e con impianti geotermici a bassa entalpia.

Altre incentivazioni possono essere ravvisate nella possibilità di ridurre l'imposta comunale sugli immobili per 3 anni agli stabili che abbiano installato impianti solari termici (Comma 6, art. 1 Finanziaria 2008), nonché nei crediti d'impresa rilasciati sul calore di impianti di teleriscaldamento a biomassa e geotermico e l'introduzione di standard minimi di dotazione di impianti solari termici nelle nuove abitazioni.

Tuttavia è possibile prevedere che il recepimento della nuova eventuale Direttiva Europea sulle fonti rinnovabili ed in particolare l'occasione di redigere un piano nazionale di sviluppo delle FER nei diversi settori vedrà una riorganizzazione delle incentivazioni nel settore calore e raffreddamento che risulta tra i tre settori, quello caratterizzato da interventi spot, non coordinati e non riconducibili ad un meccanismo in grado di fornire obiettivi quantitativi.

In particolare, l'adozione di strumenti d'incentivazione tramite sgravio fiscale, per quanto generose e appetibili, non determinano necessariamente la scelta tecnologica rinnovabili senza avere contestualmente riordinato la fiscalità energetica nel suo complesso.

3.5 - POLITICHE GOVERNATIVE PER LA RIDUZIONE DELLE EMISSIONI DI CO₂

Gli obiettivi di riduzione delle emissioni di CO₂ non vengono conseguiti però solo attraverso la componente energetica (che pure è la principale, considerata sia dal punto di vista dell'efficienza che della produzione differenziata da rinnovabili).

Riduzioni importanti possono essere ottenute anche sul versante del trattamento dei rifiuti (per esempio azzerando le emissioni di metano da discarica) o dall'agricoltura e su alcune filiere industriali.

L'obiettivo di riduzione al 2020 delle emissioni di anidride carbonica (che nell'ambito del *burden sharing* europeo per l'Italia sarà presumibilmente tra il 15-20%) non deve essere quindi conseguito agendo solo sul fronte degli usi energetici, che sono comunque quelli di gran lunga prevalenti.

A livello tendenziale si prevede (Fonte: Presidenza del Consiglio, 2005) che il settore energetico potrà raggiungere, nel 2020, un valore di emissioni di CO₂ pari a circa 530 milioni di tonnellate, con un incremento di oltre il 30% rispetto al 1990.

Porsi l'obiettivo di una riduzione del 20% rispetto ai valori del 1990 vuol dire, quindi, abbattere le emissioni di circa 210 Mt.

L'insieme degli interventi proposti di efficienza energetica e di sviluppo delle fonti rinnovabili garantisce un abbattimento cospicuo delle emissioni, per un valore di circa 160 Mt (vedi Tabella seguente, Scenario A). Ciò corrisponde non solo a frenarne il costante aumento, ma consente una loro ulteriore riduzione pari a quasi il 10% rispetto al valore del 1990.

Con la combinazione di questi interventi si arriva a una riduzione dei consumi di gas oltre che a una ulteriore flessione dei consumi petroliferi; in tale situazione, secondo il piano governativo, vi sarebbero dunque le condizioni per prevedere anche una rimodulazione del mix energetico attraverso un passaggio dai prodotti petroliferi al gas fino a riportare e stabilizzare i consumi di quest'ultimo ai livelli attuali, conciliando in tal modo le preoccupazioni riguardanti la sicurezza degli approvvigionamenti con le ipotesi infrastrutturali già previste.

Questo passaggio può avvenire sia attraverso un'ulteriore diffusione della rete di distribuzione per gli usi civili e industriali, sia con il ricorso al gas naturale nei trasporti. Con questa rimodulazione si stima un ulteriore abbattimento di emissioni di CO₂ pari a circa 10 Mt, consentendo di giungere a una riduzione del 12% rispetto ai valori del 1990.

Una ulteriore e necessaria riduzione può venire solo dall'adeguamento del parco termoelettrico alle indicazioni europee, con la drastica riduzione delle emissioni di anidride carbonica da produzione termoelettrica. Al 2020 ciò potrebbe essere conseguito, oltre che con un'ulteriore conversione delle quote di combustibili, anche risolvendo i problemi ancora connessi alle tecnologie di cattura e stoccaggio (CCS) dell'anidride carbonica da carbone (Vedi Tabella seguente, Scenario B).

Potenzialmente la riduzione delle emissioni di CO₂ dalla quota di termoelettrico a carbone per effetto dell'introduzione massiccia delle tecniche di cattura e stoccaggio avrebbe un peso pari a circa 30 Mt (un valore che, secondo indagini condotte da Legambiente, non sarebbe però realistico conseguire entro il 2020). Con l'aggiunta di questo intervento, la riduzione complessiva delle emissioni ammonterebbe a circa 200 Mt, con un valore percentuale di riduzione rispetto al 1990 quasi equivalente al 20% (Vedi Tabella 3.5, relativa alle Emissioni di CO₂).

Scenario A: obiettivi interventi efficienza e rinnovabili - ripartizione dei consumi energetici						
Fonte energetica	1990	1995	2000	2010	2015	2020
Solidi	15,8	10,4	12,9	15,9	15,1	14,1
Gas Naturale	37,5	43,8	57,4	70,1	66,1	56,3
Petrolio	83,45	86,5	82,4	72,8	67,2	59,5

Scenario B: Scenario A + spostamento da petrolio a gas - ripartizione consumi energetici						
Fonte energetica	1990	1995	2000	2010	2015	2020
Solidi	15,8	10,4	12,9	15,9	15,1	14,1
Gas Naturale	37,5	43,8	57,4	75,1	76,1	71,3
Petrolio	83,45	86,5	82,4	67,8	57,2	44,5

Emissioni di CO ₂ (milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)						
	1990	1995	2000	2010	2015	2020
Tendenziale	405,7	408,4	437,7	471,1	500,2	532,7
A: Obiettivo interventi efficienza e rinnovabili	405,7	408,4	437,7	450,1	420,2	369,8
B: A + spostamento da petrolio a gas	405,7	408,4	437,7	446,6	413,1	359,1
C: B + Carbon Capture and Storage	405,7	408,4	437,7	446,6	413,1	328,5

Tabella 3.5 : Scenari di riduzione delle emissioni di CO₂ (fonte: "Ambiente Italia 2008")

3.6 - INTERVENTI DI FISCALITA' ENERGETICA

Uno scenario energetico a bassa emissione di anidride carbonica, quale è quello delineato dalla strategia dell'Unione Europea al 2020 e recepito dai singoli Paesi, non è concepito solo come lo strumento necessario per contrastare il cambiamento climatico.

Uno scenario energetico fondato su efficienza energetica e sviluppo delle fonti rinnovabili, offre infatti ai paesi europei una tripla opportunità: l'opportunità di sviluppare nuove attività industriali e di servizi ad alto contenuto tecnologico e con lavoro qualificato, l'opportunità di ridurre la dipendenza energetica da paesi instabili o non democratici, l'opportunità di migliorare contemporaneamente la qualità ambientale e della vita riducendo altri fattori di inquinamento e di degrado.

L'attuazione di questo scenario è dunque fondamentale per il rispetto delle condizioni poste dall'Unione Europea, ma richiede una forte decisione politica: non casualmente i paesi leader su scala europea vedono impegnati direttamente i massimi dirigenti istituzionali nello sforzo di comunicazione, costruzione del consenso, implementazione delle decisioni politiche e legislative che rendano praticabile questa strategia.

Le politiche necessarie sono forti e integrate politiche ambientali, fiscali, di ricerca e sviluppo, e richiedono decisioni rapide: come espresso in questi Capitoli, gli investimenti in ricerca e sviluppo sono necessari, ma non possono essere alternativi ad azioni immediate, che utilizzino le tecnologie già commercialmente disponibili. Va bene quindi puntare sullo sviluppo delle fonti rinnovabili e sulla diversificazione dell'approvvigionamento energetico, ma questo va affiancato ad un contemporaneo incremento dell'efficienza, basato sulle tecnologie attualmente a disposizione.

Per potersi indirizzare radicalmente su un sentiero "energeticamente sostenibile" entro i prossimi 5 anni, bisognerà porre sempre più attenzione sulla strumentazione normativa, regolamentare, fiscale, oltre che sulla sola analisi delle risorse tecnologiche.

Finora le riforme fiscali ambientali sono state basate sull'argomento del "doppio dividendo", cioè sulla premessa che le risorse aggiuntive derivanti dalla tassazione ambientale-energetica siano ri-distribuite per ridurre i carichi fiscali sul lavoro e ipotizzando che questo possa generare un beneficio occupazionale che si sommi al beneficio ambientale.

L'ipotesi del doppio dividendo è stata oggetto di contestazione, ma recenti studi hanno effettivamente mostrato l'efficienza di questo approccio (in particolare laddove si associa a una riduzione del carico previdenziale; fonte: "Ambiente Italia 2008").

Più propriamente in campo energetico e nell'ottica della riduzione delle emissioni climalteranti, l'utilizzo della leva fiscale appare efficace se garantisce una stabilità dei prezzi tale da creare certezza per gli investimenti privati e determinare modifiche nei comportamenti. Sul lungo periodo, infatti, è accertata una maggiore elasticità dei consumi energetici rispetto ai prezzi e, inoltre, l'elemento di stabilità di prezzo risulta importante sia per incentivare investimenti (in particolare nelle fonti rinnovabili o in interventi infrastrutturali) che hanno lunghi tempi di ritorno, sia per determinare cambiamenti nei comportamenti dei consumatori.

Anche in presenza di elevati costi dei combustibili, che comunque non incorporano le esternalità ambientali, si giustifica quindi l'introduzione –secondo una ipotesi avanzata per esempio nel *Blueprint for a Green Economy* (Gummer, Goldsmith, 2007)- di una fiscalità flessibile tesa però a mantenere elevato il livello di prezzo finale per modificare le gerarchie delle convenienze energetiche.

Nel settore energetico, inoltre, seguendo una linea indicata dalla stessa Commissione Europea e sperimentata brevemente anche in Italia, si rende necessario rimodulare internamente il sistema delle accise e delle fiscalità in funzione delle emissioni. Nel settore elettrico, in futuro, ciò potrebbe significare una articolazione differenziata in funzione non solo del combustibile, ma anche degli impianti di produzione.

Ogni riflessione su questo tema, cruciale per l'efficacia delle politiche energetiche e ambientali, deve quindi considerare l'effettivo andamento della tassazione energetica in Italia. In Italia il complesso della fiscalità energetica (statale, regionale e locale, escludendo ovviamente la quota di iva sui prodotti) ha conosciuto in termini reali una progressiva riduzione passando da un totale di circa 34 miliardi di euro (in valori costanti al 2000), a circa 31 miliardi nel 2000, per scendere a 27 miliardi nel 2007 (dati Istat). All'interno della tassazione energetica una quota variabile tra il 73-78% in tutto il decennio è stata costituita dalle accise sugli oli minerali e derivati.

Complessivamente la tassazione energetica in termini reali, tra il 1997 e il 2007, è dunque scesa di circa il 18%. Ciò è avvenuto, però, all'interno di una crescita di consumo di combustibili fossili (di circa il 12% nel periodo) e ha quindi determinato una contrazione rilevante della fiscalità per unità di prodotto.

In altri termini, tra il 1997 e il 2007, per ogni unità di Tep la tassazione energetica, a valori costanti, è passata in Italia da 237 a 181 euro, con una riduzione di circa il 24%.

A livello europeo (Europa a 25), invece, l'incidenza della tassazione energetica è cresciuta del 5% (raggiungendo il livello di 1773 euro, mediando i paesi sul loro Pil). Il livello di tassazione energetica dell'Italia, che nel 1995 era di gran lunga il più alto d'Europa, nel 2007 è sceso sotto il livello della Danimarca, ma anche dei più grandi paesi europei, in particolare della Germania e della Gran Bretagna (vedi Tabella 3.6).

Paese	1997	2007	% Variazione
Danimarca	200	269	35%
Regno Unito	143	195	36%
Germania	169	191	13%
Svezia	138	186	35%
Italia	237	181	-24%
Media UE25	165	173	5%
Olanda	114	170	49%
Francia	170	158	-7%
Spagna	128	109	-15%

Tabella 3.6: Tassazione energetica per TEP in Europa nel periodo 1997-2007 (Fonte: Eurostat, 2007 – “Ambiente Italia 2008”)

Si può osservare che mantenendo invariato il livello di incidenza della tassazione energetica sul totale della fiscalità (al netto dei contributi sociali) al livello del 1997, la fiscalità energetica avrebbe dovuto essere pari nel 2007 a circa 45.5 miliardi di euro, oltre 18 miliardi di euro in più rispetto al valore effettivo.

3.7 - GLI STRUMENTI DI INCENTIVAZIONE: DAL CIP 6/92 AI CERTIFICATI VERDI E AI TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA

Nell'ottica di affrontare le problematiche energetico-ambientali trattate in precedenza, di ottemperare agli obiettivi fissati dal Protocollo di Kyoto e di rispettare i requisiti posti in materia dall'Unione Europea, l'Italia si è così dotata nel corso degli anni di una serie di strumenti di promozione dell'efficienza energetica e delle fonti rinnovabili: il CIP 6/92, i Certificati Verdi, i Titoli di efficienza energetica e, più recentemente, il Conto Energia per gli impianti fotovoltaici.

Il governo ha cercato cioè di individuare degli strumenti destinati ad incrementare sia l'efficienza energetica che l'impiego delle fonti rinnovabili.

In termini di efficacia, però, il CIP 6/92 e i Certificati Verdi –orientati allo sviluppo delle fonti rinnovabili elettriche- “non sembrano aver determinato una crescita significativa della produzione elettrica da fonti rinnovabili” (Fonte: Ambiente Italia 2009”).

Ciò si è verificato nonostante gli strumenti adottati abbiano prodotto una ingente incentivazione specifica, abbiano riguardato una quota elevata della produzione di energia (superiore al 20% della produzione elettrica) e determinati costi complessivi siano stati trasferiti in tariffa per un'entità significativa.

Le ragioni di questa inefficacia “rimandano essenzialmente agli elementi di distorsione introdotti dall'incoerenza di alcune misure adottate rispetto agli obiettivi dichiarati” (Fonte: “Ambiente Italia 2009”).

3.7.1 LA PRODUZIONE INCENTIVATA COL CIP6/92

Il provvedimento del Comitato Interministeriale dei Prezzi n.6/92 era un provvedimento attuativo della legge 9/91 orientata a liberalizzare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili o assimilate.

Il provvedimento Cip n. 6/92 ha definito i prezzi di cessione secondo il principio del costo evitato, oltre che i corrispettivi aggiuntivi, per gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e assimilate entrati in esercizio dopo il 30 gennaio 1991.

La componente incentivante era correlata ai maggiori costi delle diverse tipologie di impianto e riconosciuta solo per i primi otto anni di esercizio al fine di coprire i maggiori costi di investimento. Il valore unitario di tale componente è mediamente più elevato per le fonti rinnovabili (in particolare per le biomasse e i rifiuti) rispetto alle fonti assimilate.

Benché nel 1997 sia stato stabilito che l'ammissibilità al provvedimento Cip 6/92 fosse limitata agli impianti in corso di realizzazione entro il 1997, per effetto di azioni giudiziarie e di successive modifiche legislative il meccanismo del Cip 6/92 ha continuato a essere in funzione.

Nel 2004 è stato raggiunto il valore massimo di energia elettrica ritirata (52 TWh) che si è mantenuto intorno ai 50 TWh fino al 2007 (vedi Figura 3.2). Nel 2006 l'energia elettrica ritirata ai sensi del Cip 6/92 è stata pari a 48.9 TWh (circa il 16% dell'intera produzione nazionale), generando costi, sostenuti dai clienti del sistema elettrico tramite la componente tariffaria A3, pari a circa 3.5 miliardi di euro.

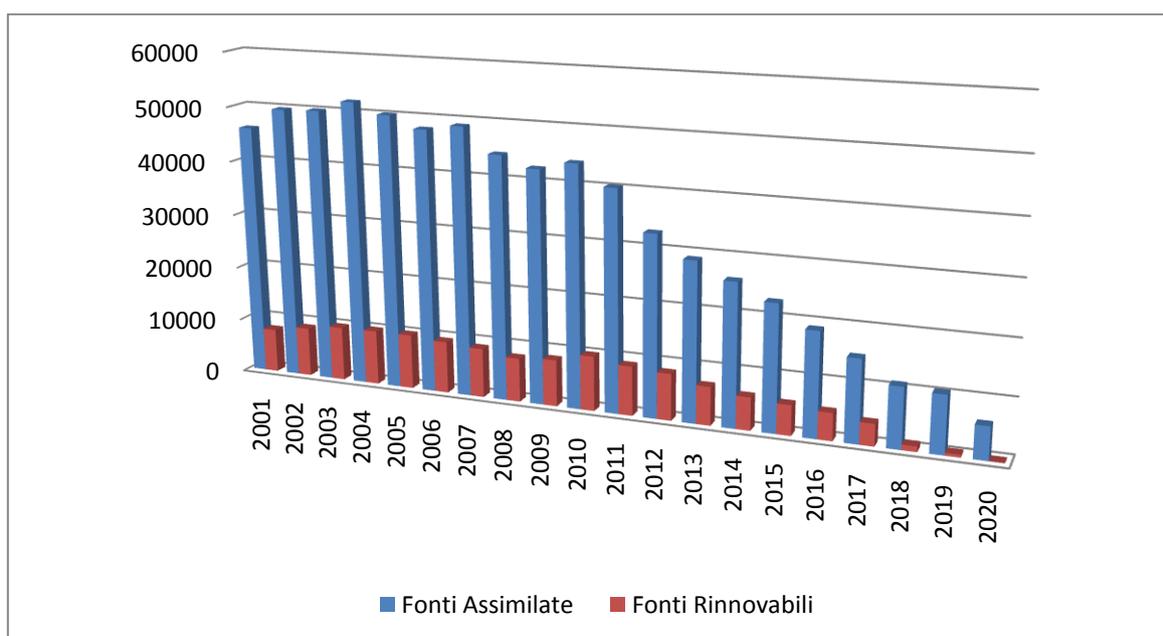


Figura 3.2: Quantità di energia elettrica ritirata nel periodo 2001-2020 ai sensi del CIP 6/92 (in GWh; Fonte: Ambiente Italia 2009”)

La distorsione introdotta dal Cip 6/92 è dovuta al fatto che la gran parte dell'energia elettrica incentivata risulta prodotta dalle cosiddette "Fonti Assimilate", costituite da combustibili fossili (impianti di cogenerazione, che utilizzano calore di risulta, fumi di scarico, scarti di lavorazione e/o di processi, nonché quelli che utilizzano fonti fossili prodotte esclusivamente da giacimenti minori isolati).

Tutto ciò produrrà effetti fino al 2020: la quantità annua di energia elettrica prodotta da fonti assimilate e ritirata dal GSE risulta costante e pari a circa 40 TWh ed è iniziata a diminuire solo a partire dall'anno 2008 (6 TWh); secondo diverse stime (ad esempio, quelle di Legambiente, fonte: "Ambiente Italia 2009"), dovrebbe rimanenere su livelli superiori a 20 TWh fino al 2013 e a 10 TWh fino al 2019.

Invece la quantità di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e ritirata dal GSE si colloca tra gli 8 e i 10 TWh in tutto il periodo tra il 2001 e il 2010 (per una quota inferiore al 20% del totale dell'energia incentivata); questa dovrebbe poi diminuire rapidamente nei prossimi anni (75 TWh nel 2013, 5 TWh nel 2016 fino a 0.4 TWh nel 2019, vedi Grafico seguente).

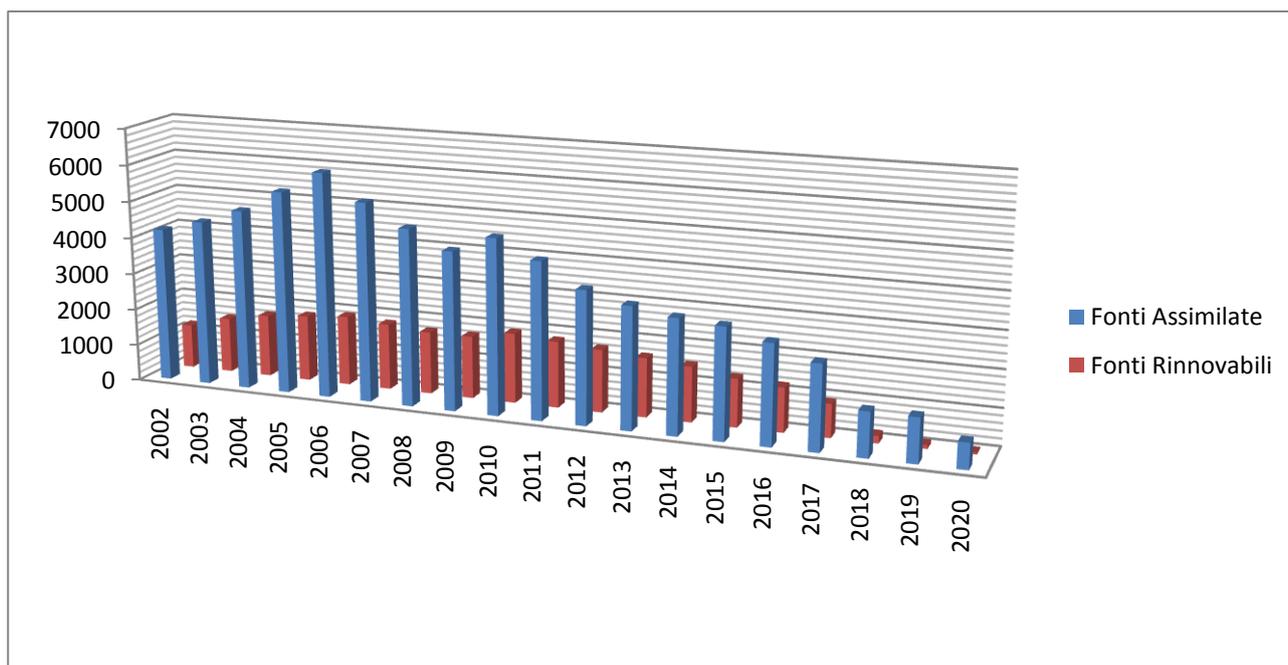


Figura 3.3: Costi sostenuti (in milioni di euro) per il ritiro di energia elettrica da CIP 6/92 (Fonte: "Ambiente Italia 2009")

3.7.2 - I CERTIFICATI VERDI

3.7.2.1 - IL PRINCIPIO DI INCENTIVAZIONE MEDIANTE CV

Tra le modalità di incentivazione per il settore della produzione dell'energia, quella relativa all'emissione dei certificati verdi (CV) risulta la più diffusa; i certificati verdi sono lo strumento introdotto nel 1999 (ma reso operativo nel 2002) per incentivare la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, in parziale sostituzione del meccanismo ereditato dal Cip 6/92.

I Certificati Verdi sono stati introdotti dal DL 79/99, successivamente modificato e aggiornato dalle leggi 244/07 e dal DL 387/03.

L'obbligo è stato introdotto dal Decreto Bersani, e consiste -per i produttori e gli importatori di energia elettrica prodotta da fonti non rinnovabili- nell'immettere nel sistema elettrico nazionale, a decorrere dal 2002, una quota minima di elettricità prodotta da impianti alimentati da fonti rinnovabili. A carico degli operatori che immettono in rete più di 100 GWhe/anno, più precisamente, ricade l'obbligo che almeno il 2% dell'elettricità immessa provenga da fonte rinnovabile.

Questo limite fissato dal Decreto Bersani è stato soggetto ad un incremento dello 0.35% nel triennio 2004-06, secondo quanto stabilito dal DL 29/03 n. 387. La Legge Finanziaria 2008 ha poi incrementato ulteriormente il valore annuale dello 0.75% per il periodo 2007-2012. Possibili modificazioni al limite saranno presumibilmente portate anche dalla Finanziaria 2010, come proposto da alcuni emendamenti.

Il meccanismo dei certificati, in sintesi, è un sistema di incentivazione basato sulla funzione di domanda mediante l'imposizione di obblighi al fine di determinare lo sviluppo dell'offerta di produzione da fonti rinnovabili. I costi di questa incentivazione ricadono direttamente sui produttori e sugli importatori di energia da fonti convenzionali, poiché, come evidenziato, obbligatoriamente devono acquistare i certificati verdi oppure, in alternativa, devono effettuare gli investimenti per realizzare gli impianti e produrre energia da fonte rinnovabile, investendo in prima persona nella tecnologia.

Di conseguenza, la domanda di CV è quella costituita dai produttori e importatori di energia da fonti convenzionali: i soggetti obbligati alla produzione da fonti rinnovabili possono rispondere a tale richiesta generando in proprio certificati (cioè producendo quote di energia da fonte rinnovabile e immettendole in rete), acquisendoli da terzi (sulla borsa o con scambi bilaterali) o ancora acquisendoli dal GSE ricorrendo a quelli generati in virtù del Cip 6.

L'offerta di CV è invece rappresentata, ogni anno, dalla produzione di energia elettrica da impianti alimentati da fonti rinnovabili entrati in esercizio in data successiva all'1 aprile 1999 che hanno ottenuto la qualifica IAFR, e dagli impianti che godono degli incentivi CIP 6/92. Tali impianti hanno diritto alla emissione di CV per un lasso di tempo definito, inizialmente fissato pari a otto anni. In seguito all'introduzione del successivo articolo 267 del decreto legislativo n. 152/06 (anno 2006), la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dal 1° aprile 1999 fino al 31 dicembre 2007, ha ora diritto alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili (certificato verde) per i primi dodici anni di esercizio. La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in impianti entrati in esercizio o ripotenziati a partire dal 1° gennaio 2008, invece, ha diritto alla certificazione di produzione da fonti rinnovabili per i primi quindici anni di esercizio.

La certificazione della produzione dell'energia di origine rinnovabile viene effettuata (su comunicazione del produttore) dal GSE, al quale è affidata anche l'emissione degli stessi titoli.

Nel meccanismo di funzionamento (vedi Figura 3.4) questi produttori di energia da fonte rinnovabile, ricevono il ricavo derivante dalla vendita dei CV in aggiunta al prezzo di vendita dell'energia generata (o alla valorizzazione o autoconsumo della stessa).

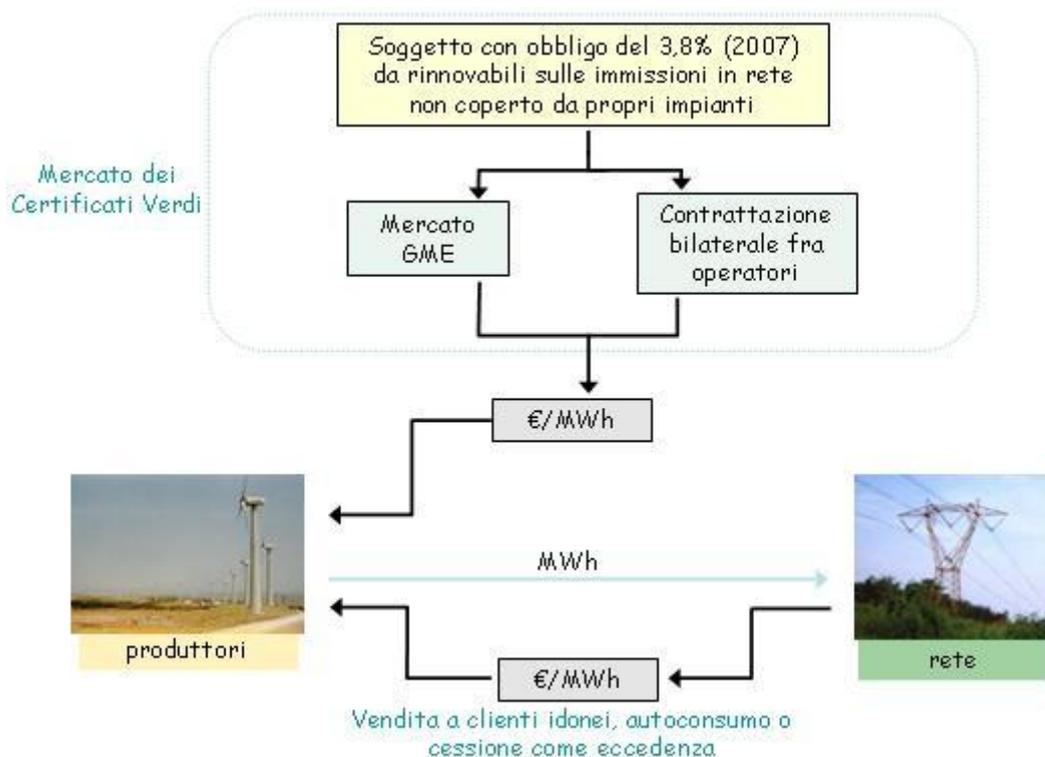


Figura 3.4: Lo schema di funzionamento del sistema dei Certificati Verdi

3.7.2.2 - CARATTERISTICHE E ATTRIBUZIONE DEI CV

La taglia dei CV ha subito, nel corso degli anni, progressivi aggiornamenti; inizialmente fissata in 100 MWh, è stata successivamente abbassata dalla normativa a 50 MWh e poi ad 1 MWh (Legge Finanziaria del 2008). Pertanto, poiché la taglia dei certificati è stata così ridotta, il numero dei CV corrisponde all'energia incentivata (ECV) espressa in MWh.

Per gli impianti entrati in esercizio successivamente al 31/12/2007, in base a quanto introdotto dalla Legge Finanziaria 2008 e dal suo collegato fiscale (L. 29/11/2007 n.222), il calcolo del numero di certificati verdi riconosciuti si effettua considerando sia il tipo di intervento realizzato, sia la fonte rinnovabile che alimenta l'impianto: il risultato si ottiene moltiplicando l'energia netta riconosciuta all'intervento effettuato, per le costanti (differenziate per fonte) della Tabella 2 (riportata di seguito come Tabella 3.7) della Legge Finanziaria 2008.

	Fonte	Coefficiente
1	Eolica per impianti di taglia superiore a 200 KW	1
1 bis	Eolica offshore	1,5
3	Geotermica	0,9
4	Moto ondoso e maremotrice	1,8
5	Idraulica diversa da quella del punto precedente	1
6	Rifiuti biodegradabili, biomasse diverse da quelle di cui al punto successivo	1,3
7	Biomasse e biogas prodotti da attività agricola, allevamento e forestale da filiera corta	1,8
8	Gas di discarica e gas residuati dai processi di depurazione e biogas diversi da quelli del punto precedente	0,8

Tabella 3.7: Costanti definite dalla Legge Finanziaria 2008 per il calcolo dei CV in base alla fonte energetica rinnovabile utilizzata dall'impianto

A seguito dell'entrata in vigore del Decreto 18/12/2008, il GSE provvede quindi, per gli impianti IAFR aventi diritto, a effettuare i conguagli, ovvero a emettere i certificati verdi aggiuntivi, in applicazione dei coefficienti moltiplicativi indicati nella tabella di cui sopra.

3.7.2.3 - LE TRANSAZIONI DEI CERTIFICATI VERDI: IL MERCATO DEI CV

Il prezzo dei certificati verdi, ovvero il valore dell'incentivo, dipende dalla domanda e dall'offerta che caratterizzano il mercato elettrico: le transazioni dei CV possono avvenire tramite contratti bilaterali o attraverso una piattaforma di negoziazione costituita presso il Gestore del Mercato Elettrico.

E' infatti il GME che organizza e gestisce il mercato dei CV; a questo mercato possono partecipare, come acquirenti o venditori: il GSE, i produttori nazionali ed esteri, gli importatori di energia elettrica, i clienti grossisti e le formazioni associative (associazioni di consumatori e utenti, ambientaliste, sindacati).

Il mercato dei certificati verdi organizzato dal GME garantisce:

- Liquidità: il GSE, ai sensi dell'articolo 9 del D.M. 24 ottobre 2005, offrirà i certificati verdi emessi a proprio favore sul mercato organizzato dal GME;
- Trasparenza: i prezzi che si formeranno sul mercato saranno pubblici e accessibili a tutti;
- Sicurezza: il GME opera sul mercato in qualità di CONTROPARTE CENTRALE e garantisce il buon fine delle operazioni.

La partecipazione dei differenti soggetti al Mercato dei Certificati Verdi è concessa previa domanda al GME e conseguente ottenimento della qualifica di "operatore di mercato"; per ottenerla, tali soggetti devono prima di tutto essere in possesso dei seguenti requisiti (analoghi a quelli necessari per poter operare sul Mercato Elettrico):

- Adeguata professionalità e competenza nell'utilizzo di sistemi telematici e dei sistemi di sicurezza relativi;
- Assenza di condanna, con sentenza definitiva, ovvero con sentenza che applica la pena su richiesta delle parti, per il delitto di aggio, per uno dei delitti contro l'inviolabilità della segretezza delle comunicazioni informatiche o telematiche, ovvero per il delitto di frode informatica;
- Assenza di precedente esclusione dal Mercato dei Certificati Verdi.

Se queste condizioni sono soddisfatte, i soggetti interessati ad entrare nel Mercato dei Certificati Verdi dovranno seguire il seguente iter procedurale:

1. Presentare una Domanda di ammissione secondo il modello definito in allegato alla Disciplina del mercato elettrico, corredata della documentazione attestante che il soggetto abbia i requisiti sopra richiamati.
2. Sottoscrivere un Contratto di adesione, redatto, in duplice originale, secondo il modello definito in allegato alla Disciplina del mercato elettrico, e siglato in ogni pagina dal legale rappresentante, con il quale il contraente dichiara di conoscere e di accettare, senza alcuna condizione o riserva, la Disciplina del mercato elettrico.
3. Con il provvedimento di ammissione è riconosciuta al soggetto richiedente la qualifica di *operatore*. Gli operatori ammessi al mercato sono inseriti in un apposito "Elenco degli operatori ammessi al mercato" tenuto e gestito dal GME nel rispetto della normativa in materia di riservatezza dei dati personali.

Gli operatori ammessi al mercato dei certificati verdi sono tenuti al pagamento di un corrispettivo per i servizi forniti dal GME per ogni certificato contrattato.

Per l'anno 2010 la struttura e misura del corrispettivo per i servizi forniti dal GME per il mercato dei certificati verdi (definita all'articolo 7, comma 7.2, del Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico), per ciascun operatore, è applicata come di seguito riportato:

- **per i primi 2.500** certificati scambiati (della taglia di 1 MWh): **€ 0,06** per certificato;
- **oltre i 2.500** certificati scambiati (della taglia di 1 MWh): **€ 0,03** per certificato.

La struttura e misura dei corrispettivi sopra evidenziata è applicata al totale dei certificati scambiati nel corso del 2008 sia attraverso le sessioni del mercato organizzato che attraverso la PBCV (Piattaforma dei Bilaterali CV); l'applicazione del corrispettivo di € 0,03 ha validità ed efficacia a decorrere dal 1 febbraio 2008.

Il funzionamento del Mercato dei Certificati Verdi è tale per cui il GME, entro le ventiquattro ore successive al termine di ogni sessione, comunica (per via telematica o mediante tele-facsimile) a ciascun operatore la conferma delle transazioni eseguite con i seguenti dati:

- Quantità;
- Prezzo;
- Giorno e ora;
- Tipologia di certificati verdi acquistati o venduti;
- Controvalore della transazione.

Ai fini della regolazione dei pagamenti spettanti (i corrispettivi di cui sopra), il GME determina, per ogni operatore che sia stato acquirente e venditore, la posizione netta (debitrice o creditrice) nei confronti del GME stesso, sulla base degli importi, comprensivi di IVA, afferenti alle fatture emesse e ricevute dal GME relativamente allo stesso periodo di fatturazione (singola sessione di mercato).

Il GME entro il terzo giorno successivo alla chiusura della sessione di riferimento provvede:

- Alla chiusura dei crediti vantati nei confronti degli operatori propri debitori utilizzando fino a capienza il deposito disponibile dagli stessi versato;
- Alla restituzione delle somme versate a garanzia risultate eccedenti rispetto agli acquisti effettuati nella sessione;
- Alla liquidazione delle partite debitorie nei confronti degli operatori venditori purché sia stata ricevuta fattura.

L'effettuazione degli ordini di pagamento avviene tramite "bonifici di importo rilevante" (BIR). Nell'ipotesi in cui non sia possibile effettuare i pagamenti mediante bonifici di importo rilevante (BIR) perché le norme bancarie, in relazione all'importo, non lo permettono, essi potranno essere eseguiti con la procedura del "Bonifico Urgente".

Per la modalità di calcolo del prezzo di offerta dei CV del GSE, a partire dal 2008, il prezzo, riferito al MWh elettrico, è pari alla differenza tra 180 €/MWh ed il valore medio annuo del prezzo di cessione dell'energia elettrica definito dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (D.Lgs 387/03 art.13) registrato nell'anno precedente e comunicato dalla stessa Autorità entro il 31 gennaio di ogni anno.

3.7.2.4 - LE TRANSAZIONI DEI CERTIFICATI VERDI: TRANSAZIONI BILATERALI

Come scritto precedentemente, il Mercato dei Certificati Verdi non è l'unica piattaforma mediante la quale i produttori e importatori di energia da fonte convenzionale possono accaparrarsi la quota di energia prodotta da fonte rinnovabile necessaria per il rispetto delle norme di legge: è infatti possibile che acquirenti e venditori di Certificati Verdi si incontrino e si organizzino mediante accordi privati, le cosiddette "transazioni bilaterali".

La Piattaforma di Registrazione delle Transazioni Bilaterali dei Certificati Verdi (PBCV) è una piattaforma informatica che consente la registrazione e la regolazione di transazioni bilaterali aventi ad oggetto la cessione di certificati verdi, secondo le disposizioni contenute nell'apposito Regolamento.

Possono operare sulla PBCV tutti i soggetti previsti nel Regolamento, che abbiano presentato la relativa domanda di iscrizione.

Entro cinque giorni lavorativi dalla data di ricezione della domanda, verificata la regolarità della documentazione presentata, il GME comunica al soggetto interessato l'avvenuta iscrizione oppure il rigetto della domanda. L'operatore della PBCV viene quindi iscritto nell'apposito Elenco degli operatori formato e tenuto dal GME e pubblicato sul sito internet.

Per la PBCV sono previsti gli stessi corrispettivi applicati al mercato dei certificati verdi, destinati al GME che mette a disposizione dei contraenti la piattaforma informatica tramite la quale si realizzano gli accordi.

La regolazione delle transazioni registrate sulla PBCV, nella modalità "con verifica di congruità" viene effettuata nel giorno lavorativo antecedente ciascuna sessione del Mercato CV; sia per le transazioni registrate nella modalità "senza verifica di congruità" che per quelle registrate nella modalità "con verifica di congruità", il prezzo da dichiarare al momento della registrazione deve essere al netto dell'iva.

In questa modalità di scambio dei Certificati Verdi, il GME non è controparte centrale nelle transazioni registrate attraverso la PBCV.

3.7.2.5 - I RISULTATI OTTENUTI E L'EFFICACIA DELLE QUOTE OBBLIGATE DI CERTIFICATI VERDI RISPETTO AGLI OBIETTIVI PER IL 2020

L'articolazione del dispositivo dei certificati verdi ha determinato una domanda obbligata di energia da fonti rinnovabili crescente da 3.2 TWh nel 2002 fino a 6 TWh nel 2006. Tale domanda non è però mai stata integralmente soddisfatta da nuova produzione, anche se nel 2005 e 2006 la quota ceduta dal GSE sulla base dei precedenti CIP 6 è stata inferiore al 10%.

Analogamente a quanto avvenuto negli altri paesi che hanno adottato un simile meccanismo, la produzione da fonti rinnovabili si è orientata verso i sistemi che garantivano un ritorno più elevato, con un'ulteriore distorsione determinata in Italia dalla persistente omologazione a fonti rinnovabili, della totalità degli impianti di produzione di energia da rifiuti (solo recentemente revisionata limitando la quota rinnovabile alla frazione biodegradabile).

L'elevata quota di certificati verdi nella disponibilità del GSE, peraltro, ha di fatto creato il prezzo di riferimento limitando l'effetto legato alla competizione sul mercato e limitando quindi la contrazione del "sovrapprezzo" dei certificati verdi.

Nello scenario riguardante l'obiettivo del 20% di energia prodotta da fonti rinnovabili, la quantità di energia elettrica da fonte rinnovabile si dovrebbe attestare su un valore stimato in 107 TWh.

Tramite simulazioni, si è potuto verificare che l'incremento annuo dello 0.75 sulla quota d'obbligo inserito nella Finanziaria 2008 avvicini il potenziale di produzione al valore obiettivo. Un ulteriore avvicinamento lo si ottiene se, come previsto, si attuano anche azioni di efficienza energetica sui consumi finali di energia elettrica. L'obiettivo viene pienamente raggiunto se nel periodo successivo al 2012 la quota d'obbligo viene ulteriormente incrementata di 1.1 punti.

In relazione alla percentuale di energia elettrica da fonte rinnovabile, si evidenzia come l'ultimo scenario citato consenta di raggiungere, al 2020, il valore del 25% dovuto per l'anno 2012.

3.7.3 – I TITOLI DI EFFICIENZA ENERGETICA (TEE)

Nell’ottica di promuovere una politica di risparmio energetico e di impiego delle tecnologie efficienti, i Ministeri delle Attività Produttive e dell’Ambiente hanno emanato i Decreti del 24 aprile 2001 sull’efficienza energetica, successivamente sostituiti dai Decreti Ministeriali del 20 luglio 2004 ed aggiornati dal DM del 21 dicembre 2007.

Con questi Decreti Ministeriali del 2004 è stato introdotto un sistema decisamente innovativo per promuovere interventi di miglioramento dell’efficienza energetica nei cosiddetti “usi finali”, attraverso il meccanismo di mercato di incentivazione dei titoli di efficienza energetica (TEE), i “certificati bianchi”.

Il meccanismo dei titoli di efficienza energetica ha rappresentato una forte novità non solo in Italia, ma in tutto il panorama internazionale, sia per l’obiettivo cui si è mirato, sia per la strumentazione articolata di cui si è dotato, tant’è che la Commissione Europea ha “fatto suo” questo strumento: nella Direttiva 32/2006, i certificati bianchi sono infatti indicati tra gli strumenti da utilizzare per conseguire l’obiettivo di ridurre i consumi energetici del 9% entro il 2016.

Effettivamente i “Titoli di Efficienza Energetica” (sigla TEE) hanno rappresentato, per l’Italia, lo strumento –divenuto operativo tre anni dopo la sua previsione normativa- per il raggiungimento degli obiettivi quantitativi nazionali di miglioramento dell’efficienza energetica (fissati dai decreti ministeriali del 20 luglio 2004 per il quinquennio 2005-09) da parte dei distributori di energia elettrica e di gas (con obbligo limitato a quelli che servivano almeno 100000 clienti finali).

3.7.3.1 - PRINCIPI DI FUNZIONAMENTO DEL SISTEMA DEI TEE

Il meccanismo di funzionamento del sistema dei TEE è quello per cui i distributori possono conseguire i loro obiettivi sia con la realizzazione diretta di misure e interventi di risparmio energetico considerati ammissibili, sia attraverso l'acquisto, in tutto o in parte, dei certificati denominati "titoli di efficienza energetica" (o "certificati bianchi") che attestano il conseguimento dei risparmi energetici da parte di altri soggetti (le cosiddette ESCO). I costi sostenuti dai distributori trovano poi copertura rispettivamente sulle componenti per il trasporto e la distribuzione dell'energia elettrica e del gas naturale.

Più precisamente, i certificati bianchi sono originariamente emessi dal Gestore del Mercato Elettrico (GME) a favore dei soggetti quali i distributori, le società controllate dai distributori medesimi o le società operanti nel settore dei servizi energetici (ESCO), che hanno conseguito risparmi sui consumi di energia primaria (energia elettrica e gas).

Il risparmio deve essere certificato dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG) e successivamente notificato al GME (vedi Immagine seguente).



Figura 3.5: schema sintetico di funzionamento del sistema dei TEE

3.7.3.2 - EMISSIONE E CARATTERISTICHE DEI TEE

L'emissione ed il valore dei Certificati Bianchi sono vincolati al risparmio energetico conseguito con la realizzazione degli interventi previsti dai decreti: in pratica, viene emesso un Certificato Bianco per ogni tonnellata di Petrolio Equivalente (tep) risparmiata per ogni anno di durata dell'intervento.

I TEE vengono classificati in funzione della natura a cui è riferito l'intervento e quindi del corrispondente risparmio di energia.

L'AEEG ha prodotto 24 schede tecniche con i metodi di valutazione e le metodologie di calcolo, mentre per il progetti a consuntivo è il soggetto proponente che deve dimostrare il risparmio.

Per quanto riguarda il risparmio minimo energetico, l'Autorità differenzia la dimensione minima in funzione della metodologia di valutazione dei risparmi, applicabile alle diverse tipologie di intervento (standardizzata, analitica, a consuntivo) e della categoria di appartenenza del soggetto titolare del progetto (soggetto obbligato ai sensi dei decreti ministeriali, o meno).

Si distinguono quindi i seguenti casi:

- I progetti standardizzati devono avere una dimensione tale da permettere un risparmio di energia primaria non inferiore a 25 tep/anno.
- I progetti analitici devono avere generato nel corso dei primi dodici mesi di misurazione un risparmio di energia primaria non inferiore a 100 tep (nel caso di progetti i cui titolari siano distributori) o 50 tep (nel caso in cui i titolari del progetto siano soggetti diversi).

Le tipologie di interventi previsti per il conseguimento degli obiettivi di riduzione dei consumi elettrici sono classificati in 14 categorie:

1. Rifasamento elettrico presso l'utenza finale;
2. Motori elettrici e loro applicazioni (installazione di sistemi elettronici di regolazione in frequenza, ottimizzazione di impianto e gestionale dei sistemi di pompaggio azionati da motori elettrici, installazione motori e meccanismi di trasmissione della forza motrice a più alta efficienza, recupero energetico nei sistemi di ri-gassificazione del gas naturale liquefatto);

3. Sistemi per l'illuminazione (installazione di sistemi automatici di accensione, spegnimento e regolazione dell'intensità, aumento dell'efficienza degli impianti di pubblica illuminazione, installazione di sistemi e componenti più efficienti);
4. Electricity leaking (installazione di apparecchiature a basso consumo in stand-by o di dispositivi per la riduzione del consumo in stand-by di apparecchiature esistenti, sistemi di posizionamento in stand-by di apparecchiature di uso saltuario, sistemi di spegnimento automatico di apparecchiature in stand-by);
5. Interventi per l'uso di fonti o vettori più appropriati dell'energia elettrica (interventi per la sostituzione di scaldacqua elettrici per acqua sanitaria o lavastoviglie, lavatrici, ecc.. con dispositivi alimentati con altre fonti energetiche o a più alta efficienza, o mediante teleriscaldamento);
6. Riduzione dei consumi di energia elettrica per usi termici (installazione di sistemi e prodotti per la riduzione delle esigenze di acqua calda);
7. Interventi per la riduzione della domanda di energia elettrica per il condizionamento (interventi per l'isolamento termico degli edifici, interventi per il controllo della radiazione entrante attraverso le superfici vetrate durante i mesi estivi, applicazioni delle tecniche dell'architettura bioclimatica, del solare passivo e del raffrescamento passivo, impianti solari termici utilizzando macchine frigorifere ad assorbimento anche reversibili a pompa di calore);
8. Elettrodomestici ed apparecchiature per ufficio ad elevata efficienza (sostituzione di frigoriferi, lavabiancheria, lavastoviglie, scaldacqua, forni, pompe di circolazione acqua, con prodotti analoghi a più alta efficienza, installazione di computer , stampanti, fax, ecc. ad elevata efficienza);
9. Dispositivi per la combustione delle fonti energetiche non rinnovabili (interventi per la sostituzione di dispositivi esistenti con altri a più elevata efficienza);
10. Interventi di sostituzione di altra fonte o vettore con energia elettrica, nei casi in cui sia verificata una riduzione dei consumi di energia primaria;
11. Climatizzazione ambienti e recuperi di calore in edifici climatizzati con l'uso di fonti energetiche non rinnovabili (interventi per l'isolamento termico degli

edifici, applicazioni delle tecniche dell'architettura bioclimatica, del solare passivo e del raffrescamento passivo, climatizzazione diretta tramite teleriscaldamento da cogenerazione, cogenerazione e sistemi di micro generazione come definiti dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas , sistemi di rigenerazione, sistemi a celle di combustibile, installazione di pompe di calore elettriche o a gas con funzione di riscaldamento e raffreddamento, sistemi di tele gestione, sistemi di termoregolazione e contabilizzazione del calore per impianti di riscaldamento centralizzato, utilizzo di calore di recupero);

12. Installazione di impianti per la valorizzazione delle fonti rinnovabili presso gli utenti finali;
13. Veicoli elettrici e a gas naturale;
14. Formazione, informazione, promozione e sensibilizzazione.

3.7.3.3 - RISULTATI E CRITICITA' DEL SISTEMA DEI TEE

I risultati del meccanismo dei titoli di efficienza energetica, sebbene all'apparenza ottimi, sono stati finora considerati controversi: in termini quantitativi, il funzionamento del meccanismo dei titoli di efficienza energetica dal suo avvio è stato positivo, e ha permesso di conseguire risparmi energetici pari a circa il doppio degli obiettivi assicurati per il biennio 2005-06: circa un milione di tep rispetto all'obiettivo di 468000 tep (Fonte: GME).

Nel 2007-08 addirittura si è avuto non solo un eccesso di offerta (che ha comportato una forte riduzione del prezzo di scambio dei TEE -soprattutto nel 2007- ben al di sotto del contributo tariffario unitario riconosciuto dall'Autorità pari a 100 €/TEE), ma sono stati raggiunti e superati gli obiettivi nazionali di risparmio, fissati dai due decreti.

Per quanto riguarda la situazione nel 2008, nel solo periodo da giugno a settembre è stato scambiato un volume di titoli pari al 14% dell'obiettivo complessivo fissato, con un prezzo medio di circa 63 euro (Fonte: "Fondamenti di sostenibilità energetico-ambientale").

I dati più recenti relativi al risparmio energetico conseguito tramite il meccanismo dei TEE, sono quelli forniti dall’Autorità per l’Energia Elettrica ed il Gas, in data 06/09/2010: secondo quanto riportato dal comunicato stampa dell’ente, “in cinque anni di vigenza del sistema di efficienza energetica, basato sul meccanismo dei Certificati Bianchi, sono state risparmiate 6,7 milioni di TEP ed evitate 18 milioni di tonnellate di CO2. Si tratta di obiettivi superiori agli obiettivi nazionali prefissati e paragonabili alla produzione annua di una centrale elettrica da oltre 750 MW o ai consumi di un’intera città di 1,8 milioni di abitanti”.

Relativamente alle incentivazioni, “sono stati stanziati ulteriori 215 milioni di euro, che si vanno ad aggiungere ai 531 già investiti” (Fonte: comunicato stampa AEEG, Settembre 2010).

A fronte delle positività connesse all’aspetto quantitativo degli scambi di TEE, la qualità e i costi del risparmio ottenuto sono invece più problematici e di complessa valutazione: il bilancio complessivo dei primi 36 mesi di attuazione del meccanismo dei certificati bianchi ha mostrato infatti una ripartizione degli interventi fortemente squilibrata su una ristretta tipologia di interventi (il 59% degli interventi ha riguardato la vendita di lampade fluorescenti compatte) ed essenzialmente concentrato nel solo settore civile e con un eccesso nel settore elettrico (interventi di piccole dimensioni).

Gli interventi di riduzione del fabbisogno energetico nel settore industriale, infatti, erano pari appena al 6% a fine 2007, per arrivare al 10% nel 2010; la quasi totalità degli interventi e dei risparmi conseguiti, insomma, permane nel settore civile e terziario.

Tipologia di intervento	% risparmi energetici al 31/12/2007
Lampade fluorescenti	59%
Riduttori di flusso e rompigetto	10%
Lampade al sodio per illuminazione pubblica	11%
Teleriscaldamento	9%
Collettori solari	4%
Doppi vetri	1%
Elettrodomestici Classe A	1%
Altri	5%

Tabella 3.8: Distribuzione dei risparmi energetici per i Titoli di Efficienza Energetica al 31/12/2007 (Fonte: “Ambiente Italia 2009”)

Il sistema ha evidenziato tre principali criticità:

- In primo luogo, l'abbondanza dell'offerta di TEE rispetto alla domanda espressa si è tradotta in una significativa riduzione del prezzo dei titoli scambiati nel mercato organizzato e nel ribasso dei prezzi dei certificati (scesi a 33 euro, sui 100 riconosciuti in tariffa, per gli usi elettrici) determinando un minore interesse nello sviluppo di nuovi interventi di diffusione di tecnologie ad alta efficienza energetica, soprattutto nel caso delle tecnologie elettriche.
- In secondo luogo la qualità degli interventi di efficienza riconosciuti è oggetto di alcune perplessità, fatte proprie anche dalle stesse autorità: i meccanismi di riconoscimento, sia pure penalizzati (e sospesi), per il semplice "buono d'acquisto" di lampadine o riduttori di flusso, hanno generato 103285 TEE, pari all'11% del totale, in gran parte corrispondenti a interventi di efficienza energetica rimasti letteralmente solo sulla carta.
- Infine, si registra un forte squilibrio tra gli incentivi complessivamente erogati e i costi effettivamente sostenuti dai distributori, anche a fronte di un mercato dei titoli largamente depresso.

Rispetto agli obiettivi di risparmio fissati dalle strategie comunitarie è evidente la necessità di un forte potenziamento degli obiettivi di risparmio, una revisione delle schede tecniche e delle modalità di riconoscimento, una maggiore trasparenza dei costi sostenuti per il risparmio.

L'obiettivo di 6 Mtep/anno al 2012 indicato nel decreto di revisione del 2008 va però nella giusta direzione.

3.7.4 - IL CONTO ENERGIA

3.7.4.1 - “EVOLUZIONE STORICA DEL CONTO ENERGIA”

“Conto energia” è il nome comune assunto dal programma europeo di incentivazione in conto esercizio della produzione di elettricità da fonte solare mediante impianti fotovoltaici permanentemente connessi alla rete elettrica.

Questo sistema di incentivazione è arrivato in Italia attraverso la Direttiva Comunitaria per le fonti rinnovabili (Direttiva 2001/77/CE), recepita con l'approvazione da parte del Parlamento italiano del Decreto legislativo 387 del 2003. L'avvio del conto energia è poi passato per altre due tappe, in particolare l'approvazione del Decreto attuativo n. 181 del 5 agosto 2005 (che ha fissato i tempi e i termini di attuazione) e la Delibera 188 del 14 settembre 2005 (che ha invece stabilito i modi di erogazione degli incentivi).

Dal 19 settembre 2005 è possibile presentare la domanda al GRTN (Gestore del sistema elettrico) per accedere al Conto energia; nel frattempo GRTN è diventato GSE (Gestore servizi energetici) a seguito del passaggio a Terna Spa del ramo d'azienda dedicato alla gestione della rete elettrica.

La copertura finanziaria necessaria all'erogazione di questi importi è garantita da un prelievo tariffario obbligatorio (cod. A3) a sostegno delle fonti rinnovabili di energia, presente dal 1991 in tutte le bollette dell'energia elettrica di tutti gli operatori elettrici italiani.

Con la componente A3 sono finanziati anche gli impianti CIP6, tra cui sono presenti non solo quelli alimentati da fonti rinnovabili ma anche quelli alimentati da fonti "assimilate" (cogenerazione, fumi di scarico, scarti di lavorazione e/o di processi industriali, fonti fossili prodotte da giacimenti minori isolati, inceneritori...): ciò ha di fatto impedito e ritardato lo sviluppo del fotovoltaico poiché la componente A3, per i motivi appena indicati, è risultata abbastanza onerosa nel finanziamento di queste ultime (nel nostro paese privilegiate rispetto al fotovoltaico).

Da gennaio 2007 non possono più essere finanziate nuovi impianti a fonti "assimilate", ma solo quelli già autorizzati.

3.7.4.2 - I PRINCIPI DI FUNZIONAMENTO DEL "VECCHIO" CONTO ENERGIA

A differenza del passato, in cui l'incentivazione all'utilizzo delle fonti rinnovabili avveniva mediante assegnazioni di somme a fondo perduto, grazie alle quali il privato poteva limitare il capitale investito, il meccanismo del conto energia è assimilabile ad un finanziamento in conto esercizio, in quanto non prevede alcuna facilitazione particolare da parte dello Stato per la messa in servizio dell'impianto.

Il principio che regge il meccanismo del Conto energia consiste nell'incentivazione della produzione elettrica, e non dell'investimento necessario per ottenerla: il privato proprietario dell'impianto fotovoltaico percepisce cioè delle somme in modo continuativo, con cadenza tipicamente mensile, per i primi 20 anni di vita dell'impianto.

Condizione indispensabile all'ottenimento delle tariffe incentivanti è che l'impianto sia connesso alla rete (grid connected). La dimensione nominale dell'impianto fotovoltaico deve essere superiore a 1 kWp; non sono invece incentivati dal Conto energia quegli impianti fotovoltaici destinati ad utenze isolate e non raggiunte dalla rete elettrica.



Figura 3.6: un esempio di installazione fotovoltaica incentivata dal "Conto Energia"

Tra i componenti dell'impianto, i moduli fotovoltaici devono obbligatoriamente rispettare la normativa IEC 61215 e possibilmente, per la sicurezza elettrica e di chi acquista, essere certificati per l'utilizzo come componente in Classe II (componente con doppio isolamento) definito dalle norme.

Il sistema di conversione, deve essere conforme alla norma italiana CEI 11-20 e, per quanto concerne alcuni aspetti tecnici, alle specifiche tecniche del gestore locale della rete (esempio per ENEL la specifica tecnica DK5940, per AEM ne esiste una simile, etc), in quanto pur circolando l'euro in Europa un gruppo di conversione realizzato per il mercato Italiano (con marchio CE) non può essere atto all'utilizzo in Francia, Germania, Olanda, ecc. e viceversa (fra l'altro il comitato tecnico italiano CEI numero 11 è stato quello che ha rifiutato l'adozione in Europa della norma internazionale che avrebbe "leggermente" standardizzato questi dispositivi in Europa e che avrebbe consentito, ad esempio, di comprare un inverter in Germania e installarlo in Italia). In tutta Europa quindi ogni paese in questo tema ha una sua norma.

3.7.4.3 - I FINANZIAMENTI DA “CONTO ENERGIA” ALLE PERSONE FISICHE

Il tetto massimo annuo finanziabile, con l'ultimo Decreto Ministeriale di Febbraio 2006, è stato fissato in 85 MWp, divisi in 60 MWp di impianti inferiori a 50 kWp e 25 MWp di impianti superiori. Raggiunti questi tetti la categoria viene dichiarata negativa dal GSE, che procederà a rigettare le eventuali ulteriori domande pervenute, obbligando gli intestatari al rinvio delle stesse nell'anno successivo.

Dal lato economico i soggetti pubblici interessati da questa campagna sono GSE Spa e il Gestore di Rete che prende in carico l'energia. Con l'entrata in vigore del nuovo Decreto pubblicato sulla Gazzetta Ufficiale nr. 38 del 15 febbraio 2006, si è istituita una profonda spaccatura tra impianti casalinghi (intestati a persone fisiche) e mini-centrali (intestate a soggetti con personalità giuridica).

I privati possono essere intestatari di impianti da 1 a 20 kWp, installati su suolo o tetto di proprietà, esclusivamente nel caso di concomitanza del punto di consegna con il punto di prelievo, ovvero solo nel caso di applicazione di scambio sul posto a livello fisico.

Il beneficiario percepirà 0,445 €/kWh da parte del GSE limitatamente a quanto reso disponibile alle proprie utenze: ciò significa che soltanto la parte di produzione autoconsumata viene incentivata.

Il meccanismo di scambio sul posto consente di operare un saldo annuo tra l'energia elettrica immessa in rete dall'impianto medesimo e l'energia elettrica prelevata dalla rete: sulla base di tale saldo avviene il calcolo e l'erogazione dell'incentivo.

L'energia elettrica immessa in rete e non consumata nell'anno di riferimento costituisce un credito, in termini di energia, che può essere utilizzato nel corso dei tre anni successivi a quello in cui matura. Al termine dei tre anni, l'eventuale credito residuo viene annullato e non è più incentivabile.

Il soggetto beneficiario potrà usufruire dell'incentivo su tutta l'energia prodotta se rinuncia al servizio di scambio sul posto. L'eventuale eccesso di produzione non autoconsumato (in questo caso però l'eccesso è quello istantaneo e non quello calcolato a fine anno) può essere rivenduto ad un gestore (ENEL o società analoga), alle tariffe fissate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG); in questo caso, però, è necessario possedere partita IVA.

La durata dell'incentivo è pari a 20 anni. La tariffa iniziale, per chi viene ammesso agli incentivi a partire dal 2007, viene determinata a partire dal valore dell'anno precedente con una riduzione del 5% annuo corretta dall'adeguamento ISTAT. Determinata la tariffa iniziale, essa è mantenuta fissa per i 20 anni di incentivazione.

A questo meccanismo si aggiungono le possibilità offerte dallo scambio sul posto, cioè la possibilità di autoconsumare senza alcuna spesa la propria produzione energetica, portandola in decurtazione dalle proprie bollette della corrente elettrica. In questo modo oltre all'incentivazione si guadagna non il prezzo di mercato all'ingrosso ma il prezzo al dettaglio, sensibilmente superiore.

Anche qui l'eventuale surplus di produzione rispetto ai consumi viene portato a credito, costituendo una specie di bonus energetico spendibile entro 36 mesi.

È previsto un incremento della tariffa del 10% nel caso di integrazione architettonica (vedi Immagine seguente), ma in questo caso viene perso l'adeguamento ISTAT fino al 2012.



Figura 3.7: esempio di integrazione architettonica di pannelli fotovoltaici

La liquidazione delle spettanze avviene su base mensile, eventualmente rimandata al mese successivo qualora il credito risultante fosse inferiore a 250,00 €.

3.7.4.4 - I FINANZIAMENTI DA “CONTO ENERGIA” ALLE PERSONE GIURIDICHE

I soggetti titolari di Partita IVA possono beneficiare di un'incentivazione sull'intera produzione fotovoltaica, e non solo sulla parte autoconsumata.

Questi soggetti possono ottenere queste tariffe:

- 0,445 €/kWh per gli impianti da 1 a 20 kWp che optano per lo scambio sul posto;
- 0,46 €/kWh per gli impianti da 1 a 50 kWp che optano per l'intera cessione in rete;
- 0,49 €/kWh da sottoporre a ribasso d'asta per gli impianti da 50 kWp a 1 MWp (1000 kWp).

Nel caso di cessione in rete, l'eventuale eccesso di produzione non viene portato a credito, ma istantaneamente rivenduto ad un gestore (ENEL o società analoga), alle tariffe fissate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG) di:

- 0,095 €/kWh per impianti dalla produzione annua inferiore a 500 MWh;
- 0,08 €/kWh per impianti dalla produzione annua compresa tra 500 MWh e 1 GWh (1000 MWh);
- 0,07 €/kWh per impianti dalla produzione annua maggiore di 1 GWh.

Questa operazione di vendita avviene in regime IVA.

Anche in questo caso, la durata dell'incentivo è pari a 20 anni. La tariffa iniziale, per chi viene ammesso agli incentivi a partire dal 2007, viene determinata a partire dal valore dell'anno precedente con una riduzione del 5% annuo corretta dall'adeguamento ISTAT. Determinata la tariffa iniziale, essa è mantenuta fissa per i 20 anni di incentivazione.

Per gli impianti superiori a 50 kWp, il nuovo Decreto ha sostituito l'obbligo di presentare fideiussione di 1500 €/kWp al momento della domanda con l'obbligo di presentare un'autocertificazione di impegno a costituirne una di 1000 €/kWp solo in caso di ottenimento della tariffa incentivante.

Se il soggetto responsabile dell'impianto è un'Amministrazione dello Stato, una Regione, una Provincia autonoma oppure un Ente Locale è esentato dal suindicato obbligo di prestare cauzione.

Una ulteriore facoltà concessa alle persone giuridiche è la possibilità di impiego di moduli secondo la norma CEI EN 61646 (82-12): "Moduli fotovoltaici (FV) a film sottile per usi terrestri."

Con il conto energia il tempo di ammortamento di un impianto fotovoltaico è di circa 11 anni (per il Nord Italia), per cui solo dal 12° anno in poi l'impianto diventa in qualche modo redditizio.

Nelle valutazioni economiche è inoltre necessario considerare anche la vita utile dei pannelli (tipicamente 20 anni) e, soprattutto, il rendimento, che non è costante per tutta la vita del pannello, ma cala gradualmente con il passare del tempo.

3.7.4.5 - ITER BUROCRATICO PER L'ACCESSO AL "CONTO ENERGIA"

Al GSE vanno inviate le richieste di accesso alle tariffe, complete di tutti gli allegati del caso (tra cui un progetto preliminare), come richiesto dalla normativa, nei mesi di marzo, giugno, settembre e dicembre. Il GSE si fa carico di analizzarle entro il primo mese del trimestre successivo e assegnare in ordine cronologico le tariffe incentivanti.

Nel caso di impianti di dimensioni maggiori di 50 kWp, l'ordine cronologico viene sostituito dall'ordine dettato dal ribasso d'asta proposto dal beneficiario degli incentivi (ovvero dal futuro proprietario dell'impianto), previa apertura pubblica delle buste sigillate contenenti i ribassi d'asta proposti.

Entro 60 giorni dal termine del trimestre, il GSE analizza tutte le domande pervenute e comunica gli esiti agli interessati mediante raccomandata entro i successivi 30 giorni.

In genere, al termine dei primi 60 giorni viene pubblicata una graduatoria anonima sul sito del GSE che anticipa agli interessati l'esito della domanda. In graduatoria vengono indicati soltanto nominale impianto e comune di ubicazione, presumibilmente per evitare ai beneficiari contatti commerciali indesiderati, come già lamentato ai tempi dei bandi regionali della campagna 10.000 tetti fotovoltaici.

Dalla data di ricevimento della comunicazione positiva, il beneficiario ha 6 mesi di tempo per dare inizio formalmente ai lavori, e 12 mesi di tempo per concluderli. Queste tempistiche vengono raddoppiate nel caso di impianti dal nominale maggiore di 50 kWp. In questa fase non è prevista alcuna sanzione per la rinuncia alla realizzazione dell'impianto anche in caso di risposta positiva, previa comunicazione ufficiale al GRTN.

Il nuovo decreto ha eliminato la necessità di presentare il progetto definitivo al GSE e al gestore della sua rete (ENEL o società analoga) entro 60 giorni dalla risposta, rimandando di fatto questa pratica al cosiddetto As built finale, nel caso di piccoli impianti in cui è sufficiente una Denuncia di inizio attività, per la quale un progetto definitivo non è indispensabile.

Il gestore di rete ha 30 giorni di tempo dal ricevimento del progetto preliminare per comunicare il punto di consegna, ovvero in che punto la rete verrà predisposta a prendere in carico quanto prodotto dall'impianto. Tutte le spese per il

raggiungimento del punto di consegna designato dal gestore saranno a carico del beneficiario.

Alla chiusura del cantiere viene rilasciato un regolare certificato di collaudo impianto, che va inviato al gestore di rete per ottenere la connessione. Il gestore della rete ha 30 giorni di tempo dal ricevimento del certificato di collaudo per allacciare fisicamente l'impianto e autorizzare l'entrata in esercizio dell'impianto.

Entro 6 mesi di tempo dalla data del collaudo l'impianto deve entrare in esercizio regolare, con opportuna comunicazione sia alla società che gestisce la rete (ENEL o analoga) che al GSE, che assegnerà al beneficiario il relativo codice POD.

3.7.4.6 - VANTAGGI E SVANTAGGI DEL SISTEMA “CONTO ENERGIA”

Il meccanismo del Conto energia è stato atteso da anni da parte degli operatori del settore, soprattutto quando le sue qualità si sono messe in luce in Germania nel mese di maggio del 2004, dove si è generato un vero e proprio volano economico, occupazionale e culturale.

Con le dovute approssimazioni del caso, si rileva come usando tecnologie comuni un impianto fotovoltaico sia in grado di generare approssimativamente 1150 kWh annui per ogni kWp di moduli fotovoltaici installati; questo valore sale fino a 1500 kWh spostandosi progressivamente verso sud.

Questi dati stridono fortemente se paragonati ai 600 kWh/kWp annui della regione tedesca, ai vertici mondiali in quanto a produzione elettrica da fonte fotovoltaica.

La favorevole situazione climatica italiana permette al beneficiario di rientrare interamente dei costi sostenuti entro il decimo anno, e di realizzare approssimativamente altrettanto nei successivi 10 anni; al sud la situazione migliora ulteriormente, poiché l'investimento tende a rientrare in 8 anni circa.

Di contro, a differenza dei finanziamenti a fondo perduto precedentemente impiegati per incentivare il settore, non vi è alcuno strumento di agevolazione per l'esborso necessario alla realizzazione dell'impianto fotovoltaico.

Addirittura l'agevolazione IRPEF dedicata alle ristrutturazioni edilizie è stata resa parzialmente incompatibile con le tariffe incentivanti, decurtandole di 1/3 per tutti i vent'anni previsti.

Per gli impianti non superiori a 20 kW, con il nuovo decreto di febbraio 2006, è possibile scegliere fra 2 opzioni:

- La prima prevede di sottoscrivere con il distributore locale un contratto di scambio sul posto, in tal caso è incentivata la produzione per i propri consumi e ciò implica che è vantaggioso dimensionare l'impianto sul proprio fabbisogno. Eventuale eccedenza di produzione non viene pagata ma messa in un conto e consumabile sino a tre anni più tardi.
- L'altra opzione prevede che l'incentivo venga erogato per tutta la produzione immessa in rete o autoconsumata in parte o in toto, in loco e nel momento che viene prodotta. Tuttavia quest'ultima possibilità, pur allineando la tariffa a quella degli impianti superiori, è preclusa ai privati, a causa della necessità che il titolare dell'impianto abbia personalità giuridica.

3.7.4.7 - LA SITUAZIONE ATTUALE

Di fatto reso operativo il 19 settembre 2005, il Conto energia ha avuto un successo inaspettato, esaurendo in soli 9 giorni lavorativi il monte impianti finanziabile secondo il Ministero fino al 2012, di 100 MWp. Con il decreto di febbraio 2006, la capacità incentivabile è stata incrementata da 100 a 500 MW sino al 2015.

Secondo quanto dichiarato dal GSE stesso mediante comunicato stampa, i dati relativi alle domande presentate dal 19 settembre 2005 al 31 dicembre 2005 sono stati:

- 11915 richieste pervenute per un totale di 345,5 MWp;
- 9121 richieste approvate per un totale di 266 MWp.

Questo successo al di là di ogni previsione, secondo alcuni avrebbe rappresentato la prova dalle esigenze del mercato da troppo tempo disattese nelle precedenti legislature; secondo altri avrebbe invece rappresentato la prova della mancanza di cognizione di causa da parte della legislatura, che avrebbe risposto alle richieste del mercato ponendo un contingentamento di settore immotivato e deleterio (inesistente nella già citata realtà tedesca).

Va inoltre notato che il fatto che non esista alcuna penale per la mancata realizzazione dell'impianto rende le sedute di approvazione delle tariffe artificialmente affollate di pratiche senza alcun futuro.

Nel mese di dicembre 2005 il Ministero delle Attività Produttive ha deliberato l'innalzamento del tetto massimo a 500 MWp (pur se divisi in step successivi), riaprendo di fatto istantaneamente le sorti del Conto energia in Italia, che ora sono contingentate annualmente a 85 MWp.

Nel mese di giugno 2006 il neo-ministro dell'Ambiente Alfonso Pecoraro Scanio ha rilasciato un'intervista nella quale dichiarava apertamente che il primo dei suoi interventi sarebbe stato la revisione delle regolamentazioni per lo sviluppo del settore fotovoltaico italiano, in concerto con il Ministero dello Sviluppo Economico, che nell'attuale legislatura ha sostituito il Ministero delle Attività Produttive.

Tutti gli operatori di settore sono concordi nell'interpretare queste affermazioni nella volontà di correggere i tre punti più critici del conto energia: il tetto annuo, le tariffe progressive all'aumentare della dimensione impianto e la mancanza di penale sulla mancata realizzazione impianto.

In particolare, l'intervento in assoluto più atteso è la risoluzione definitiva del problematico tetto annuo, non tanto con l'eliminazione del contingentamento, quanto con l'eliminazione dell'intero iter burocratico delle domande di ammissione. Sono infatti moltissimi gli impianti autorizzati dal GSE ma impossibili da realizzare per motivi normativi o addirittura tecnici.

I vizi presenti ma non rilevati includono casi di:

- Indirizzi inesistenti;
- Fondi sotto palese vincolo ambientale;
- Impianti multipli sullo stesso fondo;
- Impianti N volte più grandi della dimensione del fondo su cui dovranno poggiare;
- Mancanza di proprietà e/o possesso sul fondo da parte dell'intestatario;
- Soggetti giuridici inesistenti (ovvero Partite IVA errate);
- Incongruenza tra tipologia di beneficiario e tipologia impianto (privati intestatari di impianti > 20 kWp).

La numerosità di queste casistiche sembrerebbe confermare che in sede di approvazione dei progetti, i periti nominati da GSE per lo scrutinamento non si occupino di effettuare alcuna verifica, dando indiretto adito a chi intravede nell'intricato iter burocratico dei fini diversi dal mero contingentamento.

Nel mese di agosto 2006, tardando ogni iniziativa da parte del legislatore, il GSE ha ufficialmente comunicato l'esaurimento del contingentamento 2006 durante la sola

scadenza di marzo, dove come previsto la risposta del mercato è risultata in rapporto di 4:1 rispetto ai tetti disponibili.

Le domande di ammissione al conto energia nel frattempo inviate dai privati durante il mese di giugno sono state messe agli atti come "non analizzate".

Va notato che il GSE, nonostante avesse ufficialmente l'incarico di comunicare tempestivamente l'esaurimento dei tetti, e nonostante avesse nel frattempo ceduto la gestione della rete nazionale a Terna SpA per meglio concentrare le forze sul fotovoltaico, abbia tardato di oltre 4 mesi questa comunicazione, vanificando il lavoro di 3 mesi dell'intero settore con relativo indotto.

Per ovviare per tempo a questo disservizio, il GSE si era prodotto in dichiarazioni negative in tal senso, seppur via call center e news sul relativo sito internet, anziché comunicati stampa ufficiali.

Le scadenze di settembre e dicembre 2006 non hanno avuto luogo.

3.7.4.8 - IL NUOVO CONTO ENERGIA

Grazie al D.M. del 19 febbraio 2007 il Ministero dello Sviluppo Economico ha fissato i nuovi criteri per incentivare la produzione di energia elettrica da impianti solari fotovoltaici. Il provvedimento ha consentito di eliminare parte delle lungaggini burocratiche che avevano appesantito il precedente "Conto Energia".

In particolare ora non è più necessario attendere l'accoglimento da parte del GSE (ex GRTN) delle tariffe incentivate, poiché una volta richiesto l'allaccio al Gestore di rete locale, si potrà procedere direttamente alla realizzazione dell'impianto, e dopo averlo collegato alla rete elettrica ottenere il riconoscimento per 20 anni della tariffa incentivante in base al tipo di impianto realizzato.

Vengono ovviamente incentivate tariffe su impianti che favoriscono l'accorpamento architettonico all'edificio per piccole produzioni. In questo modo si è certi di poter superare in breve tempo il gap di produzione elettrica in questo settore rispetto le altre nazioni europee.

Un'importante novità introdotta, confermata dopo alcune controverse interpretazioni dalla circolare N. 66/E del 06/12/2007, riguarda il fatto che contrariamente a quanto previsto per la vecchia normativa, ora la tariffa incentivante è applicata su tutta l'energia prodotta e non solamente a quella prodotta e consumata in loco.

3.7.4.9 - IL REGIME FISCALE CONNESSO AL NUOVO SISTEMA

Il regime fiscale relativo all'incentivazione. Con riferimento al trattamento fiscale della tariffa incentivante, l'Agenzia delle Entrate ha emanato in data 19/7/2007 la Circolare n.46/E concernente la "Disciplina fiscale degli incentivi per gli impianti fotovoltaici".

Per quanto concerne il trattamento fiscale della tariffa incentivante occorre premettere che l'Amministrazione finanziaria ha chiarito che la stessa non è mai soggetta ad IVA, anche nel caso in cui il soggetto realizzi l'impianto fotovoltaico nell'esercizio di attività di impresa, arte o professione, in quanto la tariffa incentivante si configura come un contributo a fondo perduto, percepito dal soggetto responsabile in assenza di alcuna controprestazione resa al soggetto erogatore.

3.8 - ALTRI MECCANISMI DI INCENTIVAZIONE DEL RISPARMIO ENERGETICO

3.8.1 - INCENTIVAZIONI ALLA COGENERAZIONE

Cogenerazione significa produzione combinata e contestuale di energia elettrica e termica; si può dimostrare che dal punto di vista energetico tale produzione è significativamente più efficiente della stessa produzione, che sia però stata realizzata separatamente con i sistemi tradizionali.

La “piccola cogenerazione” si riferisce a macchina di potenza inferiore a 1 MW elettrico, mentre la micro cogenerazione fa riferimento a macchina di potenza inferiore a 50 kW elettrici (e la UE ha definito una regolamentazione precisa di tali sistemi “ad alto rendimento”).

Si parla di “produzione di energia ad alto rendimento” quando gli impianti sono realizzati con le “best available technologies” (BAT): tra questi sistemi, oltre alla cogenerazione ad alto rendimento, ci sono anche i cicli combinati.

Con un’offerta seria di incentivazione da parte dello Stato, è stato stimato un risparmio del 20% della domanda energetica nazionale.

La cogenerazione (in inglese Combined Heat and Power, CHP) è la combinazione di sistemi destinati alla produzione contemporanea di energia elettrica ed energia termica, quindi costituisce una tecnologia che consente di incrementare l’efficienza complessiva di un sistema di conversione di energia.

Concentrando in un unico impianto la produzione di energia elettrica e la produzione di calore, con la cogenerazione si sfrutta in modo ottimale l’energia primaria del combustibile: la frazione di energia a temperatura più alta viene convertita in energia pregiata (elettrica), mentre quella a temperatura più bassa invece di essere dissipata nell’ambiente come calore di scarto, viene resa disponibile per le applicazioni termiche più appropriate (anche riscaldamento degli ambienti).

Rispetto alla produzione separata delle stesse quantità di energia elettrica e calore la produzione combinata comporta quindi un risparmio economico dovuto al minor consumo di combustibile; inoltre viene ridotto il rilascio di calore residuo

nell'ambiente. In questi casi il rendimento complessivo può raggiungere valori pari a 75-80% .

Le tecnologie attualmente utilizzate per la piccola cogenerazione si riferiscono ai motori a combustione interna e alle turbine.

Le caratteristiche peculiari dei primi sono:

- Grandissima flessibilità e affidabilità, derivate dall'enorme esperienza accumulata nella trazione;
- Modularità, realizzata variando il numero dei cilindri in funzione della potenza da erogare;
- Rendimento elettrico medio-alto, passando da 0.20 a 0.25 per le macchine di qualche decina di kW e a 0.4 e oltre per i motori da diverse centinaia di kW;
- Facilità nel reperimento di servizi e di personale per la manutenzione, grazie alla capillare diffusione delle versioni automobilistiche che richiedono tecnologie concettualmente simili;
- Collaudato e diffuso ricorso alla sovralimentazione per aumentare le potenze specifiche (kW per unità di cilindrata) e quindi ridurre i costi.

Dallo schema seguente è possibile valutare il bilancio energetico riferito ad un impianto di rigenerazione.

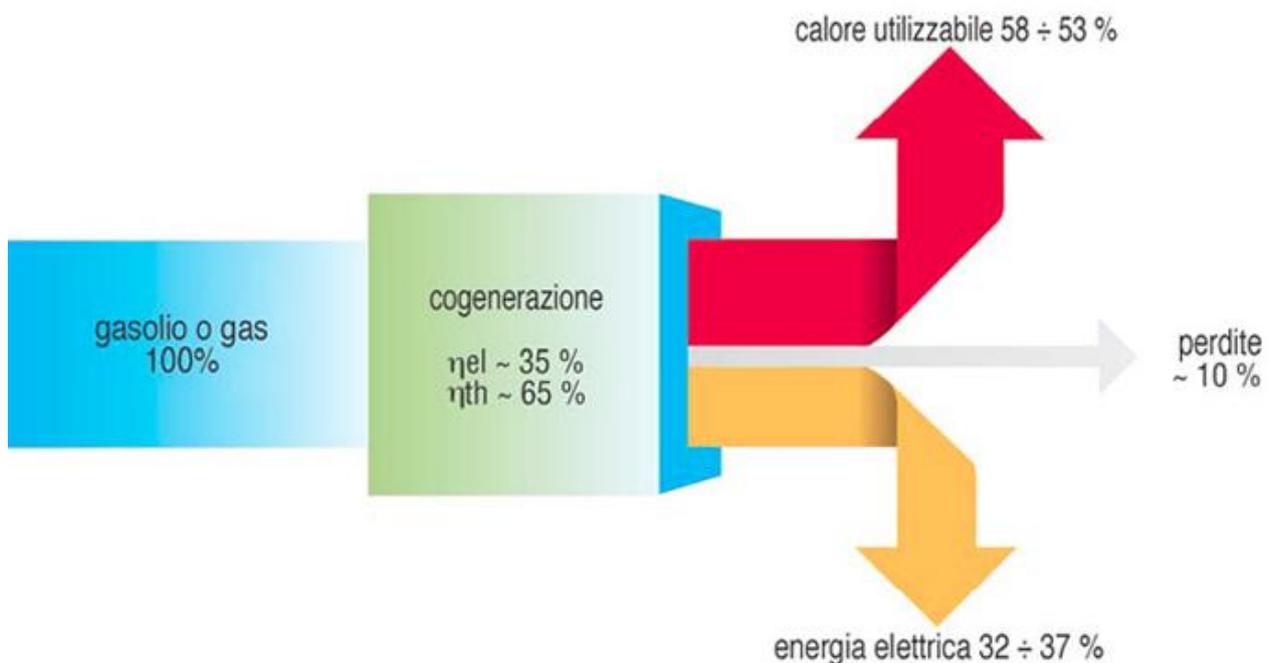


Figura 3.8: bilancio energetico riferito a un impianto cogenerativo (rendimenti medi)

Di contro, gli aspetti sfavorevoli sono:

- Costi di manutenzione molto più elevati rispetto alle altre tecnologie, in caso di impianti fissi;
- Emissioni piuttosto elevate di tutti i maggiori macro-inquinanti di interesse normativo, nonostante i significativi progressi compiuti negli ultimi anni.

Un pregio fondamentale delle turbine, invece, sono i bassi rapporti massa/potenza e dimensioni/potenza.

Le dimensioni della macchina sono significativamente inferiori a quelle della sola turbina di un gruppo a vapore di pari potenza; infatti, il rapporto peso/potenza è 100 kg/kWe per alcune macchine industriali di piccola potenza.

Questa compattezza, che ha decretato il successo incontrastato della turbina in campo aeronautico, comporta numerosi vantaggi anche in campo industriale, quali:

- La possibilità di installazione in spazi limitati;
- L'agevole trasportabilità;
- Il facile montaggio in fabbrica anziché in cantiere;
- L'irrilevanza della disponibilità di acqua di raffreddamento;
- Il costo di investimento molto limitato;
- I tempi di installazione e di realizzazione dell'impianto drasticamente inferiori rispetto a quelli di una centrale a vapore. Il combustibile impiegato negli impieghi fissi è gas naturale o gasolio.

Grazie all'elevato sviluppo tecnologico e all'uso di combustibili pregiati le turbine non hanno problemi di emissioni di polveri, fuliggine e SO₂; sono però fortemente penalizzate dalle emissioni di NO_x anche se le macchine di nuova generazione ne emettono in quantità decisamente inferiori rispetto a quelle di prima generazione.

I valori attuali si attestano intorno ai 25-50 mg/Nm³ contro i 150-300 (normalizzati al 15% di O₂ nei gas anidri) delle vecchie turbine, grazie all'adozione di combustori e bruciatori speciali (Dry Low; vedi Tabella 3.9, fonte "Fondamenti di sostenibilità energetico ambientale").

Tecnologia	Motori Diesel	Motori otto a gas	Turbine a gas
Potenza kW	25-20000	50-5000	500-30000
Rendimento elettrico	27-44	24-37	25-40
Rendimento totale	85-88	85-88	85-90
Vita operativa [h]	60000	60000	110000
Rumore a 1m dB	70-115	70-115	75-90
Costo impianto [€/kW]	200-350	250-750	300-900
Costo manutenzione [€/kW]	0,005-0,01	0,007-0,02	0.003-0,008
Costi aggiuntivi [€/kW]	75-150	75-150	100-200

Tabella 3.9: Caratteristiche delle differenti tecnologie di alimentazione (Fonte: “Fondamenti di sostenibilità energetico-ambientale”)

I cicli combinati rappresentano una categoria di impianti in cui alla generazione di potenza sono preposte macchine motrici come le turbine a vapore e le turbine a gas.

Nel parco di produzione italiano si fa riferimento alle turbine a gas con generatore di vapore a recupero di più recente costruzione; in questi impianti l'incremento della potenza delle turbine a gas ha favorito la soluzione con turbina a vapore che segue il carico stabilito dalla prima.

Il ciclo prevede che i fumi prodotti dalla combustione, dopo l'espansione nella turbina a gas, attraversino un generatore di vapore a recupero (a uno o più livelli di pressione), in grado di produrre vapore da far espandere nella turbina, per produrre ulteriore potenza elettrica.

Il ciclo a vapore si completa in modo tradizionale con un condensatore con il suo circuito di smaltimento del calore; questa combinazione, per gli alti rendimenti delle turbine a gas dell'ultima generazione, consente di raggiungere in assoluto i migliori rendimenti degli impianti di generazione in Italia (fino al 55%).

Tipologia di impianto	Taglia massima di impianto o sezione [MW _e]	Efficienza elettrica con condensazione (%)		Efficienza termica in cogenerazione (%)	
		Nuovo	Esistente	Nuovo	Esistente
Centrali elettriche con caldaie tradizionali		40-42	38-40		
Turbine a gas con ciclo semplice		38-42	32-35		
Cicli combinati con turbine a gas	Fino a 150	50-52	44-48	75-85	70-85
Cicli combinati con turbine a gas	Fino a 250	51-52	45-49	75-85	70-85
Cicli combinati con turbine a gas	Fino a 400	54-57	46-49	75-85	70-85

Tabella 3.10: Rendimenti delle differenti tipologie di impianto (Fonte: “Fondamenti di sostenibilità energetico ambientale”, 2008)

3.8.2 - VALUTAZIONI SULL'EMBODIED ENERGY

L'Embodied Energy (energia incapsulata) rappresenta tutta l'energia contenuta in un materiale dovuta all'estrazione dalla materia prima, alla lavorazione del manufatto, al suo trasporto e all'attività di assemblaggio: è chiaro dunque che, nell'ambito di un insieme di politiche mirate alla riduzione dei consumi energetici globali, anche questo parametro debba essere tenuto in considerazione.

In particolare, appare infatti evidente, che anche questa quantità debba essere minimizzata. Devono così essere impiegati materiali che siano stati prodotti con un basso consumo di energia e che alla fine del loro ciclo di utilizzazione siano anche facilmente e convenientemente utilizzabili e riciclabili.

I valori caratteristici dei prodotti e dei sistemi in termini di energia utilizzata per la loro produzione e delle sostanze che emetteranno durante il loro ciclo di vita devono essere oggetto di certificazione. Il costo energetico (vedi Figura 3.9) di un materiale è l'equivalente del suo costo monetario e per ottenerlo è importante ripercorrere l'intera catena dei processi di produzione in termini di energia consumata e di conseguente impatto sull'ambiente.

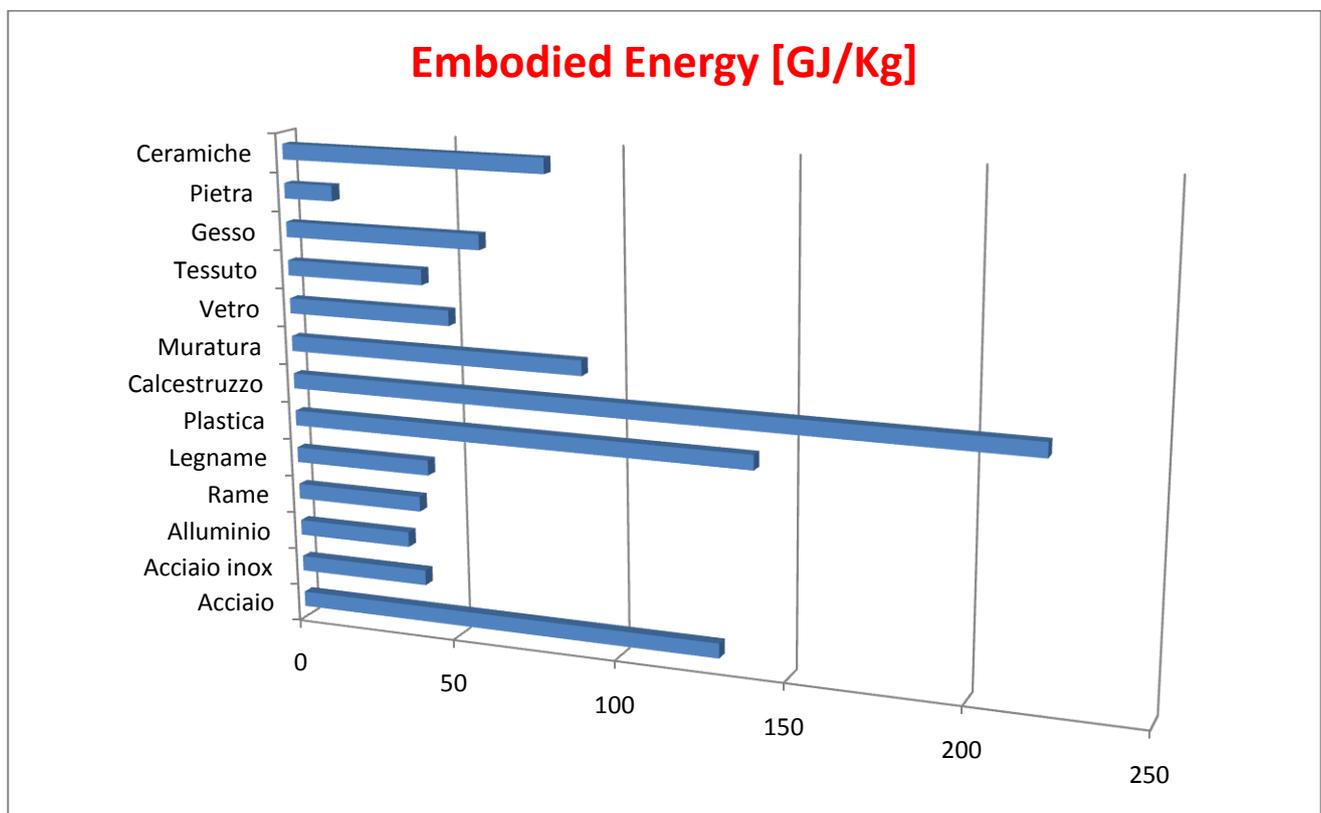


Figura 3.9: l'Embodied Energy di differenti materiali, espressa in [GJ/Kg] (Fonte: "Fondamenti di sostenibilità energetica ambientale")

L'ambiente interviene fornendo in ingresso risorse, per un determinato prodotto o processo, e ricevendo in uscita rifiuti e inquinamento, sia in termini di occupazione del suolo che di energia incorporata sprecata: l'obiettivo è minimizzare queste quantità.

L'analisi del ciclo di vita ha il compito di valutare le ricadute sull'ambiente attraverso l'identificazione dei flussi di materia e di energia entranti ed uscenti dal sistema (di prodotto o di sistema).

Gli input al sistema sono parametri che insistono sul tema del risparmio delle risorse (materiali ed energia), mentre gli output riguardano i problemi di inquinamento. Sia gli input (risorse) che gli output (reflui) da/verso l'ambiente sono quantità che devono essere ridotte al minimo.

In questa impostazione l'ambiente è rappresentato dall'universo esterno al sistema che con questo interagisce attraverso la sua superficie di confine: nel caso del sistema-edificio, quest'ultima è rappresentata dal suo involucro esterno.

L'utilizzo di questa quantità all'interno di opportune normative potrebbe consentire una riduzione dell'energia impiegata nei processi produttivi di edifici, infrastrutture e manufatti, con l'effetto di ridurre, nel complesso, le richieste energetiche connesse all'ambito dell'edilizia e non solo.

3.8.3 - VALUTAZIONI SULL'ENERGIA CONSUMATA DAGLI EDIFICI

C'è una tecnologia, quella legata all'edificio, inserita nell'edificio e con esso intrinsecamente interagente, che fa riferimento alle leggi della termodinamica; questa tecnologia utilizza più di un terzo dell'energia consumata complessivamente nel mondo, provvede al benessere e alla sicurezza delle persone, determina la qualità dell'ambiente interno, ha una diretta responsabilità sulla questione energetica, ambientale, nonché sull'inquinamento, e determina le sue regole di salvaguardia.

Dato che il settore dell'edilizia consuma un'alta porzione di energia, gli "addetti ai lavori" (progettisti, costruttori, gestori e manutentori) devono assumere un ruolo preminente nell'adozione di tutti i mezzi per un uso razionale dell'energia, considerando la responsabilità sociale riposta in alcune professioni chiave chiamate a svolgere questo compito.

La migliore soluzione architettonica dovrà essere anche la soluzione "sostenibile". La sostenibilità è un concetto molto ampio: solitamente essa è definita come quel processo etico che cerca di minimizzare l'impatto dell'azione dell'uomo sull'ambiente, tentando di assecondare le esigenze attuali senza compromettere quelle delle generazioni future.

Ma qui per "sostenibilità" si vuole anche intendere anche il tentativo di ricomporre la discrasia esistente tra la cultura della progettazione e quella della realizzazione per mezzo della innovazione tecnologica e dei suoi strumenti. Primo tra tutti, quello della valutazione ambientale del ciclo di vita.

Riguardo la progettazione, in "ASHRAE GreenGuide" (D.L. Grumman, 2003) definisce il tipico set di obiettivi per un progetto definito di Green Building:

- Stabilire un costo non superiore rispetto a quello dell'edificio convenzionale;
- Tentare di assumere un risparmio di energia pari almeno al 50% dei livelli medi di consumi "tradizionali" per la stessa tipologia di edificio e la stessa località;
- Limitare il picco massimo di domanda elettrica (in Italia risulta critica la stagione estiva e l'utilizzo dei condizionatori autonomi nelle abitazioni);
- Prevedere che almeno il 15% dell'energia annuale necessaria all'edificio provenga da fonte rinnovabile;

- Tentare di raggiungere un consumo di acqua pro-capite pari ad almeno il 40% di quello tradizionale per la stessa tipologia di edificio;
- Riciclare almeno il 60% dei rifiuti generati dall'uso dell'edificio;
- Raggiungere un livello di soddisfazione dell'utenza pari almeno all'85%.

Tutti i precedenti punti fanno diretto riferimento alla giusta scelta e al corretto uso dei materiali, dei componenti e dei sistemi sia per l'edificio che per gli impianti in esso inseriti.

Le numerose indagini effettuate per valutare i consumi energetici dell'industria delle costruzioni possono portare ad un valore medio per un edificio tipo realizzato secondo le tecniche correnti in Italia, dove è dominante l'uso del calcestruzzo armato, pari a circa 5-6 GJ/m² : questo è il costo energetico per la costruzione di un edificio (Embodied Energy, energia incorporata, vedi Paragrafo precedente).

E' interessante confrontare questo valore con quello caratteristico dell'energia cosiddetta "di processo", cioè quella relativa alla manutenzione e alla ristrutturazione (compresa demolizione e dismissione finale), e all'utilizzo degli impianti tecnologici termici ed elettrici.

Da risultanze statistiche relative a più di cinquant'anni di osservazioni, è stato stimato che l'energia richiesta per la manutenzione e ristrutturazione possa complessivamente essere considerata dello stesso ordine di grandezza dell'Embodied Energy, considerando tutti i 50 anni di vita dell'edificio.

L'energia richiesta per la dismissione a fine vita dell'edificio è invece trascurabile rispetto ai valori sopra indicati, mentre sono rilevanti i valori riferiti agli impianti tecnologici.

Questi dipendono dalla condizione climatica e dalle applicazioni e mostrano come, ad esempio, per la città di Roma e per edifici destinati ad uffici, i valori medi sono complessivamente dell'ordine di 0.5-1 GJ/m² (140-280 kWh/m²) per anno, per un consumo complessivo nei cinquant'anni di vita dell'edificio pari a 25-50 GJ/m² (da cinque a dieci volte il costo energetico dei materiali).

Questo significa che solo il 10% del costo energetico di un edificio è legato alla sua costruzione, mentre il 90% è imputabile alla sua gestione, confermando quindi l'importanza che riveste, anche da un punto di vista energetico, l'aspetto gestionale.

Le politiche energetiche e ambientali del prossimo futuro dovranno quindi considerare in modo integrato tutto il ciclo di vita dei sistemi produttivi, e per analogia anche l'edificio dovrà essere considerato nel suo complesso.

Il riferimento più evidente, in questo caso, riguarda il rapporto tra l'involucro edilizio ed il sistema impiantistico, poiché ogni scelta adottata in uno dei due sistemi si riflette direttamente sulla progettazione e sul dimensionamento dell'altro, e contemporaneamente entrambi contribuiscono al bilancio ambientale complessivo, attraverso la produzione, l'uso e la dismissione dei componenti di cui sono costituiti, e attraverso il fabbisogno di energia primaria che ne deriva.

Quindi un significativo risparmio di energia si avrebbe semplicemente costruendo gli edifici sia per uso abitativo che terziario in modo tale da non disperdere energia (si ricordi che il settore assorbe il 30% dell'energia prodotta).

Se costruiti correttamente, con un buon isolamento ed una idonea inerzia termica, adoperando i materiali più opportuni, agli edifici saranno sufficienti impianti di riscaldamento o refrigerazione di piccola taglia, con basso consumo di combustibile e quindi bassa emissione di gas serra al camino.

3.8.4 - LA CERTIFICAZIONE ENERGETICA DEGLI EDIFICI

Importantissima, ai fini del risparmio energetico, è anche l'entrata in vigore della "certificazione energetica", prevista dalla Direttiva 2002/91/CE e dalle leggi nazionali (192/05 e 311/07), che fornisce tutti i criteri per incrementare le prestazioni energetiche degli edifici.

Dei consumi energetici finali totali in Italia, più del 30% sono assegnati al comparto civile (residenziale e terziario). Nel comparto civile in termini di energia primaria si hanno 70 Mtep che portano il comparto ad una percentuale più alta in termini di energia consumata (40% del totale contro il 32% in termini di usi finali) anche per la significativa quota di elettricità del comparto (20% nel residenziale e 40% nel terziario). Nel decennio 1997-2007 la richiesta di energia elettrica è aumentata significativamente, passando da 271 TWh a 338 TWh (con un incremento di circa il 25%) e tale trend si prevede essere confermato anche per gli anni prossimi.

Vi sono però notevoli margini di manovra per raggiungere l'obiettivo fissato dalla Commissione Europea che obbliga, tra l'altro, ciascun Stato Membro a risparmiare il 20% dell'energia consumata entro il 2020. Tale obiettivo (almeno 40 Mtep) può essere realizzato sia con interventi di risparmio energetico su ciascuno dei comparti principali.

I risultati (cautelativi) di uno studio di Confindustria/CESI (aprile 2008) sull'efficienza energetica, mostrano che il potenziale risparmio al 2016 è significativo soprattutto nel settore civile, poiché può facilmente rappresentare più del 50% di quello complessivo.

In questo quadro, un ruolo fondamentale in particolare è assegnato alla certificazione energetica degli edifici. La Legge n. 306 del 31 ottobre 2003, "Disposizioni per l'adempimento di obblighi derivanti dall'appartenenza dell'Italia alla Comunità Europea – Legge comunitaria 2003" ha delegato il governo a recepire, mediante decreto legislativo, la direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia (EPBD – Energy Performance of Building Directive).

Pertanto, anche in presenza della legge 10/91 che sostanzialmente già prevedeva molte delle disposizioni contenute nella Direttiva, è stato emanato il DL 19 agosto 2005, n.192 "Attuazioni della direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico in edilizia", successivamente modificato ed integrato con il DL 29 dicembre 2006, n.311, "Disposizioni correttive ed integrative al decreto legislativo 19 agosto 2005,

n.192, recante attuazione della direttiva 2002/91/CE, relativa al rendimento energetico in edilizia”.

La certificazione energetica degli edifici è stata introdotta per raggiungere una serie di obiettivi di carattere generale:

- L'incremento dell'efficienza energetica nel settore degli edifici;
- La diversificazione energetica e l'integrazione delle fonti rinnovabili;
- La diversificazione energetica e la sicurezza degli approvvigionamenti;
- La tutela dell'ambiente e un significativo contributo al rispetto del protocollo di Kyoto;
- La promozione della competitività delle imprese del settore attraverso lo sviluppo tecnologico ;
- La fornitura di servizi energetici qualificati e diffusi per garantire e tutelare i cittadini.

La direttiva 2002/91/CE sull'efficienza energetica degli edifici stabilisce la necessità di limitare il fabbisogno di energia degli edifici, ma in più assegna alla certificazione un importante ruolo di informazione dei cittadini e di promozione di un libero mercato dell'efficienza energetica.

L'obiettivo è pertanto anche quello di favorire la sensibilizzazione e la crescita culturale sia del comparto delle costruzioni che quello del singolo individuo con l'inserimento nel linguaggio comune di termini chiave quali: efficienza e risparmio energetico, qualità energetica, importanza della gestione, ciclo di vita. La certificazione è considerata come indicatore della qualità relativa all'uso dell'energia nel settore civile.

Tenuto presente che il tasso di rinnovo del parco edilizio nazionale è molto basso, la riduzione dei consumi energetici finali del settore è essenzialmente dovuto ad interventi di riqualificazione degli edifici esistenti intesi come miglioramento della qualità del costruito. Fondamentali a tal fine sono quindi procedure e metodologie semplici ed economiche, la particolare problematica della disponibilità e della qualità dei soggetti certificatori, le regole per i controlli e per gli incentivi e il monitoraggio dello sviluppo del processo certificativo.

La certificazione energetica svolgerà pertanto un ruolo centrale nella possibilità di raggiungere gli obiettivi di programmazione e realizzazione di una politica energetica nazionale, proprio in virtù della rilevante quota di consumo. Ciò è anche confermato dall'introduzione dell'obbligo di certificazione energetica degli edifici per l'eventuale erogazione di incentivi pubblici e dell'obbligo di includere la certificazione in tutti i contratti di gestione degli impianti termici nuovi o rinnovati afferenti agli edifici pubblici.

La procedura di certificazione energetica deve essere un elemento il più possibile univoco di un progetto di pianificazione energetica nazionale, anche se attuato su base regionale e con gli opportuni adeguamenti che la specificità di ogni regione suggerisce.

La certificazione è obbligatoria per gli edifici di nuova costruzione e per edifici integralmente ristrutturati con superficie utile maggiore di 1000 m², mentre dal 1 luglio 2009 è diventata obbligatoria in tutti i passaggi di proprietà di edifici o singole unità immobiliari.

Per rendere possibile una effettiva integrazione e coordinamento tra le funzioni dello Stato e delle Regioni, deve essere definita una procedura di certificazione tale da regolamentare in modo unitario almeno:

1. L'esecuzione di una diagnosi energetica finalizzata alla determinazione delle prestazioni energetiche dell'immobile e all'individuazione degli interventi di riqualificazione energetica che risultino economicamente convenienti.
2. La classificazione energetica dell'edificio in funzione della prestazione energetica, il suo confronto con i limiti di legge e con le potenzialità di miglioramento, in relazione agli interventi di riqualificazione raccomandati;
3. Il rilascio dell'attestato di certificazione.

Saranno le metodologie di calcolo e i sistemi di classificazione degli edifici gli elementi primari del sistema di certificazione energetica. Deve essere previsto che i metodi di calcolo della prestazione siano integrati anche con metodi semplificati finalizzati a ridurre gli oneri a carico dei cittadini.

In merito alle procedure attuative, gli elementi di flessibilità che possono essere utilizzati dalle Amministrazioni locali, nella propria autonomia legislativa, riguardano:

- La metodologia di calcolo della prestazione energetica, a patto che a parità di condizioni i risultati raggiunti con le metodologie regionali non si discostino più del 5% dai risultati a cui si perviene con l'utilizzo delle metodologie fissate a livello nazionale;
- Il sistema di classificazione degli edifici, se questo può esprimere più efficacemente ai cittadini la convenienza tecnico economica a intervenire per migliorare la prestazione energetica dell'edificio nello specifico contesto territoriale, fermo restando l'obbligo di una omogenea rappresentazione della valutazione energetica dell'edificio in ambito nazionale;
- Le procedure di rilascio dell'attestato di certificazione energetica.

La prestazione energetica degli edifici è posta come somma delle prestazioni energetiche per la climatizzazione invernale, per la produzione dell'acqua calda

sanitaria, per la climatizzazione estiva e per l'illuminazione artificiale (quest'ultima obbligatoria solo per gli edifici del terziario).

Nella fase di avvio si considerano solamente gli indici di prestazione di energia primaria per la climatizzazione invernale e per la preparazione dell'acqua calda per usi igienici e sanitari.

Per la climatizzazione estiva è prevista una valutazione qualitativa delle caratteristiche dell'involucro edilizio volte a contenere il fabbisogno energetico per l'erogazione del prodotto – servizio.

È in inchiesta pubblica la norma UNI sul calcolo dei consumi energetici estivi che forma la base per l'estensione della certificazione anche alla stagione estiva. Il metodo di calcolo si basa sulle norme UNI TS 11300.

A partire dal 1 luglio 2008 è richiesta anche la determinazione della qualità termica estiva dell'involucro edilizio, anche in questo caso attraverso l'uso delle norme e attraverso un raffronto con una scala che esprime una valutazione qualitativa della prestazione.

La scelta del sistema di classificazione degli edifici in base alle loro prestazioni energetiche rappresenta certamente un aspetto rilevante per l'efficacia e la correttezza delle informazioni fornite ai cittadini.

Ovviamente la metodologia, di natura convenzionale, deve prevedere una scala numerica dove si raffrontano i valori reali con le prestazioni minime di legge, le potenzialità di una eventuale riqualificazione e un sistema di valutazione basato su classi, in analogia a quelli già in uso per gli elettrodomestici.

Per stimolare interventi di riqualificazione che possano concretizzarsi agevolmente in passaggi di classe, vengono proposte sette classi (da A a G) nel senso di efficienza decrescente, con l'introduzione di una classe A+.

In particolare, relativamente alla sola climatizzazione invernale, il sistema di classificazione nazionale è definito sulla base dei limiti massimi ammissibili in vigore a partire dal 1 gennaio 2010 con l'energia primaria limite EPiL (2010), funzione del rapporto di forma dell'edificio (sup/vol) e dei gradi giorno della località dove lo stesso è ubicato.

Occorre ovviamente assicurare piena coerenza tra la metodologia di calcolo dell'indice di prestazione energetica EPI (espresso in kWh/m²) e l'attribuzione della classe energetica.

Di seguito (Tabella 3.11) è riportata la scala di classi energetiche proposte, espressione della prestazione energetica per la climatizzazione invernale EPI (Fonte: “Ambiente Italia 2009”).

	Classe A+ =	0,25 EPiL
0,25 EPiL	< Classe Ai =	0,50 EPiL
0,50 EPiL	< Classe Bi =	0,75 EPiL
0,75 EPiL	< Classe Ci =	1,00 EPiL
1,00 EPiL	< Classe Di =	1,25 EPiL
1,25 EPiL	< Classe Ei =	1,75 EPiL
1,75 EPiL	< Classe Fi =	2,50 EPiL
0,25 EPiL	Classe Gi >	2,50 EPiL

Tabella 3.11 : Classi energetiche proposte per classificare le prestazioni energetiche in termini di climatizzazione invernale (Fonte: “Ambiente Italia 2008”)

3.8.5 - LA PROBLEMATICA ENERGETICA CONNESSA ALLA CLIMATIZZAZIONE ESTIVA

Strategicamente, nell'ambito delle politiche di riduzione dei consumi energetici, risulta di grande importanza l'aspetto estivo della climatizzazione, sia per la tutela della nostra industria del settore, che per la ridotta attenzione riservata al riguardo dalla grande maggioranza dei Paesi della Commissione Europea.

La determinazione della quantità di energia consumata da un edificio per la climatizzazione estiva si basa sul valore del fabbisogno di energia frigorifera dell'edificio (vedi Figura 3.10) e deve prevedere una procedura volta a individuare, su base mensile estesa a tutta la stagione di raffrescamento, il coefficiente di prestazione medio stagionale del sistema di produzione dell'energia frigorifera. Dividendo il fabbisogno per tale coefficiente si ottiene il consumo di energia.

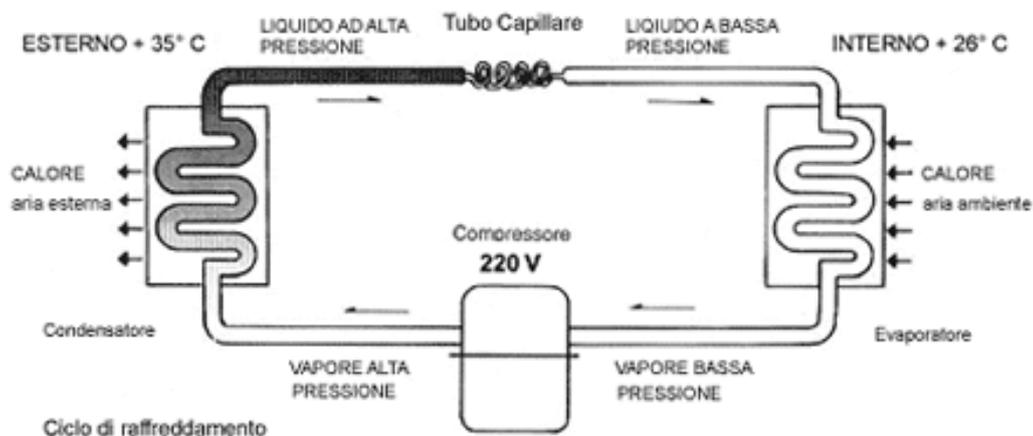


Figura 3.10: schema semplificato di funzionamento di un impianto di climatizzazione estivo

Per l'individuazione delle prestazioni medie stagionali del gruppo frigorifero da un lato occorre fare riferimento alle diverse macchine frigorifere presenti sul mercato, incentivando l'uso di quelle a più elevata efficienza, e dall'altro occorre valutare il cosiddetto fattore di carico per l'individuazione delle condizioni a carico parziale delle macchine in relazione al comportamento del sistema edificio-impianto.

L'efficienza energetica nominale di un gruppo frigorifero risulta essere poco rappresentativa delle sue prestazioni reali, poiché una macchina mediamente funziona a pieno carico meno del 5% delle sue ore di funzionamento stagionali.

Le prestazioni delle macchine frigorifere dipendono non solo dai livelli termici operativi (condensazione ed evaporazione), ma anche dall'andamento del fabbisogno dell'edificio che comporta di norma frequenti parzializzazioni della potenza resa. Infatti le macchine sono normalmente dimensionate per il carico di picco e quindi durante la stagione esse funzionano quasi sempre a potenza ridotta. Di conseguenza il calcolo del coefficiente di prestazione medio stagionale non può prescindere dall'edificio e in particolare da una corretta stima del suo fabbisogno termico.

Per tenere conto della variazione degli assorbimenti elettrici in funzione delle variazioni climatiche e delle condizioni al contorno e del grado di parzializzazione della macchina, si fa riferimento alla valutazione dell'indice SEER, Seasonal Energy Efficiency Ratio, definito come indice di prestazione energetica stagionale di una macchina frigorifera determinata in condizioni standard di riferimento (condizioni medie valide per l'Europa).

Tale indice è valutato come media pesata dei valori dei singoli EER (Energy Efficiency Ratio) a diverse condizioni operative, essendo i pesi i relativi tempi di funzionamento definiti convenzionalmente secondo tabelle in funzione della tipologia della macchina (Aria-Acqua, Acqua-Acqua, Aria-Aria, Acqua-Acqua). La proposta di norma italiana su tale tematica prevede l'introduzione di alcuni coefficienti per correggere i dati di potenza resa ed assorbita dovuti alle diverse condizioni di esercizio delle macchine.

Il gruppo di lavoro dell'UNI-CTI (SC5) ha elaborato una proposta (UNI TS 11300-3) concordando la metodologia del calcolo con l'industria del settore e coordinandosi per gli aspetti metodologici con la normativa europea.

3.8.6 - I SERVIZI ENERGETICI PER GLI EDIFICI

Per contribuire al miglioramento della sicurezza dell'approvvigionamento energetico e alla tutela dell'ambiente attraverso la riduzione delle emissioni di gas a effetto serra, il quadro normativo italiano stabilisce una serie di misure rivolte al miglioramento dell'efficienza degli usi finali.

L'obiettivo è anche quello, esplicitato in sede comunitaria, di creare le condizioni per lo sviluppo e la promozione di un mercato dei servizi energetici più attento verso l'efficienza energetica agli utenti finali. Il servizio energetico include le attività di gestione, manutenzione e controllo della prestazione del servizio che devono essere caratterizzate da un miglioramento dell'efficienza energetica, intesa come incremento in termini di cambiamenti tecnologici, comportamentali ed economici, e del risparmio energetico.

Tutto questo può essere esplicitato, tra l'altro, con i cosiddetti "contratti di rendimento energetico" secondo i quali tra beneficiario e fornitore si stipula un accordo in cui i pagamenti a fronte degli investimenti sull'efficienza energetica sono effettuati in funzione del livello di miglioramento effettivamente raggiunto.

Tra le persone fisiche o giuridiche che forniscono servizi energetici comprendenti misure di miglioramento dell'efficienza energetica e che per statuto ricevono i pagamenti sulla base del conseguimento di concrete misure di efficienza energetica, un importante ruolo svolgono le ESCO (Energy Service Companies).

Infatti, al fine di promuovere la realizzazione di servizi energetici virtuosi, dovrebbero essere destinate quote consistenti per quegli interventi realizzati tramite lo strumento finanziario FTT (finanziamento tramite terzi) in cui il terzo risulta essere una ESCO.

La pubblica amministrazione in particolare ha l'obbligo di applicare le disposizioni per il miglioramento dell'efficienza energetica. In relazione al settore degli edifici, gli obblighi della pubblica amministrazione riguardano il ricorso agli strumenti finanziari per il risparmio energetico per la realizzazione di interventi di riqualificazione, diagnosi energetiche e la certificazione energetica degli edifici pubblici.

3.8.7 - LA PIANIFICAZIONE ENERGETICA DEL TERRITORIO

Per restare nel campo dell'edilizia e dell'urbanistica, un ruolo molto importante è affidato alle Amministrazioni locali e agli strumenti di pianificazione del territorio. Molte Amministrazioni locali hanno aderito alla Carta di Aalborg sulle città sostenibili ed avviato processi strategici di carattere partecipativo e condiviso per promuovere la cultura dello sviluppo sostenibile nel proprio territorio (Agenda 21 locale).

Molti Comuni Italiani si sono dotati di regolamenti edilizi che prestano una particolare attenzione alle problematiche di risparmio energetico, di corretto orientamento degli edifici, di recupero delle acque piovane, di scelta dei materiali ecologici, tanto per citare solo alcuni aspetti, anche concedendo incentivi in termini di cubatura ai progetti edilizi più rispettosi dell'ambiente.

L'esempio di Roma e della sua modifica alla delibera 48/06 (proposta alla fine del 2008), con una serie di prescrizioni importanti nel settore delle nuove costruzioni e delle riqualificazioni energetiche degli edifici esistenti risulta innovativo nel panorama nazionale.

Infatti in tale delibera "Norme per il risparmio energetico, l'utilizzazione di fonti rinnovabili di energia e risparmio delle risorse idriche" sono presenti alcuni punti strategici che costituiscono un passo verso la ridefinizione dei Regolamenti Edilizi e delle norme di attuazione del PRG della città.

Le modifiche riguardano tra l'altro:

- Una più puntuale e corretta definizione delle procedure per il calcolo dei fabbisogno energetici (distinti in invernali, estivi, elettrici, per acqua calda ad uso sanitario) e la relativa prescrizione sull'uso delle fonti rinnovabili;
- L'introduzione della cogenerazione e rigenerazione con incentivi in termini di SUL, superficie utile netta;
- L'introduzione di vincoli per la climatizzazione estiva nelle residenze.

3.8.7 - LE POTENZIALITA' ENERGETICHE DEI RIFIUTI

Il problema dei rifiuti è indubbiamente uno di quei problemi complessi in grado di mettere sovente in difficoltà le Amministrazioni locali soprattutto in Italia per una serie di motivi non sempre legati ad aspetti di natura tecnica. Eppure “questo è un settore ben normato, dove non mancano esempi di esperienze virtuose” (cit. “Ambiente Italia 2008”).

In Italia la quota percentuale di raccolta differenziata (frazioni recuperabili) sul totale dei rifiuti prodotti (che in Italia è generalmente molto variabile da Comune a Comune, in un range compreso tra 400 e 800 kg/abitante/anno) per alcune città è ben superiore al 35% (anche se queste sono tutte città del Nord, in particolare in Piemonte ci sono città che superano il 60%). Tra le grandi città, quelle più attente al problema della raccolta differenziata risultano: Torino, Parma e Ferrara, con valori attorno al 40% (Fonte: “Legambiente”, 2009).

Purtroppo resta comunque il fatto che nel 2007 solo 36 città hanno raggiunto l'obiettivo del 35% fissato dal Testo Unico Ambientale per il 2006, e solo 13 hanno superato la soglia del 45% stabilita per il 2008 (Fonte: “Ambiente Italia 2009”).

Il piano regionale dei rifiuti urbani è comunque uno strumento necessario per attuare le azioni necessarie per uscire dalla fase emergenziale della gestione dei rifiuti in alcune regioni italiane.

In tali piani dovrebbero essere contenuti scenari e programmazione sul medio-lungo termine riguardanti il punto di vista energetico, con particolare riferimento alla “opportunità di reddito energetico ed economico”. Le azioni devono prevedere una progettazione esecutiva di impianti di raccolta e termovalorizzazione che mettano in risalto il loro inserimento nel piano strategico con una successiva verifica ufficiale tecnico-economica.

Occorre, tra l'altro, fare riferimento al rendimento energetico globale, alle incentivazioni, agli introiti relativi alla vendita dell'energia elettrica e termica, ai finanziamenti e agli investitori privati. In una prima fase gli impianti dovranno fare riferimento a tecnologie consolidate, ad elevata sicurezza ed affidabilità per il trattamento del rifiuto tal quale (vedi Figura 3.11, riferita all'inceneritore di Osaka, una delle strutture più moderne ed efficienti a livello mondiale nell'ambito del trattamento dei rifiuti solidi urbani).

Come riportato nel testo “Ambiente Italia 2008”, “l'innovazione tecnologica in questa fase dovrà essere introdotta solo fino ad un massimo del 20% del servizio complessivo. In particolare gli impianti devono avere caratteristiche di flessibilità,

modularità e riconversione necessari per seguire l'incremento della quota di raccolta differenziata nel tempo, mentre gli impianti di termovalorizzazione potranno prevedere una modifica nel numero e nella potenzialità per un più aderente inserimento nel contesto territoriale (teleriscaldamento, generazione distribuita dell'energia)".

Il materiale che resta dopo la raccolta differenziata (basata anche su parametri di convenienza tecnico-economica) può poi essere avviato anche a inceneritori per essere bruciato e fornire energia termica ed energia elettrica per usi civili (teleriscaldamento) o industriali.



Figura 3.11: l'esterno del grande termovalorizzatore di Osaka (Giappone), uno degli impianti più moderni ed efficienti al mondo nell'ambito del trattamento dei rifiuti solidi urbani

Le Norme Europee ed i controlli dell'IPPC (Integrated Prevention and Pollution Control) garantiscono la severità dei limiti imposti ai componenti dei gas di emissione, e ciò a tutela della salute del cittadino. In Italia vengono bruciati ogni anno 60 kg di rifiuti per abitante (contro i circa 600 prodotti procapite), mentre sono 200 in Francia e 600 in Danimarca (Fonte: "Ambiente Italia 2008").

In Italia ci sono 41 impianti per il recupero energetico dei rifiuti, quasi tutti concentrati nel Centro-nord; nel Centro-Sud invece alcune regioni, come Campania e Lazio, ne sono privi. Se si potessero realizzare altri impianti per un numero compreso tra 24 e 38 (impianti moderni a bassissimo impatto ambientale, con produzione di energia elettrica e termica) si potrebbe sottrarre alla discarica 5.000.000 di tonnellate di rifiuti urbani, corrispondenti a circa l'8% della produzione italiana di immondizia.

Il loro utilizzo come forma di energia potrebbe portare ogni anno ad una produzione di almeno 3-3.5 TWh, pari a più del 5% dei consumi elettrici delle famiglie italiane (Fonte: "Ambiente Italia 2008").

Naturalmente la progettazione, la realizzazione e la gestione degli impianti di termovalorizzazione, nell'ipotesi di un loro inserimento sul territorio, dovranno essere rigidamente assoggettati, per il rispetto della normativa vigente, ad appositi organi di controllo istituzionali, così come prevede la legge.

Il ruolo fondamentale dei termovalorizzatori all'interno del bilancio elettrico locale e territoriale (e quindi non solo dal punto di vista dello smaltimento dei rifiuti), facendo riferimento al caso emiliano-romagnolo, sarà esplicitato nella Terza Parte di questa tesi, nel Capitolo relativo allo stato degli impianti alimentati da biomasse (convenzionali e, appunto, assimilate, come sono i rifiuti) sul territorio della Regione.

3.8.8 - LA GENERAZIONE DISTRIBUITA

L'assetto delle attuali reti elettriche nasce per rispondere al bisogno di distribuire l'energia che, ancora oggi, viene essenzialmente prodotta in maniera centralizzata, cioè attraverso l'impiego di poche e grandi centrali sparse sul territorio e basate, come si è sottolineato, prevalentemente sull'utilizzo di fonti fossili (e nucleari).

L'energia generata viene trasportata attraverso la rete in maniera unidirezionale, coprendo anche enormi distanze, direttamente dal luogo di produzione a quello di consumo. In questo tipo di struttura "passiva" è frequente che avvengano perdite durante le fasi di trasmissione e distribuzione dell'energia, che si traducono inevitabilmente in un incremento del costo finale dell'energia elettrica.

Al contrario, la diffusione sul territorio degli impianti a fonti rinnovabili, che sfruttano le risorse energetiche locali e sono vincolati alle caratteristiche del territorio, è strettamente legata ad un modello di produzione e distribuzione dell'energia completamente differente rispetto a quello attuale: la Generazione Distribuita (GD).

La GD consiste di molteplici sistemi di generazione elettrica di piccola taglia, modulari e localizzati vicino ai consumatori (impianti industriali o edifici per attività commerciali o abitazioni civili), per soddisfare specifiche necessità energetiche o di affidabilità di una determinata area. I sistemi possono essere a fonte rinnovabile o meno (generalmente in assetto cogenerativo), con taglie di potenza medio-piccola.

Le fonti impiegate negli ambiti della GD sono quella idrica, eolica, fotovoltaica, biomasse e rifiuti, la geotermica e le fonti non rinnovabili. Le fonti rinnovabili svolgono un ruolo predominante, fornendo buona parte dell'energia che viene quasi totalmente immessa in rete, mentre la restante energia prodotta con fonti non rinnovabili è solitamente consumata in loco.

La penetrazione della GD nel sistema elettrico nazionale è ancora assai modesta, ma si prevede un incremento consistente nei prossimi anni del suo livello di diffusione, con particolare riferimento alle fonti rinnovabili e alla cogenerazione. In ogni caso, attori discriminanti che possono ostacolarne la diffusione sono la minore disponibilità della fonte, la validità tecnico-economica della tecnologia e le problematiche connesse con il collegamento alla rete.

Gli impianti di generazione connessi alla rete di distribuzione sono oggi trattati come carichi, ovviamente di segno negativo. Essi, una volta connessi alla rete nel rispetto delle norme tecniche di connessione, non sono tenuti, se non marginalmente, a coordinare il loro funzionamento con quello della rete cui sono connessi (come invece accade per le grandi centrali collegate alla rete di

trasmissione), ma forniscono energia unicamente in base alla disponibilità delle risorse (spesso di tipo intermittente, come negli impianti alimentati da fonti rinnovabili fotovoltaici ed eolici) o alle esigenze del produttore (ad esempio, il soddisfacimento della domanda termica nel caso di impianti di cogenerazione).

Una notevole diffusione di impianti di GD non controllata su reti concepite per essere puramente passive, induce a problematiche di esercizio in termini di profili di tensione, sistema di protezione, affidabilità e qualità dell'alimentazione.

Per sua natura quindi l'attuale rete elettrica di distribuzione non è predisposta ad accogliere, seppur in maniera discontinua, quantità significative di generazione da un numero elevato di impianti di minori dimensioni. In molti casi, ciò porta addirittura a dover interrompere il flusso di produzione proveniente da impianti alimentati a rinnovabili al fine di evitare il verificarsi di eccessivi carichi sulla rete stessa.

Il superamento di queste problematiche è centrale per lo sviluppo delle rinnovabili, e nell'attuale modalità di distribuzione questo comporta significativi investimenti sulla rete o, in alternativa, un forte incremento dei costi di connessione per gli impianti di generazione (ad esempio, la necessità di connettere la GD con linee dedicate).

La diffusione della GD oltre determinati livelli ritenuti accettabili dalle odierne reti di distribuzione, comporterà quindi una profonda revisione del sistema sia in termini di esercizio che di pianificazione. In tale contesto, fondamentale importanza rivestiranno i sistemi di monitoraggio, controllo e protezione delle reti e le moderne tecnologie di ICT.

Le reti dovranno essere ripensate non soltanto in termini di adeguamento dei sistemi di controllo, ma anche in termini di nuovi componenti di rete, come cavi superconduttori ad alta temperatura, componenti elettronici per la gestione dei flussi di energia sulle reti e accumuli termici.

“L'esercizio della rete cambierà in modo radicale, si passerà dall'attuale sistema passivo ad uno più “attivo” ed “intelligente” (Smart Grid). Al fine di garantire la sicurezza e la qualità del servizio, il gestore di rete potrà riconfigurare la rete e intervenire sul funzionamento dei generatori e dei carichi connessi alla rete, garantendo comunque l'efficienza e il massimo sfruttamento possibile delle fonti rinnovabili” (Fonte: Ambiente Italia 2008”).

L'evoluzione della generazione distribuita, e quindi gli interventi sulla rete di distribuzione, saranno fortemente dipendenti dalle condizioni locali, come ad esempio la disponibilità di fonti rinnovabili, e dalle politiche di incentivazione delle fonti rinnovabili e della cogenerazione ad alta efficienza.

3.8.9 - IMPLEMENTAZIONE DI UN NUOVO CONCETTO DI RETE

Le prospettive di evoluzione della rete elettrica che si stanno delineando sono quindi di “arrivare in futuro ad un nuovo sistema di trasmissione e distribuzione dell’energia che sia decentralizzato, fortemente integrato a livello internazionale e studiato per essere caratterizzato da un elevato utilizzo di fonti rinnovabili” (Fonte: “Ambiente Italia 2008”).

E’ in quest’ottica, ad esempio, che si inserisce il progetto DESERTEC (www.desertec.org), nato da una collaborazione tra i Paesi europei (EU), quelli medio orientali (Middle Est) e quelli nord africani (North Africa) –EUMENA- con l’obiettivo di installare centrali solari termodinamiche ed eoliche localizzate nei deserti della regione ME-NA.

Ad esempio, nell’ambito di questo progetto, ENEA ed Egitto hanno firmato un accordo di collaborazione per la produzione di energia attraverso la tecnologia solare termodinamica sviluppata dall’agenzia e considerata da molti un’opportunità per l’industria italiana. Tra l’altro, la possibilità di ricorrere a progetti di collaborazione, tra Paesi UE e Paesi terzi, per la produzione di energia da impianti alimentati a fonti rinnovabili ai fini del raggiungimento degli obiettivi del pacchetto 20-20-20, è stata prevista anche dalla recente Direttiva 2009/28/EC.

L’energia elettrica prodotta dagli impianti che saranno realizzati nel corso del /progetto, permetterà sia di fornire energia pulita ai Paesi della zona MENA, sia di trasportare energia dalla sponda sud del Mediterraneo fino in Europa (oltre 3000 Km), attraverso una enorme e complessa rete (supergrid) trans-europea che sarà realizzata a corrente continua ad alta tensione (HVDC), con perdite di energia previste intorno al 10% (vedi Figura 3.12).

La tecnologia HVDC, rispetto a quella a corrente alternata, presenta il vantaggio di associare maggiore stabilità alla rete durante il trasporto su lunghe distanze di grandi quantitativi di energia, specialmente se questa viene prodotta in maniera intermittente (vedi “Trans-Mediterranean Interconnecton for Concentrating Solar Power”, Ministero Tedesco per l’Ambiente, 2006).

Tale rete permetterà inoltre di trasmettere l’energia generata anche attraverso altre rinnovabili, come la fonte idrica, geotermica e le biomasse direttamente dalle zone a maggior disponibilità naturale.

La “supergrid” consentirà, oltre ad accelerare il processo di abbattimento delle emissioni di CO₂ europee, di dare quindi maggior sicurezza agli approvvigionamenti energetici dei Paesi interessati.

L'interruzione o deficit di energia in un'area saranno infatti immediatamente compensati dalla fornitura di energia proveniente da un'altra zona coperta dalla rete.



Figura 3.12: La “super-grid” trans-europea studiata dal progetto DESERTEC (Fonte: www.desertec.org – “Ambiente Italia 2008”)

Un altro esempio di ampliamento territoriale e trasformazione delle modalità di generazione e distribuzione dell'energia prodotta, è il cosiddetto Piano Solare per il Mediterraneo (PSM).

Nel luglio 2008 è stata avviata una partnership tra Paesi UE e altri vicini alle sponde dell'area mediterranea, chiamata Unione per il Mediterraneo, nata per promuovere la crescita economica ed affrontare le più importanti questioni climatiche.

Uno dei diversi progetti previsti dall'Unione è proprio il PSM, il cui obiettivo principale è lo sviluppo delle energie rinnovabili, il rafforzamento delle

interconnessioni della rete elettrica, l'implementazione di efficaci misure di efficienza energetica ed il trasferimento di tecnologie tra i vari Paesi nell'area del Mediterraneo.

Il progetto, oltre ad integrarsi efficacemente con gli obiettivi di altri progetti, quali ad esempio il sopra descritto DESERTEC, punta nello specifico ad installare 20 GW di nuova capacità entro il 2020, attraverso tecnologie rinnovabili meno mature, come il fotovoltaico e il solare a concentrazione, ed altre più mature (vedi "Obiettivi, opportunità e ruolo dell'OME", Vigotti).

Un ulteriore caso di evoluzione del concetto di rete è rappresentato dal progetto "Off Shore Grid" (vedi: "The IEE project OffShoreGrid: Objectives, Approach and First Result"), attualmente in corso e sviluppato nell'ambito del programma IEE (Intelligent Energy Europe).

Il progetto mira, in prospettiva dei notevoli sviluppi che la tecnologia eolica offshore potrà avere negli anni a venire, a gettare le basi per la creazione di un'ambiziosa e vasta rete nei Paesi del Nord Europa, dove la tecnologia è in forte espansione, che permetterà l'interconnessione dei vari impianti offshore e l'integrazione con il sistema elettrico nazionale.

I risultati del progetto potranno inoltre servire da input ai lavori UE per la realizzazione di alcune delle iniziative strategiche sulle reti per la sicurezza energetica europea riportate nel Libro Verde (cfr: "Verso una rete energetica europea sicura, sostenibile e competitiva". Commissione Europea, 2008) della Commissione quali: un piano baltico di interconnessione, una rete offshore nel Mare del Nord e un anello mediterraneo per l'energia.

3.9 – PROBLEMI POLITICI, DI LEGISLAZIONE E DI COMUNICAZIONE: LE BARRIERE NON TECNICHE E NON ECONOMICHE

Le politiche energetiche italiane, in particolare le politiche relative alle fonti rinnovabili e all'efficienza, si sono dunque focalizzate sugli aspetti tecnologici e sugli aspetti relativi ai meccanismi di incentivazione e di sostegno economico.

Questi elementi, e in particolare il livello degli incentivi economici, come emerge anche da studi comparati condotti su scala internazionale (IEA, 2007), non riescono però da soli a spiegare “il ritardo relativo dell'Italia rispetto agli altri paesi, in particolare quelli che si sono affacciati sulla scena dello sviluppo delle fonti rinnovabili successivamente all'Italia” (Fonte: Ambiente Italia 2008”).

Il ritardo nello sviluppo di queste fonti appare attribuibile più correttamente al permanere di un insieme di barriere “non tecniche” e “non economiche”.

L'analisi della strumentazione delle politiche energetiche nazionali dovrebbe quindi considerare in particolare:

- La coerenza intrinseca delle misure e delle politiche di settore;
- La coerenza tra politiche nazionali e locali;
- L'implementazione delle regolamentazioni e degli strumenti gestionali attuativi delle politiche e delle normative;
- La disponibilità di risorse economiche e tecniche e la capacità di erogazione;
- La resistenza opposta, sia a livello sociale che amministrativo, alla realizzazione effettiva degli impianti basati sulle fonti rinnovabili, anche attraverso un uso improprio degli strumenti di pianificazione e valutazione di impatto ambientale.

L'attuazione delle politiche di incentivo sul CIP6, sui Certificati Verdi e sui Titoli di efficienza energetica, prima di tutto, ha mostrato in maniera evidente come la mancanza di coerenza intrinseca delle misure (l'introduzione delle fonti assimilate nel CIP6 e la fragilità di alcune norme tecniche nei Titoli di efficienza energetica) abbia determinato distorsioni e inefficienze, generando peraltro forti costi per i consumatori a vantaggio di un ristretto nucleo di produttori e distributori.

Come è avvenuto in altri settori ambientali e in genere caratterizzati da una forte rilevanza della normativa tecnica, anche nel settore delle rinnovabili e dell'efficienza energetica vi è stata e vi è tuttora una marcata dilatazione (o addirittura assenza)

dei tempi di implementazione della regolamentazione tecnica necessari all'effettiva applicabilità delle norme.

E' significativo il processo di implementazione della Direttiva Europea sulle fonti rinnovabili, emanata nel 2001 e recepita dall'Italia con un ritardo di oltre due anni, nel 2003.

Il Decreto Legislativo 387 del 29 dicembre 2003 prevedeva l'emanazione di ben 18 atti necessari per l'operatività del decreto stesso. In particolare erano necessari 8 decreti inter-ministeriali (con il concerto di 3 diverse amministrazioni), 2 proposte ministeriali (sempre di concerto tra 3 diversi ministeri), 5 delibere dell'Autorità per l'Energia, 2 delibere tecniche da emanarsi da parte dei gestori di rete e una delibera della Conferenza unificata delle Regioni. A due anni dall'approvazione del Decreto Legislativo risultavano conclusi solo 8 atti su 18. A distanza di 4 anni mancavano ancora alcuni atti di importante rilevanza (l'incremento della quota d'obbligo, l'individuazione degli obiettivi nazionali per fonte e per regione, la definizione di una procedura unica semplificata che sostituisca le diverse discipline regionali).

Un impatto rilevante, in relazione all'attuazione delle misure di efficienza, riveste il ritardo con cui si procede all'emanazione della normativa tecnica sulla certificazione energetica degli edifici o alla risoluzione di alcune incoerenze residue nella normativa sulla solarizzazione degli edifici di nuova costruzione.

Un secondo aspetto particolarmente critico attiene "all'incoerenza tra gli obiettivi adottati in settori diversi della amministrazione statale e nella stessa legislazione. Una dialettica (e quindi una divergenza) tra settori dell'amministrazione che governano e tutelano interessi diversi appartiene evidentemente alla fisiologia delle politiche e delle amministrazioni" (Fonte: "Ambiente Italia 2008").

Nel contesto delle politiche energetiche e per il clima si manifesta però un contrasto interno alle stesse strutture e agli stessi obiettivi di tutela ambientale. Per esempio, sia per gli impianti eolici sia per quelli a biomasse o idroelettrici (e in forma meno evidente anche per gli impianti solari) importanti barriere di tipo normativo o amministrativo vengono frapposte sulla base di obiettivi di tutela ambientale o paesaggistica.

Il decreto, proposto dal Ministero dell'Ambiente e approvato dalla Conferenza Stato-Regioni, che stabilisce norme assai limitanti per l'inserimento di parchi eolici nei Siti di Importanza Comunitaria (Sic) e Zone a Protezione Speciale (Zps), equivale sostanzialmente a inibire la realizzazione di nuovi impianti eolici (e il potenziamento di quelli esistenti) su una superficie pari al 19% del territorio nazionale e che, in parti importanti, si sovrappone proprio alle aree idonee sotto il

profilo delle condizioni meteo. Si tratta, in questo come in altri casi, di un'interpretazione estensiva di obiettivi di tutela anche per aree dove i beni da tutelare non sono minacciati dalla eventuale realizzazione di parchi eolici.

In terzo luogo, una barriera “non tecnica” è costituita dalla mancanza di un'armonizzazione e coerenza tra obiettivi politico-normativi e azione di gestione e regolazione da parte di autorità indipendenti, come l'Autorità per l'Energia o il Gestore di Rete. Le regolamentazioni relative alla gestione dei flussi di energia sulla rete e le regole per il collegamento alle reti e le modalità di ritiro dell'energia sono state oggetto di un lungo contenzioso e causa di forti ritardi nell'operatività di nuovi impianti. Un tema particolarmente critico è stato (e in parte resta, anche se in forme meno eclatanti) quello relativo alle limitazioni del criterio di priorità di dispacciamento per le fonti rinnovabili in funzione delle esigenze di programmabilità dell'offerta di energia.

In quarto luogo, “un'imponente barriera è rappresentata dalla limitatezza dell'offerta di servizi di assistenza tecnica e dall'esistenza di pregiudizi o scarsa informazione presso gli operatori intermedi che propongono al pubblico finale servizi di efficienza energetica o impianti rinnovabili (architetti, ingegneri, geometri, termotecnici, installatori). Queste figure intermedie, sia di tipo professionale che artigiano, rappresentano infatti il tramite reale per la diffusione di innovazioni e tecnologie e anche per la stessa conoscenza delle opportunità di incentivi o vantaggi fiscali (come nel caso di ristrutturazioni edilizie). La creazione, in genere attraverso fondi europei, di agenzie locali per l'energia non ha –tranne singoli casi di successo– prodotto esiti positivi, e tali strutture hanno spesso cessato la loro esistenza allo scadere dei contributi comunitari, senza divenire un agente sostitutivo o integrativo della rete di professionisti e artigiani” (Fonte: “Ambiente Italia 2008”).

Infine, un nodo politico e istituzionale cruciale è quello dei rapporti tra Stato e Regioni e più in generale tra Stato ed enti locali. La prevalenza di una dimensione competitiva e conflittuale sulla dimensione cooperativa appare non fisiologica ed è stata aggravata anche da una riforma istituzionale delle competenze che ha definito un quadro di prerogative incompatibile con l'esigenza di politiche certe.

La relazione finale dell'analisi conoscitiva del Senato sulle politiche per i cambiamenti climatici del 2007 riassume con efficacia il nodo delle competenze territoriali e le critiche emerse sulla scarsa capacità delle regioni di essere protagoniste di politiche energetiche coerenti e di azioni convergenti con gli obiettivi di cambiamento delle emissioni climalteranti.

“A questo riguardo –scrive la relazione della commissione ambiente del Senato– è evidente la necessità di una corresponsabilizzazione delle regioni. E' infatti oramai indispensabile e non più procrastinabile la costruzione di un quadro istituzionale

unitario, capace di garantire certezza ai potenziali investitori e di indirizzarne le scelte e i comportamenti verso l'attivazione e l'alimentazione di un circolo virtuoso di responsabilità ambientale”.

Il contrasto di competenze tra Stato e Regioni è uno dei fattori (non il solo, forse neanche il principale) all'origine dei ritardi nell'attuazione di importanti normative tecniche, la cui competenza è disputata.

Ma “il contrasto di competenze si esprime soprattutto nella resistenza posta contro l'adozione di politiche energetiche e territoriali e a conseguenti comportamenti amministrativi nell'ambito della gestione della produzione da fonti rinnovabili” (Fonte: Ambiente Italia 2008”).

“Questa riflessione –aggiunge la stessa relazione prima citata- è tanto più necessaria quanto più si abbiano chiare le difficoltà imposte dalla farraginosità delle procedure autorizzative nelle quali si imbattono quotidianamente le società che sono disposte a investire capitali privati per la realizzazione di impianti di produzione energetica da fonti rinnovabili.”

Un importante passaggio in direzione di una maggiore responsabilizzazione sarebbe stato determinato dall'applicazione, finora elusa, di quanto previsto anche dal Dlgs 387/2003 sulla definizione di obiettivi regionali per le fonti rinnovabili. Questo tema è stato riproposto dalla finanziaria 2008 prevedendo una ripartizione fra le Regioni della quota di minima di incremento delle rinnovabili, imponendo alle Regioni di adeguare i loro piani e programmi a tali obiettivi e prevedendo infine, nel caso di inadempienza regionale, di provvedere con commissari ad acta.

3.10 - CONCLUSIONI: EFFICACIA DELLE POLITICHE GOVERNATIVE DI INCENTIVAZIONE ALLE FER E SVILUPPO DELLA RETE DIFFUSA

Le caratteristiche e le potenzialità del territorio italiano per la produzione di energia rinnovabile e il corrispondente sistema di incentivazione non sono, da soli, elementi sufficienti per garantire uno sviluppo adeguato dei settori di produzione dell'energia da fonti rinnovabili.

La possibilità infatti di cogliere appieno l'opportunità di transitare verso un differente sistema di produzione dell'energia, a ridotto impatto ambientale, non può prescindere dal superamento di una serie di ostacoli e vincoli di varia natura che fino ad oggi hanno fortemente condizionato la diffusione delle rinnovabili in Italia.

Si vuole dunque mettere in luce l'effettivo ruolo ed efficacia che le politiche messe in campo nel settore delle rinnovabili hanno avuto fino ad oggi.

Se si analizza in termini quantitativi l'efficacia che hanno avuto i vari sistemi di incentivazione delle rinnovabili per la produzione elettrica adottati nei diversi Paesi del mondo, si nota come non necessariamente ad elevati livelli di remunerazione dell'incentivo ad una specifica fonte rinnovabile corrisponda un effettivo successo di tali politiche.

Una misura della validità degli interventi adottati in ogni Paese è fornita dal valore dell'indicatore di efficacia delle politiche ("policy effectiveness indicator", vedi Grafico seguente) utilizzato dalla IEA ("Deploying Renewables. Principles for Effective Policies. 2008) e calcolato come rapporto tra lo sviluppo addizionale raggiunto da una specifica fonte rinnovabile in un determinato anno e il rimanente potenziale di produzione realizzabile, stimato nel medio termine (2020).

La diffusione e la crescita di una determinata fonte rinnovabile per la produzione di energia dipende anche da fattori non strettamente di natura economica e quindi la corretta scelta ed adozione di un determinato sistema di incentivazione, seppur altamente remunerativo, non è sufficiente di per se a garantire il successo delle politiche messe in campo e la diffusione della fonte stessa.

Vengono di seguito riportati esempi di applicazione dell'indice considerato per alcune fonti rinnovabili. Osservando il quadro complessivo, ne emerge per l'Italia una certa "debolezza" del ruolo che il sistema di incentivi adottato ha nel promuovere la diffusione delle tecnologie rinnovabili, nonostante un particolarmente elevato livello di remunerazione applicato.

Ad esempio, con riferimento ai sistemi di incentivazione utilizzati nei vari Paesi del mondo per il settore eolico on-shore, è interessante notare che gran parte dei Paesi con i più alti valori dell'indice di efficacia hanno scelto un sistema di tipo feed-in tariff e che questi non sono tra quelli che hanno corrisposto i più elevati livelli di remunerazione.

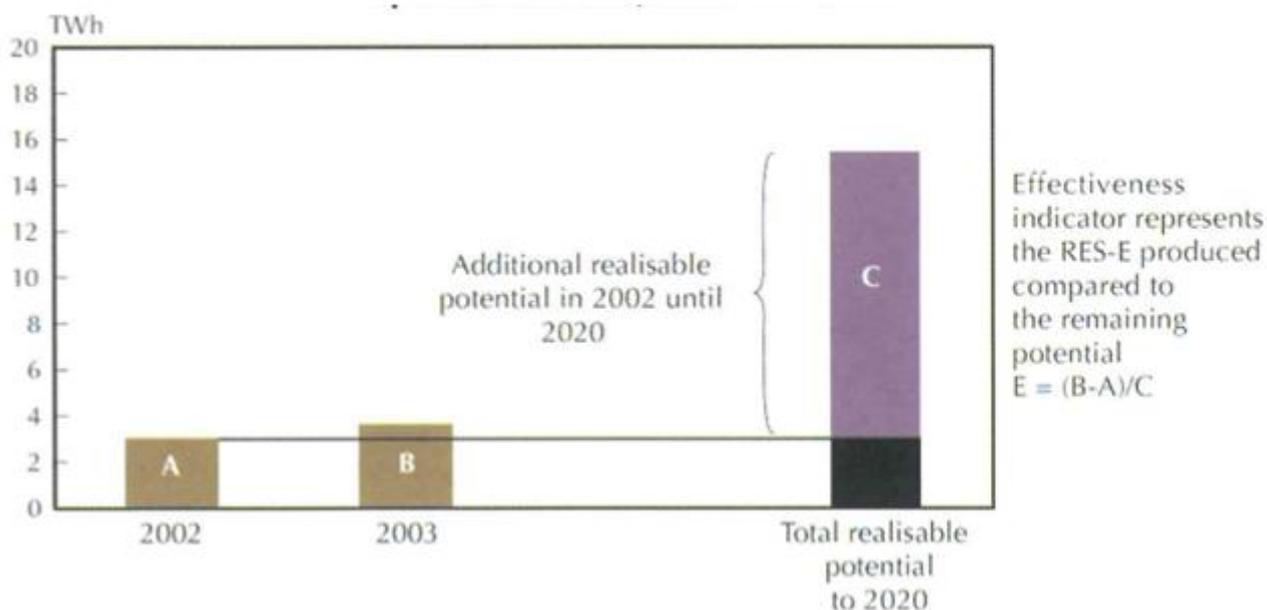


Figura 3.13: esempio di indicatore di efficacia delle politiche per specifica fonte, anno e Paese (Fonte: IEA, “Deploying Renewables”, 2008)

Vi sono infatti altre nazioni, tra cui l'Italia, con livelli maggiori degli incentivi ed un più basso valore dell'indice, probabilmente a causa della mancanza di una prospettiva di lungo termine per gli investimenti, condizione necessaria per attirare capitali (vedi Grafico seguente, fonte IEA, 2008).

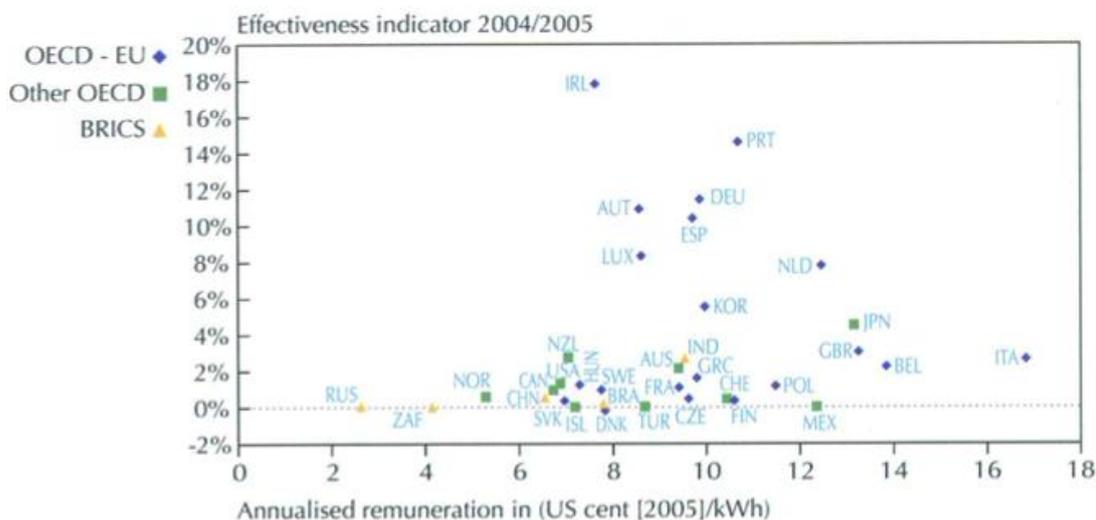


Figura 3.14: efficacia delle politiche di incentivazione per Paese nel settore eolico on-shore (Fonte: IEA, “Deploying Renewables”, 2008)

Osservando anche il caso del solare fotovoltaico (vedi Grafico seguente), i Paesi in cui le politiche hanno avuto maggiore esito positivo sono Lussemburgo e Germania: mentre il successo nel primo è dovuto essenzialmente alle tariffe particolarmente vantaggiose che sono state offerte, nel secondo è stato determinante il ruolo del mercato del credito a basso tasso di interesse e l'accesso alla rete non discriminatorio per gli operatori del settore.

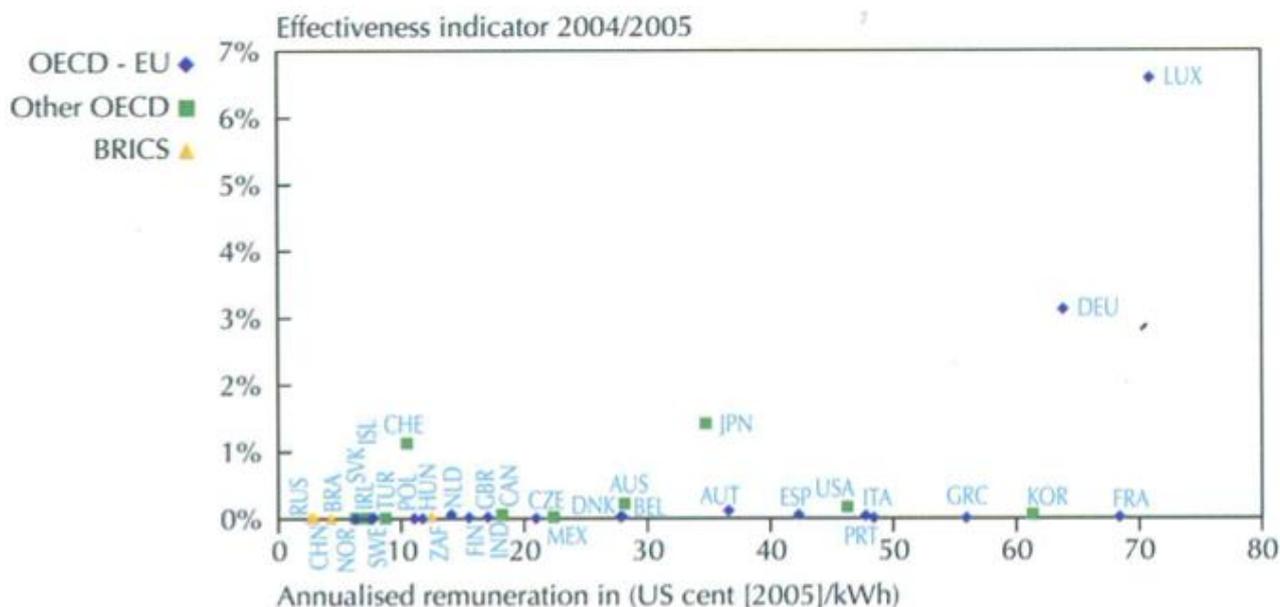


Figura 3.15: Efficacia delle politiche per il solare fotovoltaico rispetto ai livelli di remunerazione attuale (Fonte: IEA, “Deploying Renewables”, 2008)

Differente è invece, anche in questo caso, la situazione dell'Italia, che, considerando l'alto livello di remunerazione, non mostra un'adeguata buona riuscita delle politiche intraprese. Anche questa volta la causa è probabilmente da ricercarsi nella presenza di barriere di tipo non economico come una diffusa disinformazione in merito alle fonti rinnovabili ed una scarsa accettabilità delle stesse da parte di Enti locali e popolazione.

In generale è possibile affermare che i presupposti per il raggiungimento di un elevato valore dell'indice di efficacia per lo sviluppo di una fonte rinnovabile in un determinato Paese sono necessariamente la contemporanea presenza di un preciso target di penetrazione della tecnologia nel tempo, la scelta di un adeguato sistema di incentivi ed in particolare un'effettiva capacità di andare oltre gli ostacoli di natura non economica che inevitabilmente contribuiscono a far crescere il rischio percepito dai potenziali investitori.

Con riferimento al sistema di incentivazione italiano, causa anche un elevato costo del meccanismo rispetto ai risultati raggiunti, è lecito che sorga tutt'oggi qualche

perplexità riguardo l'effettiva capacità delle politiche intraprese, sia quale stimolo alla crescita delle fonti rinnovabili e sia quale mezzo di supporto per il raggiungimento dei nuovi obiettivi fissati dall'Unione Europea.

A questo si aggiunge l'instabilità causata da un continuo cambiamento nel tempo della normativa dei sistemi incentivanti che ha portato da un lato ad una considerevole volatilità e ridotto l'orizzonte temporale nei prezzi attesi e dall'altro generato incertezza sui rendimenti futuri (vedi "Position Paper 2009", AIGET).

La prevedibilità nel lungo termine del ruolo di supporto di un sistema di incentivazione per lo sviluppo delle rinnovabili, in particolare di quelle meno mature, è infatti un elemento essenziale ancor di più del livello economico dell'incentivo, ed è per questo che situazioni di stop and go nel panorama degli incentivi di un Paese, dovute ad esempio a repentini cambiamenti della normativa di riferimento o della cornice politica, risultano dannose alla diffusione e sviluppo delle fonti rinnovabili.

"Bisogna puntare ad un sistema incentivante bilanciato e differenziato per tecnologia, per evitare di correre il rischio di causare un ritardo nello sviluppo delle fonti rinnovabili più svantaggiate e di favorirne contemporaneamente solo alcune, non riuscendo quindi a sfruttare appieno l'elevato potenziale di produzione di energia rinnovabile presente in Italia.

E' importante che un corretto sistema di supporto, oltre ad applicare livelli di incentivo che tengano conto del grado di maturità di ogni specifica tecnologia, sia di natura transitoria ed a graduale diminuzione nel tempo, allo scopo di favorire una accelerazione dell'innovazione tecnologica e di spingere le fonti rinnovabili verso la competitività e l'integrazione di mercato su larga scala." (fonte: "Ambiente Italia 2008").

Fondamentale quindi che avvenga una graduale revisione al ribasso per il futuro delle tariffe incentivanti, sia allo scopo di limitare il più possibile l'aggravio sulla bolletta dei consumatori, sia per spingere le attività di ricerca nel settore verso un miglioramento dell'efficienza, quindi "verso un abbattimento dei costi della tecnologia, evitando che si raggiungano eccessi di surplus per le imprese del settore derivanti da una diminuzione dei costi di produzione dell'energia nel corso del tempo" (vedi "Solar Energy Report 2008", Energy & Strategy Group).

E' auspicabile pertanto nel futuro l'introduzione di politiche e di sistemi di incentivazione delle fonti rinnovabili dal lato offerta tecnologica che siano volti a far crescere e rafforzare la presenza delle industrie nazionali nei vari settori delle rinnovabili, a stimolare gli investimenti a lungo termine e le attività di ricerca e quindi a ridurre l'elevato grado di dipendenza tecnologica dall'estero..

Nel caso del fotovoltaico, per esempio, nonostante un'evidente espansione delle installazioni sul territorio nazionale (come si vedrà nel Capitolo ad esso dedicato), è evidente una certa debolezza dell'industria nazionale nelle fasi a monte della filiera, quelle tra l'altro a maggior profitto (vedi Grafico seguente, fonte "Solar Energy Report 2008"), che genera inevitabilmente un'ingente fuoriuscita di margini di guadagno dal Paese a scapito degli operatori nazionali.

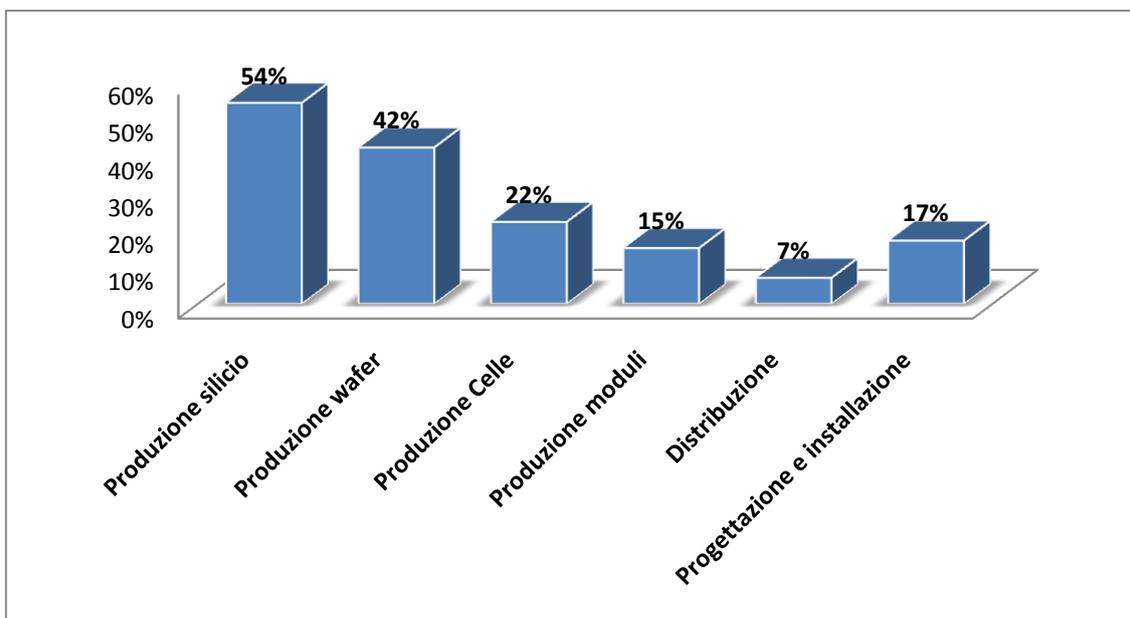


Figura 3.16: Marginalità media –valore espresso in EBITDA margin medio- nelle diverse fasi della filiera fotovoltaica (Fonte: "Solar Energy Report 2008", Energy&Strategy Group 2009)

Come infatti evidenziato nei Grafici seguenti, solo una ridotta parte dei moduli (15%) e della componentistica (inverter, 12%), proviene da aziende italiane.

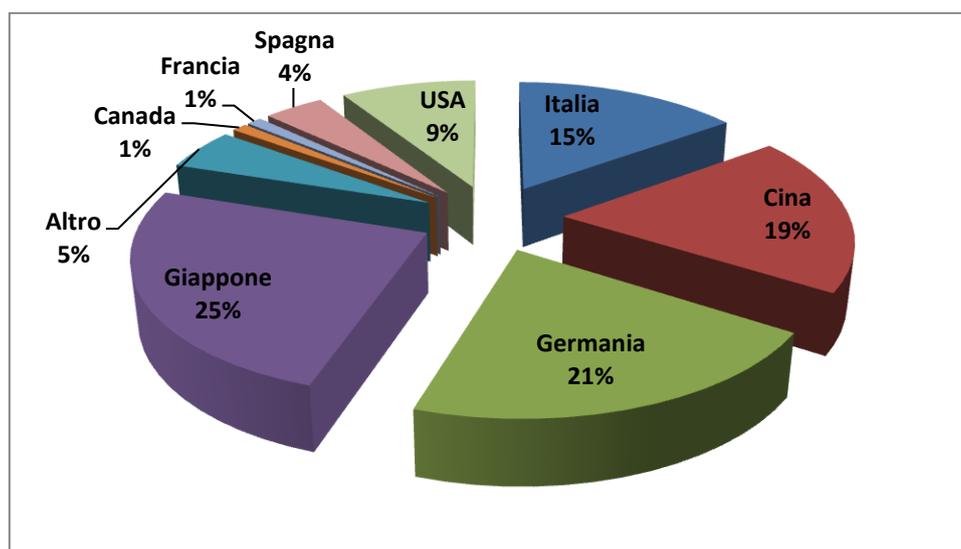


Grafico: Moduli incentivati in Italia, per Paese produttore (%) (Fonte: ENEA, dati GSE 2009)

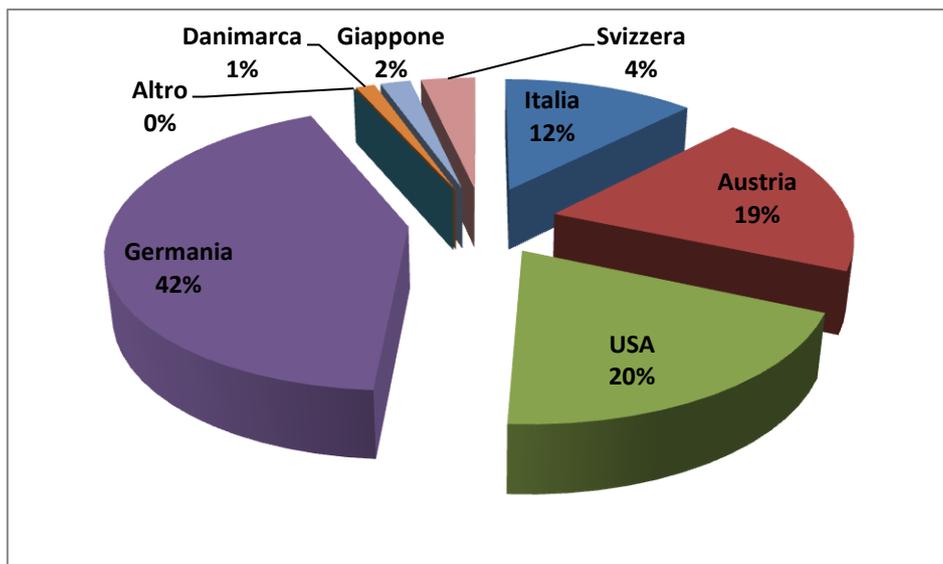


Grafico: Inverter incentivati in Italia, per Paese produttore (%) (Fonte: ENEA, dati GSE 2009)

Un ulteriore aspetto di cui tenere conto, relativo ai settori delle energie rinnovabili, riguarda la maggiore predisposizione ad essere condizionati dalle questioni politiche e normative rispetto a quelli tradizionali dell'energia, in quanto la loro redditività è strettamente connessa alla presenza di incentivi. Pertanto la mancanza ad oggi di una uniforme, stabile e chiara politica nazionale a lungo termine per la definizione delle linee guida e delle traiettorie di espansione delle fonti rinnovabili non ha permesso di dare quel sostegno e quella certezza necessari ad attirare maggiori quote di capitale di investimento.

Un problema che dovrà inevitabilmente essere superato rimane quello della durata delle procedure amministrative, considerato da molti addetti uno dei principali ostacoli alla crescita delle fonti rinnovabili.

L'eccessiva discrezionalità nell'autorizzazione degli impianti da parte degli Enti locali, la lungaggine dell'iter burocratico (vedi Grafico seguente) ed una ridotta accettabilità sociale delle fonti rinnovabili contribuiscono a far aumentare i costi dell'investimento ed a rallentarne i tempi di ritorno, portando quindi a frenare complessivamente la propensione ad investire in questi settori.

Ultimo ma non meno importante è il limite allo sviluppo delle rinnovabili provocato dall'attuale situazione della rete elettrica italiana, caratterizzata da rigidità e problemi di congestione che causano difficoltà nella gestione dei flussi elettrici ("Prospettive di sviluppo delle tecnologie rinnovabili per la produzione di energia elettrica". GSE – Bocconi, 2009).

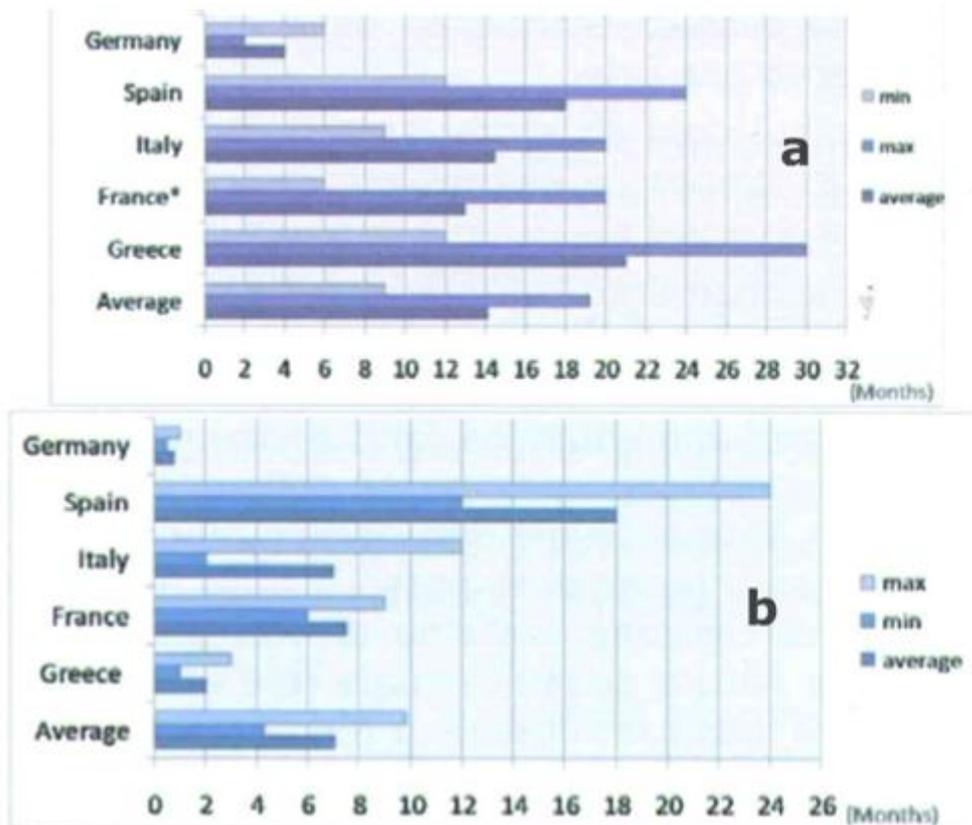


Grafico: Tempo necessario per l'autorizzazione e la connessione di un sistema fotovoltaico piccolo/integrato (a; Fonte: "Prospettive di sviluppo delle tecnologie rinnovabili per la produzione di energia elettrica", GSE-Bocconi, 2009) e di larga scala (b; Fonte: "Comparison of Burocratic barriers for successful PV development in Europe", Nogara et al.)

“La soluzione dei problemi infrastrutturali è una condizione dalla quale non si può prescindere, anche nell’ottica di arrivare a raggiungere gli obiettivi europei, ed è auspicabile in tal senso la realizzazione di nuovi investimenti infrastrutturali che portino lo sviluppo della rete elettrica verso un modello di Generazione Distribuita dell’energia.” (fonte: ENEA, “Le fonti rinnovabili 2010 – Ricerca e innovazione per un futuro low-carbon”).

3.11 - CONSIDERAZIONI FINALI SULLE “POLITICHE RINNOVABILI”

Dall'analisi si traggono dunque cinque considerazioni fondamentali per le politiche energetiche-ambientali italiane considerate fino ad ora:

- La diffusione delle Fonti Energetiche Rinnovabili e, più in generale, di politiche legate all'incremento dell'efficienza energetica, non dipende solo da maturità tecnologica e competitività economica, ma dalla capacità di fare sistema (la storia italiana delle rinnovabili segnala fallimenti proprio sul fronte della capacità di fare sistema);
- Lo sviluppo delle rinnovabili “richiede un approccio di sistema: normative, strumenti economici, politiche pubbliche, imprenditoria, strumenti finanziari, sistema della ricerca, corpo tecnico intermedio, cultura dei consumatori” (fonte: “Ambiente Italia 2008”);
- Lo sviluppo delle rinnovabili e dell'efficienza energetica richiede uno sforzo per acquistare consenso sociale (come si vedrà anche nei successivi Capitoli dedicati alle FER, in particolar modo alla tecnologia eolica), superando le percezioni di “ininfluenza” e insostenibilità economica;
- L'Italia registra una mancanza non tanto di incentivazione (come si è visto in questo Capitolo, il quadro normativo al riguardo risulta essere ampio e articolato) quanto di semplificazione, di stabilità del quadro normativo, e di gravi ritardi per il rilascio delle autorizzazioni, che risentono di tempistiche eccessivamente lunghe rispetto al resto d'Europa con conseguenti ripercussioni sull'efficienza del sistema;
- Le politiche delle rinnovabili e dell'incremento dell'efficienza, che impongono investimenti con tempi di ritorno lunghi, richiedono una forte stabilità sia nei prezzi dei combustibili (ottenibile attraverso una appropriata tassazione), sia nei meccanismi di incentivo, sia nelle normative autorizzative.

CAPITOLO 4 – IL MERCATO ELETTRICO ITALIANO

4.1 - INTRODUZIONE

Così come l'energia elettrica viene prodotta (a partire dalle differenti fonti energetiche), alla stessa maniera è richiesta e consumata dagli utilizzatori (con delle esigenze, come si è visto nel Capitolo 2, dedicato alla crisi energetica globale, continuamente crescenti); il "luogo" virtuale dove queste differenti istanze si incontrano diventa dunque lo snodo cruciale in corrispondenza del quale l'energia prodotta assume un valore e, di conseguenza, prendono forma e consistenza differenti politiche economiche ed energetiche: per tale motivo, all'interno di questo Capitolo sarà esplicitato il funzionamento di questo Mercato, in modo tale da comprendere in maniera più estesa anche le politiche di incentivazione allo "sviluppo rinnovabile" di cui si è parlato all'interno del Capitolo 3.

Per la stesura di questo Capitolo si è fatto riferimento alle informazioni presenti sul sito del GSE (www.gse.it) , di Terna (www.terna.it) , nonché dell'Autorità per l'Energia Elettrica e per il Gas.

Il "Mercato Elettrico" è, più specificamente, l'incontro tra l'offerta di energia elettrica da parte dei produttori e la domanda rappresentata dai consumatori e dai grossisti che acquistano energia per le loro necessità o per venderla ad altri utilizzatori: in pratica, è il luogo dove, dall'incontro tra offerta di energia (da parte dei produttori) e domanda (da parte gli utilizzatori), si definisce il prezzo dell'energia valido per tutta la Nazione.

Il "Mercato Elettrico" (o "Borsa Elettrica", espressioni correnti per indicare quello che ufficialmente è definito "Mercato Elettrico del GME", o anche "IPEX", ovvero Italian Power Stock Exchange) in Italia è nato per effetto del Decreto Legislativo 16 marzo 1999, n. 79 (d.lgs. n. 79/99), nell'ambito del processo di recepimento della direttiva comunitaria sulla creazione di un mercato interno dell'energia (96/92/CE): tra i protagonisti di questa iniziativa, il Ministero delle Attività Produttive (oggi

Ministero dello Sviluppo Economico), l'Autorità per l'energia elettrica e il gas, il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale (oggi Terna), il Gestore del Mercato Elettrico e l'Acquirente Unico.

A partire dal 2000 i primi clienti idonei hanno potuto stipulare contratti bilaterali direttamente con fornitori liberamente scelti; questo è un mercato cosiddetto "non organizzato" ("Over The Counter" o OTC).

A partire dal gennaio 2005 è stata avviata la partecipazione attiva della domanda: tutti i clienti idonei (cioè i clienti che hanno il diritto di contrattare liberamente le condizioni di fornitura di energia elettrica) hanno la facoltà di acquistare l'energia elettrica di cui necessitano direttamente in Borsa: dunque, da questa data non sono più solo i produttori a stabilire quantità di energie associate a determinati prezzi, ma anche gli utilizzatori, in qualità di compratori, possono comunicare a che prezzo sono disposti a comprare energia elettrica. L'incontro di queste due dinamiche stabilisce il prezzo definitivo.

A decorrere dal 1° luglio 2007 ogni cliente finale (compresi quelli domestici, la cui fornitura è ad oggi -tramite le società di distribuzione- a cura dell'Acquirente Unico) ha la qualifica di cliente idoneo.

In teoria tutti i clienti idonei (quindi anche la singola utenza domestica) potrebbero accedere alla Borsa elettrica; in concreto è difficile per un privato accedere direttamente alla Borsa, se non tramite un grossista di energia elettrica (Enel Trade per esempio), o insieme ad altri consumatori.

La creazione del mercato elettrico in Italia è legata (come in altre esperienze internazionali), a due esigenze ben precise:

- Promuovere, secondo criteri di neutralità, trasparenza ed obiettività, la competizione nelle attività di produzione e di compravendita di energia elettrica attraverso la creazione di una "piazza del mercato";
- Assicurare la gestione economica di una adeguata disponibilità dei servizi di dispacciamento.

La responsabilità relative all'organizzazione e alla gestione economica di questo mercato organizzato dell'energia elettrica ricadono, dall'8 Gennaio 2008, sul Gestore del Mercato Elettrico (GME), una S.p.A istituita nel 2000 e totalmente partecipata dal GRTN. Nell'organizzare e strutturare tale mercato, il GME ha

recepito gli indirizzi e le indicazioni fornite dal Ministro delle Attività Produttive con la nota del 31/07/03 ("Sistema Italia 2004").

Come accennato in precedenza, l'avvio della Borsa elettrica è connesso alla volontà del nostro Paese di dotarsi di una struttura analoga a quella di altre nazioni europee, dotate già da alcuni anni di un mercato all'ingrosso organizzato dell'elettricità, nel quale produttori, consumatori e grossisti comprano o vendono blocchi di elettricità.

Come nelle altre esperienze europee, anche in Italia la partecipazione al mercato elettrico è volontaria ed è aperta anche ai clienti finali idonei: ciò significa che possono partecipare al mercato elettrico tutti i soggetti che dimostrano di essere in possesso di specifici requisiti di capacità tecnica ed idoneità giuridica, inseriti in uno specifico elenco.

I requisiti di idoneità tecnica sono finalizzati ad accertare il possesso di un'adeguata professionalità e competenza nell'utilizzo dei sistemi telematici e dei sistemi di sicurezza ad essi relativi; i requisiti di idoneità giuridica servono a verificare l'assenza di condanne per aggio, delitti contro l'inviolabilità della segretezza delle comunicazioni informatiche o telematiche, delitti di frode informatica.

4.2 - STRUTTURA DEL MERCATO ELETTRICO

Il mercato elettrico si articola (vedi Immagine seguente) nel Mercato elettrico a pronti (MPE), nella Piattaforma per la consegna fisica dei contratti finanziari conclusi sull'IDEX - CDE e nel Mercato elettrico a termine (MTE).



Figura 4.1: schema sintetico della struttura del Mercato Elettrico (Fonte: GME)

In base al Testo Integrato della Disciplina del mercato elettrico approvato in data 19 dicembre 2003 dal Ministro delle Attività Produttive, il mercato elettrico più precisamente è articolato, da un punto di vista "cronologico" (nel corso della giornata), in tre diversi "sotto-mercati", che si succedono l'uno all'altro per definire con un grado crescente di precisione le quantità di energia elettrica transitanti in ogni singola ora per ogni punto della rete: il "Mercato del Giorno Prima" (sigla MGP), cui segue il Mercato di Aggiustamento (sigla MA, detto anche "Mercato Infragiornaliero", sigla MI) e infine il "Mercato per il Servizio di Dispacciamento" (sigla MSD). A questi si aggiunge, con caratteristiche diverse, il "Mercato a Termine", per contrattazioni dirette a termine tra produttori e utenti.

Da un punto di vista delle caratteristiche dei mercati costituenti la Borsa dell'Energia Elettrica, questi si possono distinguere in due differenti macro-categorie:

1. Mercati dell'Energia, nei quali sono compresi: il "Mercato del Giorno Prima dell'energia" (o MGP) e il "Mercato di Aggiustamento" (o MA; questo mercato può però essere definito anche "Mercato Infragiornaliero", o MI). Su tali mercati, i produttori, i grossisti ed i clienti finali idonei vendono e comprano l'energia elettrica per il giorno successivo;
2. Mercato per il Servizio di Dispacciamento (MSD), sul quale il GRTN si approvvigiona dei servizi di dispacciamento necessari alla gestione ed al controllo del sistema elettrico (soluzione delle congestioni di rete a programma, acquisto della riserva operativa per il giorno successivo, energia per il bilanciamento del sistema in tempo reale).

4.3 - CARATTERISTICHE DEI MERCATI ELETTRICI COSTITUENTI LA BORSA ELETTRICA

Volendo descrivere, da un punto di vista delle caratteristiche sostanziali, i differenti mercati costituenti la Borsa dell'Energia Elettrica, si può fare una macro-distinzione tra il "Mercato Elettrico a Pronti" (o MPE), che raggruppa tutti i mercati destinati alle contrattazioni "a breve termine", e "Mercato a Termine".

4.3.1 - MERCATO ELETTRICO A PRONTI (MPE)

Il Mercato elettrico a pronti si articola in:

1. Mercato del Giorno Prima - MGP (afferente, come detto sopra, al "Mercato dell'Energia");
2. Mercato Infragiornaliero - MI (afferente anch'esso al "Mercato dell'energia");
3. Mercato del servizio di dispacciamento - MSD.

Il **Mercato del Giorno Prima** (MGP) ospita la maggior parte delle transazioni di compravendita di energia elettrica; sul MGP:

- Si scambiano blocchi orari di energia per il giorno successivo;
- Gli operatori partecipano presentando offerte all'interno delle quali indicano la quantità ed il prezzo massimo/minimo al quale sono disposti ad acquistare/vendere tali blocchi di energia.
- La seduta del MGP si apre alle ore 8.00 del nono giorno antecedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 9.00 del giorno precedente il giorno di consegna; gli esiti del MGP vengono resi noti entro le ore 11.30 del giorno precedente il giorno di consegna.
- Le offerte sono accettate dopo la chiusura della seduta di mercato, sulla base del merito economico e nel rispetto dei limiti di transito tra le zone: il MGP è quindi un mercato d'asta e non un mercato a contrattazione continua.
- Tutte le offerte di vendita e le offerte di acquisto riferite sia alle unità di pompaggio che alle unità di consumo appartenenti alle zone virtuali estere che sono accettate sul MGP, vengono valorizzate al prezzo marginale di equilibrio della zona a cui appartengono. Tale prezzo è determinato, per ogni ora,

dall'intersezione tra la curva di domanda e quella di offerta, e si differenzia da zona a zona in presenza di limiti di transito saturati.

- Le offerte di acquisto accettate e riferite alle unità di consumo appartenenti alle zone geografiche italiane sono valorizzate al Prezzo Unico Nazionale (PUN), pari alla media dei prezzi delle zone geografiche ponderata per le quantità acquistate in tali zone.
- Il GME agisce come controparte centrale.

Il **Mercato Infragiornaliero** (MI) consente invece agli operatori di apportare modifiche ai programmi definiti nel MGP attraverso ulteriori offerte di acquisto o vendita: è quindi un mercato su cui si operano “correzioni” ai movimenti effettuati in precedenza. Il MI si svolge in due sessioni: MI1 e MI2:

- La seduta del MI1 si svolge dopo la chiusura del MGP, si apre alle ore 10.30 del giorno precedente il giorno di consegna (un'ora e mezza dopo la chiusura del MGP) e si chiude alle ore 12.00 dello stesso giorno. Gli esiti del MI1 vengono comunicati entro le ore 12.30 del giorno precedente il giorno di consegna.
- La seduta del MI2 si apre alle ore 10.30 del giorno precedente il giorno di consegna (un'ora e mezza dopo la chiusura del MGP) e si chiude alle ore 15.00 dello stesso giorno. Gli esiti del MI2 vengono comunicati entro le ore 15.30 del giorno precedente il giorno di consegna.
- Le offerte di acquisto e vendita vengono selezionate sulla base dello stesso criterio descritto per MGP; a differenza di ciò che accade sul MGP, le offerte di acquisto accettate sono valorizzate al prezzo zonale e non al Prezzo Unico Nazionale.
- Il GME agisce come controparte centrale.

Il **Mercato per il Servizio di Dispacciamento** (MSD) è invece lo strumento attraverso il quale Terna S.p.A. si approvvigiona delle risorse necessarie alla gestione e al controllo del sistema (risoluzione delle congestioni intrazonali, creazione della riserva di energia, bilanciamento in tempo reale). Sul MSD Terna agisce come controparte centrale e le offerte accettate vengono remunerate al prezzo presentato (pay-as-bid).

- Il MSD si articola in fase di programmazione (MSD ex-ante) e Mercato del Bilanciamento (MB). Il MB si svolge in più sessioni, secondo quanto previsto nella disciplina del dispacciamento.
- Il MSD ex - ante si svolge in un'unica sessione nel giorno precedente il giorno di consegna. La seduta del MSD ex-ante per la presentazione delle offerte si apre

alle ore 15.30 del giorno precedente il giorno di consegna e si chiude alle ore 17.00 del giorno precedente il giorno di consegna. Gli esiti del MSD ex-ante vengono resi noti entro le ore 21.00 del giorno precedente il giorno di consegna. Sul MSD ex-ante Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia al fine di approvvigionare riserva, risolvere le congestioni e mantenere il bilancio tra immissioni e prelievi di energia sulla rete.

- Il MB è invece articolato in diverse sessioni nelle quali Terna seleziona offerte riferite a gruppi di ore del medesimo giorno in cui si svolge la relativa sessione del MB. Attualmente il MB è articolato in 5 sessioni.
- Per la prima sessione del MB vengono considerate le offerte presentate dagli operatori nella precedente sessione del MSD ex-ante.
- Per le altre sessioni del MB, le relative sedute per la presentazione delle offerte si aprono tutte alle ore 23.00 del giorno precedente il giorno di consegna (e comunque non prima che siano stati resi noti gli esiti della precedente sessione del MSD ex-ante) e si chiudono 1 ora e mezza prima della prima ora che può essere negoziata in ciascuna sessione.
- Sul MB Terna accetta offerte di acquisto e vendita di energia al fine svolgere il servizio di regolazione secondaria e mantenere il bilanciamento, nel tempo reale, tra immissione e prelievi di energia sulla rete.

4.3.2 - MERCATO ELETTRICO A TERMINE

Il Mercato Elettrico a Termine (Mercato dell'Energia) è la sede per la negoziazione di contratti a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro; sul MTE sono automaticamente ammessi tutti gli operatori del mercato elettrico e le negoziazioni su MTE si svolgono in modalità continua.

- Sul MTE sono negoziabili contratti della tipologia "Base-load" e "Peak-load" con periodi di consegna pari al mese, al trimestre e all'anno (DTF n. 01 rev2 MTE); è previsto il meccanismo della "cascata" per i contratti con periodo di consegna pari al trimestre e all'anno.
- Gli operatori partecipano presentando proposte nelle quali indicano tipologia e periodo di consegna dei contratti, numero dei contratti e prezzo al quale sono disposti ad acquistare/vendere.
- I contratti con periodo di consegna mensile, terminato il periodo di negoziazione, sono registrati in corrispondenti transazioni sulla PCE, previa verifiche di congruità previste nel regolamento PCE.
- Sul MTE possono essere registrati anche contratti conclusi OTC.

- Il GME agisce come controparte centrale.
- Le sessioni del MTE si svolgono dal lunedì al venerdì, dalle ore 09.00 e fino alle ore 14.00, tranne che nei giorni elencati di seguito:
 - o Tutti i sabati e tutte le domeniche;
 - o 1 gennaio;
 - o Il giorno di venerdì antecedente la Pasqua;
 - o Il giorno di lunedì dopo Pasqua;
 - o 1 maggio;
 - o 15 agosto;
 - o 1 novembre;
 - o 24 dicembre;
 - o 25 dicembre;
 - o 31 dicembre.

4.3.3 – PECULIARITA' DEI SINGOLI MERCATI

Riassumendone le caratteristiche, si può dire che i Mercati dell'Energia:

- Hanno come controparte centrale il GME;
- Si svolgono ogni giorno per il giorno successivo.
- Il Mercato del Giorno Prima (MGP) si svolge nella prima mattinata, mentre il Mercato di Aggiustamento (MA o MI) nella tarda mattinata fino al primo pomeriggio;
- Trattano quantitativi orari di energia. Gli operatori ammessi alle contrattazioni presentano offerte di acquisto o vendita di energia per ogni ora del giorno successivo, specificando una quantità massima offerta o richiesta ed un prezzo di vendita o di acquisto;
- Sono organizzati come meccanismi d'asta "non discriminatoria". Le offerte ricevute da GME non sono abbinate su base continua, come avviene ad esempio nei mercati azionari, ma solo dopo il termine di presentazione delle offerte;
- Le offerte sono accettate in modo da massimizzare il valore delle transazioni, nel rispetto dei vincoli di trasporto tra zone geografiche comunicati dal GRTN. Pertanto, il mercato assegna implicitamente il diritto di transito tra le zone geografiche e le offerte sono selezionate sulla base di un ordine di merito, determinato dal prezzo;
- Le offerte accettate pagano o ricevono un prezzo marginale di equilibrio, che in assenza di congestioni sulla rete è unico in Italia per tutte le offerte; in

presenza di congestioni il mercato si divide in zone, dove si determina un prezzo marginale di equilibrio diverso. In tal modo ad ogni offerta viene riconosciuto il prezzo della propria zona. Nel MGP il prezzo applicato alle offerte di acquisto è unico in tutto il Paese, anche in caso di congestioni.

Il Mercato per il Servizio di Dispacciamento, invece, ha delle caratteristiche riassunte come segue:

- Ha come controparte il GRTN, unico acquirente in questo mercato;
- Prevede la partecipazione obbligatoria ed esclusiva di tutte le unità abilitate alla fornitura di servizi di dispacciamento ed è limitata agli utenti del dispacciamento delle suddette unità;
- Si svolge nelle ore antimeridiane del giorno prima;
- Tratta quantitativi orari di energia. Gli operatori ammessi alle contrattazioni presentano offerte di acquisto o vendita di energia per ogni ora del giorno successivo, specificando una quantità massima offerta ed un prezzo di vendita;
- Funziona come "asta selettiva";
- Le offerte, selezionate dal GRTN in ordine di merito e tenuto conto dei vincoli fisici degli impianti di generazione e della rete elettrica, ricevono il proprio prezzo di offerta.

4.4 - LA BORSA ELETTRICA: L'AMMISSIONE ALLE CONTRATTAZIONI

Possono essere ammessi al mercato elettrico tutti i soggetti che:

- Siano dotati di adeguata professionalità e competenza nell'utilizzo di sistemi telematici e dei sistemi di sicurezza ad essi relativi;
- Non siano stati condannati, con sentenza definitiva, ovvero con sentenza che applica la pena su richiesta delle parti, per il delitto di agiotaggio, per uno dei delitti contro l'inviolabilità della segretezza delle comunicazioni informatiche o telematiche, ovvero per il delitto di frode informatica;
- Non siano stati esclusi, precedentemente, dal mercato elettrico.

Tali soggetti, per essere ammessi al mercato, devono:

- Presentare una Domanda di ammissione secondo il modello definito in allegato alla Disciplina del mercato elettrico, corredata della documentazione attestante che il soggetto abbia i requisiti sopra richiamati;
- Sottoscrivere un Contratto di adesione, redatto, in duplice originale, secondo il modello definito in allegato alla Disciplina del mercato elettrico, e siglato in ogni pagina dal legale rappresentante, con il quale il contraente dichiara di conoscere e di accettare, senza alcuna condizione o riserva, la Disciplina del mercato elettrico.

Con il provvedimento di ammissione è riconosciuta al soggetto richiedente la qualifica di operatore; gli operatori ammessi al mercato sono inseriti in un apposito "Elenco degli operatori ammessi al mercato", tenuto e gestito dal GME nel rispetto della normativa in materia di riservatezza dei dati personali.

Gli operatori ammessi al mercato elettrico sono tenuti al pagamento di un corrispettivo di accesso (una tantum), di un corrispettivo fisso annuo (ogni 12 mesi, a partire dal momento dell'ammissione) e di un corrispettivo variabile regressivo rispetto ai volumi negoziati.

L'obbligo del pagamento dei corrispettivi decade solamente se l'operatore invia al GME formale richiesta di esclusione dal mercato.

4.5 - FUNZIONAMENTO DELLA BORSA E CONSEGNA DEI DERIVATI DELL'ENERGIA (CDE)

Nel mercato elettrico le transazioni si svolgono su una piazza del mercato telematico, alla quale gli operatori si connettono tramite rete internet con procedure di accesso sicuro (firma elettronica mediante uso di smart card) per la conclusione di contratti on line.

La pubblicazione di informazioni preliminari al mercato, l'invio di offerte, la comunicazione degli esiti del mercato, dei programmi di produzione e consumo e la fatturazione vengono gestite totalmente in formato elettronico. Il controvalore delle offerte di acquisto e dei consumi effettivi deve essere coperto da idonei sistemi di garanzia.

Tutti questi scambi di informazioni tra operatori, GME (in Figura 4.2, la sala operativa del Gestore) e Terna (tra cui l'invio delle offerte, la comunicazione degli esiti del mercato e dei programmi definiti dal GME sul MGP e sul MI, la comunicazione delle modifiche ai programmi apportate da Terna sul MSD) avvengono, in particolare, tramite lo scambio di file in formato XML attraverso la rete Internet o la compilazione di moduli disponibili sul sito internet del GME (web form).



Figura 4.2: la sala operativa del GSE

Le procedure di accesso sicuro sono precise e codificate: l'accesso al sistema informatico del mercato elettrico avviene attraverso strumenti di identificazione digitale (come detto precedentemente, smart card dotate di certificato digitale) per l'autenticazione della firma elettronica e, quindi, la conclusione dei contratti di compravendita di energia sul mercato. Il certificato digitale per l'accesso al mercato può essere rilasciato da società di certificazione certificate CNIPA.

Questi sistemi informatici necessari al funzionamento della Borsa elettrica sono stati messi a punto già da tempo e, prima dell'avvio ufficiale del sistema, si sono anche tenute sessioni giornaliere di prova con gli operatori elettrici per verificarne la funzionalità e l'affidabilità.

Di tali sistemi informatici fa parte il CDE, ovvero la Piattaforma dove vengono eseguiti i contratti finanziari derivati sull'energia elettrica conclusi sull'IDEX – segmento del mercato degli strumenti finanziari derivati di Borsa Italiana S.p.a. in cui sono negoziati gli strumenti finanziari derivati sull'energia elettrica – relativamente ai quali l'operatore abbia richiesto di esercitare l'opzione di consegna fisica sul mercato elettrico, dell'energia sottostante il contratto stesso. Su CDE sono automaticamente ammessi tutti gli operatori del mercato elettrico; tuttavia possono richiedere la consegna fisica sul ME solo quegli operatori che dispongano di un conto energia sulla PCE.

L'operatore può esercitare l'opzione di consegna fisica sul ME dell'energia elettrica sottostante i contratti finanziari conclusi sull'IDEX, relativamente a quelli aventi periodo di consegna mensile, sui sistemi informatici di Borsa Italiana e CC&G secondo le modalità e i termini definiti nei rispettivi Regolamenti.

La consegna fisica avviene mediante la registrazione di una transazione di acquisto/vendita di energia di cui il GME diviene controparte, la quale ha segno corrispondente ai contratti consegnati, e che viene registrata sui conti energia della PCE nella disponibilità dello stesso operatore.

4.6 - LA STRUTTURA DEL GME

Le contrattazioni si svolgono nella sala mercato dove sono installati tutti gli apparati informatici che permettono la raccolta, l'elaborazione e la gestione delle offerte relative ai mercati organizzati e gestiti dal GME.

In condizioni di massima sicurezza il personale presente nella sala mercato garantisce la conduzione continuativa dei sistemi offrendo un servizio di assistenza agli operatori. L'ingresso alla sala mercato è limitato al personale dipendente del GME (vedi Figura 4.3).

E' tuttavia possibile, su richiesta e previa autorizzazione, accedere alla "galleria visitatori" dalla quale si può osservare l'interno della sala ed un maxischermo sul quale sono proiettati i dati relativi alle operazioni sul mercato elettrico.



Figura 4.3: l'interno della sala operativa ("sala mercato") del GSE (Fonte: www.mercatoelettrico.org)

4.7 - CONFIGURAZIONI ZONALI DEL MERCATO ELETTRICO

Di seguito è indicata la nuova configurazione zonale (approvata con delibera dell'AEEG ARG/elt 116/08) in vigore dal 1° gennaio 2009, valida per le contrattazioni e la definizione degli scambi energetici nell'ambito della Borsa Elettrica.

NOME ZONA	ACRONIMO	TIPO	DETTAGLIO
Centro Nord	CNOR	geografica	Toscana, Umbria, Marche
Centro Sud	CSUD	geografica	Lazio, Abruzzo, Campania
Nord	NORD	geografica	Val D'Aosta, Piemonte, Liguria, Lombardia, Trentino, Veneto, Friuli Venezia Giulia, Emilia Romagna
Sardegna	SARD	geografica	
Sicilia	SICI	geografica	
Sud	SUD	geografica	Molise, Puglia, Basilicata, Calabria
Brindisi	BRNN	polo di produzione limitato	
Foggia	FOGN	polo di produzione limitato	

Monfalcone	MFTV	polo di produzione limitato	
Priolo G.	PRGP	polo di produzione limitato	
Rossano	ROSN	polo di produzione limitato	
Austria	AUST	virtuale estera	
Corsica	CORS	virtuale estera	
Corsica AC	COAC	virtuale estera	
Francia	FRAN	virtuale estera	
Grecia	GREC	virtuale estera	
Slovenia	SLOV	virtuale estera	
Svizzera	SVIZ	virtuale estera	

4.8 - I CORRISPETTIVI VERSATI DAGLI OPERATORI DEL MERCATO

Il Gestore dei Mercati Energetici S.p.A. definisce annualmente la misura dei corrispettivi che gli operatori del mercato elettrico versano a fronte dei servizi forniti. Tale misura è pubblicata sul sito internet del GME congiuntamente ai parametri per la sua determinazione (ai sensi dell'articolo 7, comma 7.3, del Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico).

I corrispettivi (indicati nell'articolo 7, comma 7.1, del Testo integrato della Disciplina del mercato elettrico), per l'anno 2010 sono stati determinati come segue:

Per il mercato elettrico (MPE, MTE e CDE):

- Un corrispettivo di accesso (una tantum) pari ad Euro 7.500,00;
- Un corrispettivo fisso annuo pari ad Euro 10.000,00;
- Per MPE un corrispettivo variabile regressivo così definito:
 - una franchigia iniziale sui primi 0,02 TWh di energia elettrica negoziati mensilmente;
 - un corrispettivo pari a 0,04 €/MWh per i quantitativi di energia elettrica negoziati mensilmente eccedenti la soglia di 0,02 TWh fino ad un massimo di 1 TWh;
 - un corrispettivo pari a 0,03 €/MWh per i quantitativi di energia elettrica negoziati mensilmente eccedenti la soglia di 1 TWh fino ad un massimo di 10 TWh;
 - un corrispettivo pari a 0,02 €/MWh per i quantitativi di energia elettrica negoziati mensilmente eccedenti i 10 TWh.
- Per MTE un corrispettivo variabile pari a 0,01 € per ogni MWh negoziato;
- Per CDE un corrispettivo variabile pari a 0,045 € per ogni MWh registrato.

Al fine della determinazione dei corrispettivi sono stati considerati i parametri dell'efficienza, della neutralità e dell'aderenza ai costi tra loro opportunamente ponderati al fine di garantire l'equilibrio economico e finanziario del GME.

Il parametro dell'efficienza comporta la definizione di corrispettivi fissi contenuti al fine di minimizzare il divario tra i costi fissi sostenuti dagli operatori per la partecipazione al mercato elettrico organizzato e gestito dal GME e quelli conseguenti alla contrattazione bilaterale.

Il parametro della neutralità comporta la definizione di corrispettivi variabili regressivi in base ai volumi di energia elettrica negoziati in modo tale da consentire incisivi vantaggi in termini di riduzione dei costi senza operare discriminazioni tra operatori.

Il parametro dell'aderenza ai costi comporta la definizione di una struttura dei corrispettivi correlata ai costi sostenuti dal GME

4.9 - ASPETTI CONTABILI E FISCALI DELLA BORSA DELL'ENERGIA

Ogni giorno e con riferimento a ciascun operatore, il GME, al fine di agevolare il controllo delle transazioni concluse sul Mercato Elettrico e delle partite economiche che da esse hanno origine, rende disponibile, tramite file XML:

- La valorizzazione delle offerte accettate relative agli acquisti degli operatori sul MGP e sul MI;
- La valorizzazione degli acquisti conclusi sul MTE;
- La valorizzazione degli acquisti relativi ai contratti a termine conclusi al di fuori del mercato e registrati sul MTE;
- Le offerte accettate relative alle vendite degli operatori sul MGP e sul MI;
- La valorizzazione delle vendite concluse sul MTE;
- La valorizzazione delle vendite relative ai contratti a termine conclusi al di fuori del mercato e registrati sul MTE;
- La valorizzazione delle offerte accettate relative agli acquisti degli operatori sul MSD;
- La valorizzazione delle offerte accettate relative alle vendite degli operatori sul MSD;
- Il controvalore delle transazioni in acquisto registrate in seguito all'esercizio dell'opzione di consegna fisica dei contratti finanziari derivati sull'energia elettrica (CDE);
- Il controvalore delle transazioni in vendita registrate in seguito all'esercizio dell'opzione di consegna fisica dei contratti finanziari derivati sull'energia elettrica (CDE).

PARTE SECONDA – “LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI: IL QUADRO GLOBALE”

CAPITOLO 5: IL RUOLO DELLE FONTI ENERGETICHE ALTERNATIVE NELL'ATTUALE PANORAMA ITALIANO

5.1 - INTRODUZIONE

Il tema delle energie alternative rappresenta, come si è visto nei Capitoli precedenti, un punto di discussione fondamentale per gli analisti del settore: in particolare, risulta essere un aspetto focale per il raggiungimento degli obiettivi previsti in termini di diversificazione della produzione energetica e di riduzione delle emissioni inquinanti.

Nel settore della produzione di energia elettrica i costi di generazione del carbone, del petrolio e del gas rimarranno alti anche nel prossimo futuro, a causa sia dei prezzi della materia prima che del costo di costruzione delle centrali. Invece, tutto lascia supporre un abbattimento dei costi di generazione da fonti rinnovabili, se non altro per il fatto che la tecnologia negli anni a venire avrà certamente la possibilità di una concreta maturazione.

Solo facendo sempre più ricorso ad impianti solari, eolici, a biomasse o geotermici, sarà possibile abbassare i costi, così da renderli competitivi rispetto agli impianti tradizionali.

Tra l'altro, diverse indagini (vedi: "Ambiente Italia 2009", Legambiente) sottolineano il fatto che se si volesse inserire, pesandolo opportunamente, il "costo sociale" di ciascuna fonte energetica, i costi sanitari e del carico sui cittadini che le malattie provocano, ci si accorgerebbe di quanto drasticamente si potrebbe ridurre il divario tra i costi del chilowattora prodotto da fonti alternative e quello prodotto da combustibili fossili.

Infine, fare ricorso alle fonti rinnovabili, che obbligatoriamente necessitano di ricerca, sviluppo, produzione e produzione significativi, significherebbe attivare nuovi posti di lavoro, nuovi investimenti e rilanciare l'economia della occupazione.

Come si è considerato nel Capitolo 2, gli investimenti complessivi per le fonti rinnovabili previsti da IEA (Fonte: IEA, 2009) nel periodo 2007-2030 sommano a 5500 miliardi di dollari, con una quota sul totale della generazione elettrica pari al 50%.

Nel solo 2007, sono stati investiti in energie rinnovabili più di 100 miliardi di dollari (Fonte: "Renewables Development", IEA 2008), e si è stimata una potenza complessivamente installata pari a 240 GW, con un aumento del 50% rispetto al 2004: i dati di libero accesso e consultazione, che consentono di realizzare un quadro macroscopico dello sviluppo recente delle rinnovabili a livello mondiale, sono quelli dell'IEA, e si possono reperire all'indirizzo www.iea.org.

Le energie rinnovabili rappresentano il 3% della potenza complessiva installata a livello mondiale, ad eccezione dell'idroelettrico, che da solo raggiunge il 15% della potenza complessiva installata.

La tecnologia attualmente in grande sviluppo è quella del fotovoltaico connesso in rete (grid connected PV), con una media del 50% di incremento annuo sulla potenza installata cumulata, per un valore stimato di 7.7 GW (circa 1.5 milioni di case con fotovoltaico sul tetto in più ogni anno).

Il solare termico, invece, produce acqua calda per circa 50 milioni di appartamenti, con un incremento del 19% nel 2007 (uno degli anni segnati dal maggior incremento di tale tecnologia) fino a raggiungere 105 GW termici complessivi nel mondo.

Le biomasse e la geotermia sono usualmente impiegate sia per la produzione di potenza che per quella di energia termica, soprattutto legata al teleriscaldamento. Più di 2 milioni di pompe di calore geotermiche sono state installate in 30 paesi nel 2008, con lo scopo di riscaldamento e raffreddamento.

La produzione di biofuel (etanolo e biodiesel) supera la stima di 53 miliardi di litri nel 2007, con un incremento, rispetto al 2005, del 43%. La produzione di etanolo nel 2007 rappresenta circa il 4% dei 1300 miliardi di litri di gasolio consumati annualmente. La produzione annuale di biodiesel è aumentata di più del 50% nel 2006.

Molte energie rinnovabili (idroelettrico, fotovoltaico, biomassa) sono state utilizzate per produrre elettricità per oltre dieci milioni di persone in aree rurali di paesi in via di sviluppo, soprattutto a scopi agricoli e per i servizi sociali.

I paesi in via di sviluppo complessivamente posseggono più del 40% di potenza installata da fonte rinnovabile, più del 70% da solare termico e 45% di produzione di biodiesel. Comprendendo tutti questi mercati, è stato investito nelle rinnovabili pressappoco 70 miliardi di dollari nel 2007, dei quali il 47% per l'eolico e 30% per fotovoltaico. Investimenti per l'idroelettrico di elevata potenza risultano essere da soli pari a 15-20 miliardi di dollari (basti pensare agli investimenti compiuti negli ultimi tre anni in Cina per la realizzazione di grandi opere idriche).

Anche nel mondo delle tecnologie avanzate per l'uso del cosiddetto "carbone pulito", si devono ricordare i miglioramenti prodotti dai processi di gassificazione, con cattura della CO₂ (carbon sequestration) in fase di pre o post combustione e contemporanea produzione di idrogeno a mezzo celle a ossidi solidi.

Infine, nel prossimo futuro grandi aspettative sono assegnate al vettore idrogeno o alle celle a combustibile (fuel cells ad alta o bassa temperatura), ancora allo stato di sviluppo pre-competitivo, ma che se fossero perseguite in modo coerente e coordinato, globalmente da tutti i paesi con gli investimenti necessari, potrebbero permettere nel breve-medio periodo di diventare una significativa fonte alternativa.

In questo Capitolo si procederà dunque a dare uno sguardo alla situazione delle fonti energetiche rinnovabili, focalizzando l'attenzione sull'Italia, per poi scendere nel dettaglio delle singole fonti, prese in considerazione una per una ed analizzate, sia dal punto di vista tecnologico che socio-economico.

Per la realizzazione di questo Capitolo si è fatto riferimento e si sono utilizzate le informazioni contenute nella pubblicazione "Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low-Carbon" (ENEA, 2010), cui si rimanda per un ulteriore e più completo approfondimento.

5.2 - LA PRODUZIONE DI ENERGIA DA FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI IN ITALIA

Prima di introdurre lo stato delle fonti energetiche rinnovabili, considerato fonte per fonte, si è voluto analizzare in questo Paragrafo i dati relativi all'energia elettrica (con una stima anche a quella termica) prodotta in Italia nel 2008 (sono le cifre più recenti a disposizione, tratte dalla pubblicazione dell'ENEA "Le Fonti Energetiche Rinnovabili 2010 - Ricerca e Innovazione per un Futuro Low - Carbon", riferite ai dati GSE) attraverso l'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili.

Nel 2008 le fonti rinnovabili di energia hanno contribuito complessivamente al Consumo Interno Lordo (CIL) italiano per una percentuale di poco superiore al 9,6%. Nella Tabella 5.1 è stato esplicitato il contributo energetico delle diverse fonti rinnovabili in termini di equivalente fossile sostituito.

Complessivamente, nel 2008 si è avuto un aumento della produzione da fonti rinnovabili in Italia del 18% (+ 2860 ktep) circa rispetto a quella del 2007 (15641 ktep totali).

Fonti energetiche	2000	2005	2006	2007	2008
Idroelettrica ¹	9725	7935	8139	7219	9157
Eolica	124	515	654	888	1069
Solare fotovoltaico	4	7	11	26	99
Solare termico	11	21	29	39	56
Geotermia	1248	1384	1429	1438	1427
Rifiuti ²	461	1501	1672	1734	1784
Legna ed assimilati ³	1344	3153	3328	3710	3883
Biocombustibili	95	172	155	174	567
Biogas	162	343	383	415	459
Totale	14173	15033	15798	15641	18501
di cui non tradizionali ⁴	2046	4556	4964	5334	6210

1: Solo energia elettrica da apporti naturali valutata a 2200 kcal/kWh

2: Inclusa la parte organica

3: Non include risultato indagine ENEA sul consumo di legna da ardere nelle abitazioni

4: Eolico, solare, rifiuti, legna (esclusa la legna da ardere), biocombustibili, biogas

Tabella 5.1: Energia da FER in equivalente fossile sostituito (Fonte: ENEA, 2009)

L'incremento percentualmente più significativo, pur restando su valori assoluti molto bassi, proviene da fonti non tradizionali quali l'eolico, il fotovoltaico, i rifiuti e le biomasse (legna, biocombustibili, biogas), che passano, sul totale delle rinnovabili, da poco più del 14% del 2000 al 34% del 2008.

Un esame del contributo energetico, in termini di ktep di energia primaria sostituita, fornito negli ultimi cinque anni da alcune tipologie di fonti rinnovabili, evidenzia gli andamenti che seguono:

- L'idroelettrico, che fornisce la quota più rilevante, è caratterizzato da una forte fluttuazione da attribuire a fattori di idricità;
- La geotermia mostra un contributo relativamente costante, che nel periodo considerato oscilla intorno a 1,4 Mtep;
- Per quanto riguarda le altre rinnovabili, si evidenzia nel 2008 il buon incremento della produzione eolica (+20%) e la sorprendente crescita dei biocombustibili (+227%). Meno marcati, invece, gli aumenti di biomassa legnosa (+5%) che si attesta su valori ancora lontani da quelli tipici dei Paesi europei, dei rifiuti (+3%) e dei biogas (+11%);
- Molto bene inoltre le produzioni da fonti solari, quali il solare termico (+44%) e il fotovoltaico (quasi quattro volte rispetto al 2007).

5.3 – LA PRODUZIONE DI CALORE DA FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI IN ITALIA

Nel 2008 la produzione di calore da fonti rinnovabili (i dati di questo Paragrafo, comunque, sono delle stime, effettuate da GSE ed ENEA, quindi non dati certi) è stata stimata pari a quasi 60000 TJ negli impianti industriali (legna e assimilati, compreso calore da cogenerazione), rimanendo sostanzialmente invariata rispetto a quella dell'anno precedente, e in 73500 TJ circa nel settore civile (legna da ardere e teleriscaldamento a biomasse): le stime sono visualizzate in Figura 5.1.

Quest'ultimo dato può essere considerato approssimato per difetto in quanto tiene conto esclusivamente della biomassa legnosa commercializzata e rilevata dalle statistiche nazionali, mentre gran parte dei consumi di biomassa legnosa nel settore residenziale sfugge alle rilevazioni ufficiali.

A questo proposito, si consideri il caso dell'indagine statistica sulle famiglie italiane condotta per conto dell'ENEA nel 2002, che ha indicato un consumo corrispondente a circa 14 Mt di legna da ardere di tipo non commerciale (corrispondenti a circa 150000 TJ).

Un'indagine successiva, svolta a cura dalla Regione Lombardia (vedi anche "Ambiente Italia 2008"), indica per il 2004 un consumo da parte delle famiglie pari a circa 2 Mt, cioè oltre il doppio di quanto rilevato nella stessa Regione con l'Indagine ENEA del 2002; si capisce dunque come, nel campo delle stime, i risultati paiano parecchio discordanti.

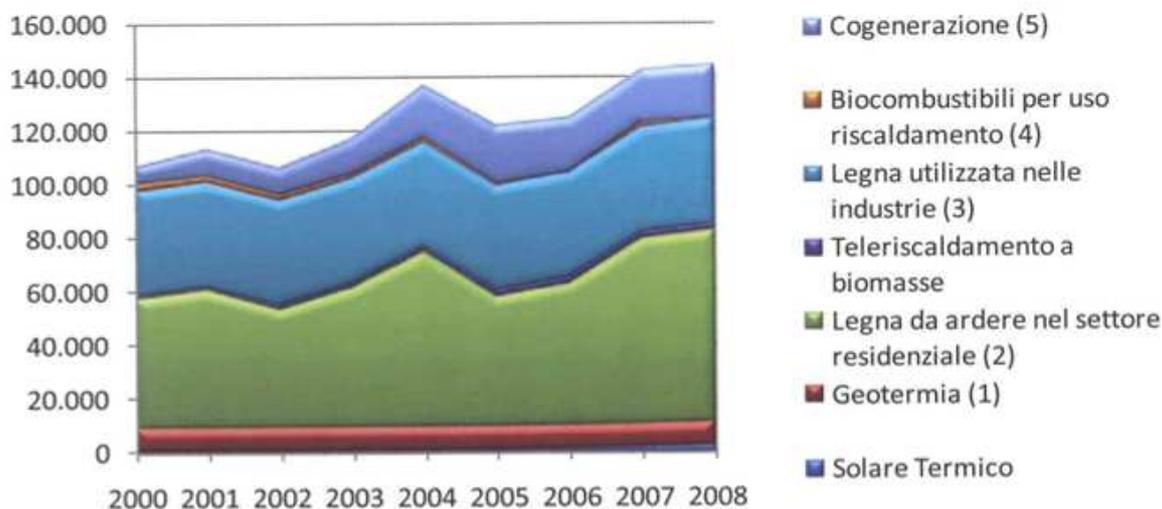


Figura 5.1: Produzione di calore da fonti rinnovabili in Italia, anni 2000-2008 (Fonte: ENEA, "Ricerca e innovazione per un futuro Low-Carbon")

Più limitato è invece l'apporto proveniente dagli utilizzi diretti dell'energia geotermica, con un dato assestato negli ultimi anni inferiore a 9000 TJ, mentre il dato del contributo solare termico è in miglioramento rispetto al 2007.

Nel 2008, infatti, la produzione di calore tramite questa fonte è stata di circa 2300 TJ, seppure la potenza installata per abitante rimanga inferiore alla media europea: in Italia si stima che siano installati circa 27,1 m² di collettori solari ogni 1000 abitanti a fronte di valori pari a 475,8 in Austria e 345,1 in Grecia e una media di oltre 57,4 m² per 1000 abitanti nei Paesi dell'UE27 (dati da "Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon", ENEA 2010).

Si ricorda comunque che quelle sull'energia termica sono sostanzialmente delle stime, di più difficile verifica rispetto a quelle relative invece alla produzione elettrica.

5.4 – IL RUOLO DEI BIOCOMBUSTIBILI

Negli ultimi anni si è verificata una variazione di tendenza nell'utilizzo finale del biodiesel, che è passato dal quasi totale uso per riscaldamento all'attuale tendenza che vede l'utilizzo in autotrazione prevalere su quello per il teleriscaldamento (vedi Figura 5.2).

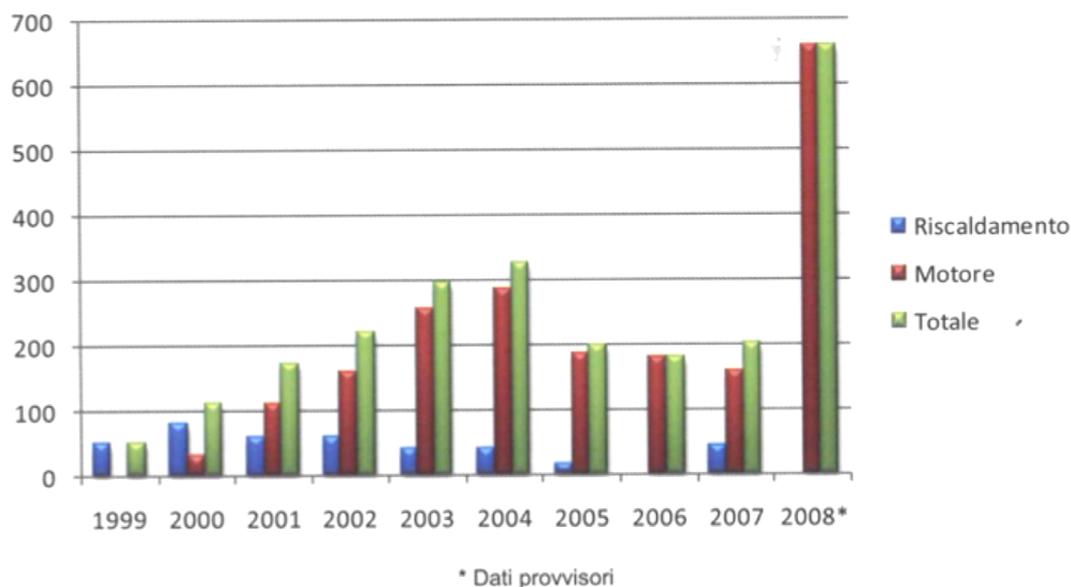


Figura 5.2: Produzione lorda di biodiesel per finalità di utilizzo (in migliaia di Tonnellate; Fonte: “Ministero Sviluppo Economico” e ENEA, “Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon”)

Nel 2008 la produzione lorda di energia da biodiesel corrisponde ad oltre tre volte quella del 2007.

Per il 2008 è stata stimata da tale fonte una sostituzione di energia primaria pari a oltre 23700 TJ, in netta ripresa rispetto a quella del 2007 (7272 TJ) e per la prima volta superiore al livello di produzione del 2004.

Alla crescita del settore ha contribuito il recente aumento della quota minima vincolante di biocarburanti sul totale dei carburanti fossili immessi in consumo (l'obbligo è fissato al 3% dalla Legge Finanziaria del 2008, citata nel Capitolo precedente) e l'aliquota d'accisa agevolata per i biodiesel.

5.5 – L'EVOLUZIONE DELLE FER IN ITALIA NEL PERIODO 1995-2008

Nel 2008 la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili è stata di quasi 60 TWh, corrispondente al 16,7% del consumo interno lordo (come si evidenzia in Figura 5.3, fonte: ENEA, "Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon").

Il dato del 2008 mostra una produzione nazionale di energia elettrica nuovamente in crescita (+21%) dopo il calo dell'anno precedente e superiore anche al picco del 2004 (55,7 TWh), registrando inoltre il valore più alto dal 1995.



Figura 5.3: Produzione di energia elettrica in Italia da fonti rinnovabili (Anni 1995-2008; Fonte ENEA su dati Terna ed ENEA, 2010, "Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon", ENEA 2010)

La Direttiva 77/2001 per la promozione delle energie rinnovabili nei mercati interni dell'energia elettrica ha individuato per l'Italia un obiettivo indicativo di produzione dell'energia rinnovabile pari al 25% del totale per l'anno 2010.

Risulta pertanto utile soffermarsi ad analizzare i dati con l'ottica di evidenziare le criticità del settore nel raggiungimento degli obiettivi europei e nazionali di sviluppo.

Nei dati relativi alla produzione degli ultimi anni è possibile identificare variabili congiunturali, quali la ridotta idricità, e variabili riconducibili a sistemi di regolazione

ed incentivazione delle energie rinnovabili, non sufficienti ed inefficienti al raggiungimento degli obiettivi di sviluppo.

Inoltre, il progressivo incremento della domanda finale di energia elettrica ha reso più difficile un incremento della quota percentuale delle rinnovabili sul totale, pur in presenza di una crescita della loro produzione in termini assoluti.

5.5.1 – FONTE IDROELETTRICA

Per quanto riguarda la generazione idroelettrica, che rappresenta il 70% circa della produzione rinnovabile nazionale, il 2008 è stato un anno di ripresa. Dopo il picco negativo verificatosi nel 2007, la produzione del 2008 è tornata a crescere (+27%) fino a 41,6 TWh, ma resta comunque al di sotto del livello del 2001 (46,8 TWh): tale andamento è riportato in Figura 5.4.

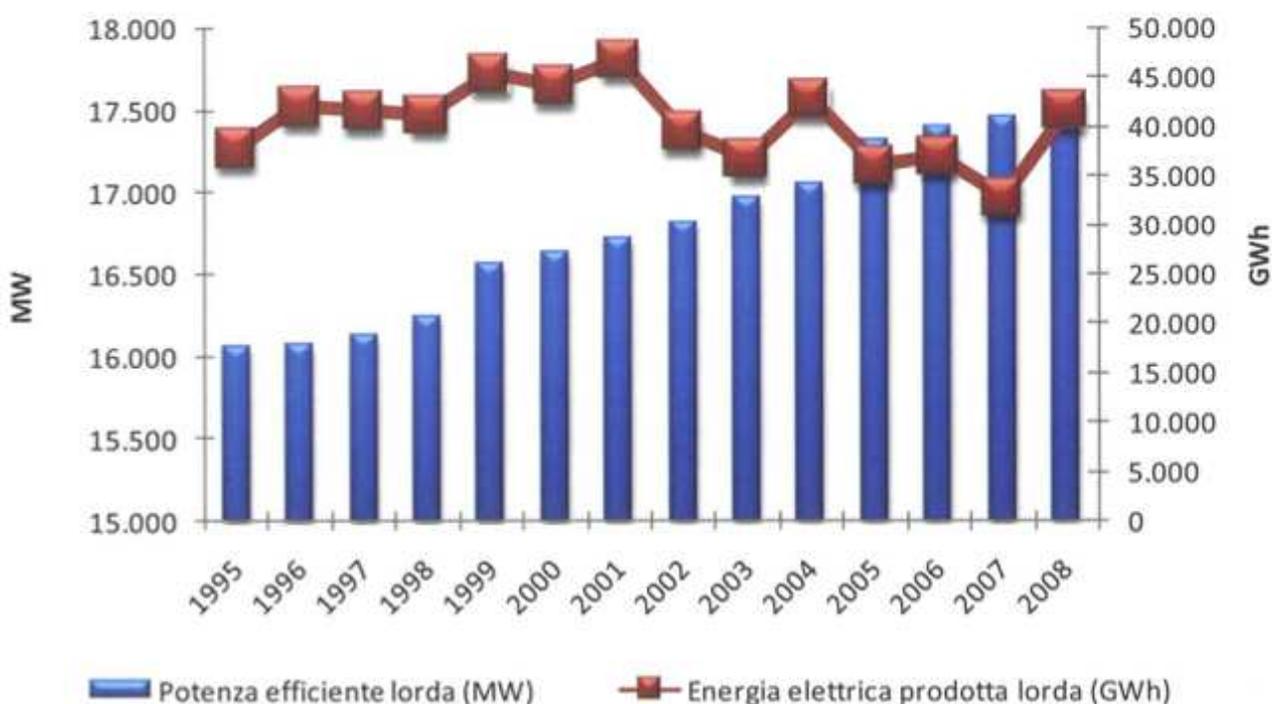


Figura 5.4: Potenza idroelettrica installata ed energia prodotta in Italia (Anni 1995-2008; Fonti: Enel -1992/1998- ; GRTN -1999/2004- ; Terna -2005/2009; fonte: ENEA, “Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon”)

5.5.2 – LE FONTI EOLICA, FOTOVOLTAICA E GEOTERMICA

La generazione eolica continua la sua crescita, arrivando a quasi 5 TWh nel 2008.

La generazione geotermica, seconda per importanza nel contributo nazionale con 5,5 TWh, è risultata sostanzialmente stabile.

Si evidenzia inoltre la netta crescita del settore fotovoltaico la cui produzione elettrica è passata dai 116 GWh del 2007 a 450 GWh nel 2008 (Fonte: ENEA, “Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon”, ENEA 2010): tale andamento è riportato nel grafico di Figura 5.5, anch’esso proveniente dalla pubblicazione ENEA.

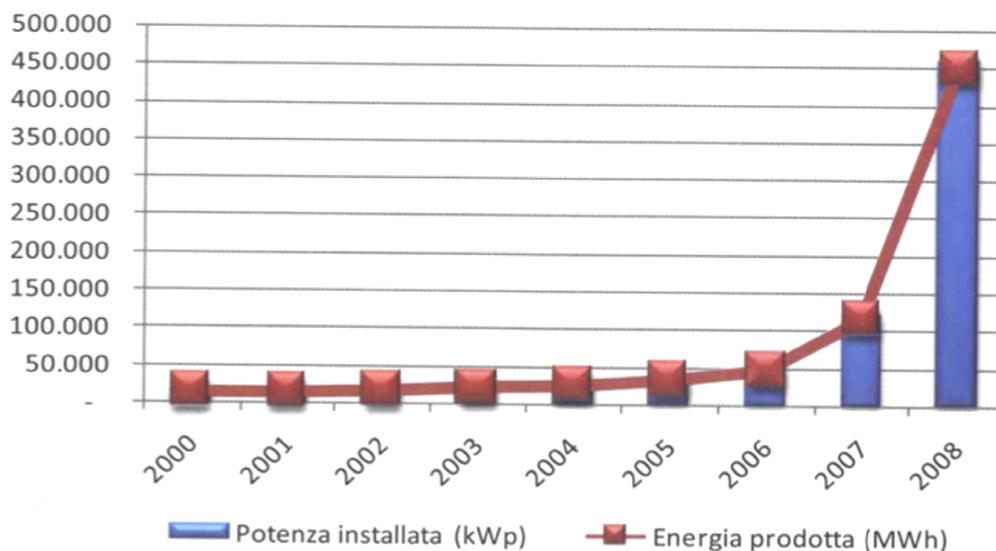


Figura 5.5: Potenza fotovoltaica installata ed energia prodotta in Italia (Anni: 2000-2008, Fonte: IEA, PVPS 2009, ENEA, “Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon”, ENEA 2010)

5.5.3 – LA FONTE A BIOMASSA

La generazione da biomassa (legna, biogas e RSU), che dovrebbe sostenere la crescita del contributo delle rinnovabili nel nostro Paese, ha registrato una crescita limitata, pari a 0,5 TWh, tra le più basse negli ultimi anni.

Tali valutazioni sono esplicitate in Figura 5.6 (fonte: ENEA 2010).

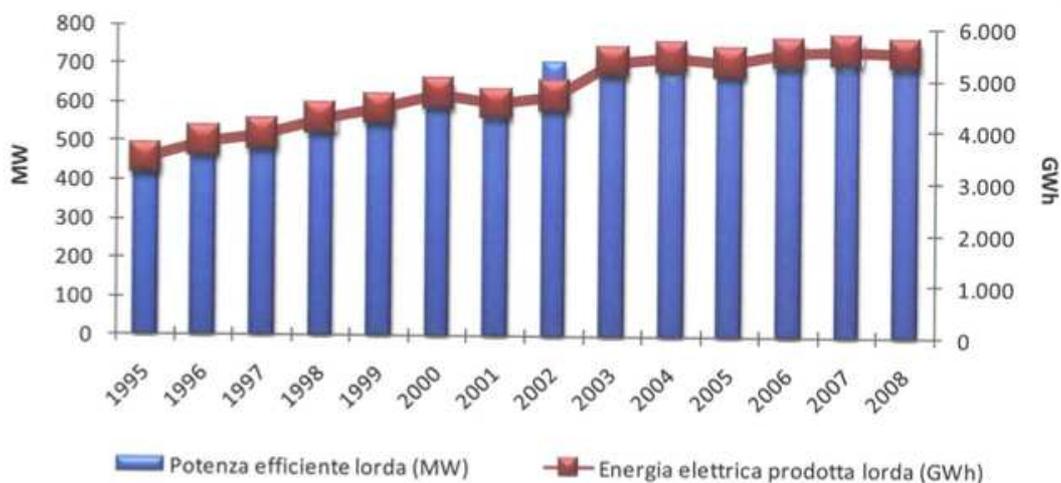


Grafico: Potenza geotermoelettrica installata ed energia prodotta in Italia (Anni: 1995-2008; Fonte: ENEA 2010)

Il dato relativo alle biomasse comprende inoltre la generazione da rifiuti anche non biodegradabili, che sono di fatto esclusi dalla qualificazione di energia rinnovabile ai sensi dell'energia utile al raggiungimento degli obiettivi indicati dalla Direttiva 77/2001: il riassunto della produzione elettrica è riportato in Figura 5.7 (da ENEA).

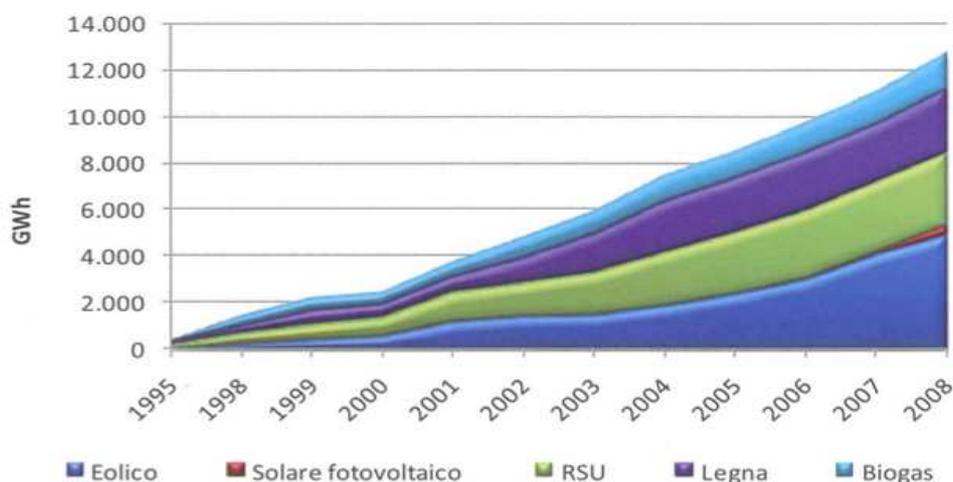


Figura 5.7: Energia elettrica prodotta in Italia da fonti rinnovabili non tradizionali (Anni: 1995-2008; Fonte: ENEA, Terna)

5.6 - IL RUOLO DELLE FER IN ITALIA NEL MEDIO E LUNGO PERIODO

Gli scenari energetici presentati nelle ultime due edizioni del Rapporto ENEA “Analisi e Scenari” (Luglio 2008 e Luglio 2009) mostrano come sia tecnicamente possibile lo spostamento del sistema energetico italiano lungo un sentiero di sviluppo coerente con gli obiettivi delle politiche energetiche e ambientali, già implementate (per il breve/medio periodo) o in via di definizione (per il lungo periodo).

Essi mostrano infatti come:

- Nel medio periodo (2020), sia possibile il pieno raggiungimento degli obiettivi europei sulle fonti rinnovabili e un “sostanziale avvicinamento” agli obiettivi sulle emissioni di CO₂.
- Nel lungo periodo (2040), sia possibile intraprendere una traiettoria di sviluppo in grado di determinare riduzioni delle emissioni di CO₂ in linea con l’auspicio condiviso dai leader di tutti i Paesi industrializzati di un dimezzamento delle emissioni mondiali entro il 2050.

Il raggiungimento di tali obiettivi è reso possibile da un lato mediante investimenti in ricerca e innovazione tecnologica nelle filiere industriali dei settori delle tecnologie energetiche “low-carbon”, rinnovabili in primis, da un altro lato promuovendo il ricorso a modelli di utilizzazione dell’energia finalizzati all’efficienza e al risparmio energetico.

Tali investimenti hanno l’effetto di avvicinare al mercato le nuove tecnologie e diffondere il ricorso a quelle esistenti, creando in tal modo un effetto complessivo di accelerazione verso la de carbonizzazione del sistema energetico.

Gli scenari ENEA di accelerazione tecnologica mostrano come l’effettivo raggiungimento di questi obiettivi richieda una profonda trasformazione del modo di produrre e consumare l’energia.

Il modello utilizzato per l’elaborazione degli scenari, caratterizzato da una rappresentazione dettagliata delle tecnologie presenti e future del sistema energetico, ha permesso di valutare il contributo potenziale e il costo marginale delle diverse tecnologie energetiche in grado di ridurre l’impatto ambientale dell’uso dell’energia.

L’analisi di riferimento condotta dall’ENEA (vedi “Le Fonti Rinnovabili 2010: Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon”, ENEA 2010) è stata appunto finalizzata

a valutare gli effetti di misure di politica energetica e ambientale coerenti con la filosofia degli obiettivi in via di definizione a livello europeo e internazionale. L'analisi parte da uno scenario di riferimento (RIF), che rappresenta l'evoluzione tendenziale del sistema in assenza di interventi di politica energetica e ambientale, e che costituisce quindi anche la traiettoria rispetto alla quale si confrontano gli scenari di riferimento.

Il passo successivo è costituito da due scenari "di intervento", definiti dall'ENEA "ACT" e "ACT+". Per le sue caratteristiche, quest'ultimo rappresenta uno scenario di particolare rilievo, per cui le valutazioni delle possibilità di penetrazione delle differenti fonti energetiche rinnovabili sono state valutate a partire da tale scenario.

5.6.1 - CARATTERISTICHE DEGLI SCENARI ENEA PER LA VALUTAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI

Tali scenari sono stati ripresi dalla pubblicazione dell'ENEA, "Le Fonti Rinnovabili 2010, Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon", ENEA 2010).

1) SCENARIO "DI RIFERIMENTO"

Tendenze demografiche da proiezioni ISTAT, tendenze macroeconomiche di breve-medio periodo secondo previsioni di consenso aggiornate alla primavera 2009, di lungo periodo in linea con i tassi di crescita storici di lungo periodo, prezzi dell'energia in linea con IEA-ETP2008.

Lo scenario di riferimento è "a legislazione vigente": dal punto di vista delle politiche energetiche e ambientali esso tiene dunque conto solo delle misure pienamente implementate alla metà del 2008, mentre non include tutte le misure a quella data ancora ipotetiche, possibili o perfino probabili.

2) SCENARIO "ACT"

Segue la filosofia degli scenari "ACT" dell'ETP2008, basati sull'accelerata penetrazione sul mercato di tecnologie energetiche già esistenti o in una fase di sviluppo avanzato, anche grazie all'adozione di politiche e misure in grado

di rendere conveniente l'adozione di tecnologie a ridotto utilizzo di carbonio fino a un costo addizionale di 25 €/t di CO₂.

Si considerano interventi di incremento dell'efficienza energetica in linea con il Piano d'azione italiano per l'efficienza energetica (inviato alla Commissione Europea relativamente agli obiettivi per il 2016, secondo la Direttiva 2006/32/EC) "esteso" al 2020.

Si considera un'estensione degli incentivi alla generazione da fonti rinnovabili e alla penetrazione dei biocarburanti nei consumi per trasporto, fino al raggiungimento del potenziale accessibile al 2020 secondo il Position Paper del governo italiano.

Si valuta uno sfruttamento solo marginale del potenziale di riduzione dei consumi, corrispondente alle opzioni di "risparmio energetico", cioè ottenibile mediante un uso più razionale dell'energia.

3) SCENARIO "ACT+"

E' uno scenario esplorativo del "trade-off" esistente tra incremento dei costi del sistema energetico e avvicinamento agli obiettivi sia di medio che di lungo periodo: simile allo scenario ACT all'orizzonte 2020, all'orizzonte 2040 si avvicina progressivamente alla filosofia degli scenari BLUE dell'ETP2008, che si pongono l'obiettivo di una riduzione, entro il 2050, delle emissioni di CO₂ del 50% su scala globale.

Si tratta dunque dello scenario ACT rafforzato dall'aggiunta di politiche e misure in grado di rendere conveniente l'adozione di tecnologie a ridotto utilizzo di carbonio, ancora in fase di sviluppo (il cui progresso e successo finale sono cioè difficili da prevedere), il cui costo, a piena commercializzazione, raggiunge i 75 €/t nel 2020, in ulteriore aumento fino a 150 €/t (200 \$/t) nel 2030.

Si considera un significativo sfruttamento del potenziale di riduzione dei consumi, corrispondente alle opzioni di "risparmio energetico", mediante la riduzione della domanda di servizi energetici in risposta all'incremento del costo dell'energia.

5.6.2 - SVILUPPO DELLE FONTI RINNOVABILI NEL MEDIO PERIODO (2020) E POTENZIALE RAGGIUNGIBILE

Le misure di promozione delle fonti rinnovabili considerate negli scenari di “accelerazione tecnologica” mirano a raggiungere il potenziale accessibile di sfruttamento stimato per il 2020 nel “Position Paper” del governo italiano (il documento presentato nel 2007, di cui si è parlato nel Capitolo precedente, e che ha costituito la prima “base di discussione” in materia di politiche energetiche comunitarie).

La Figura 5.8 evidenzia il peso che questo sviluppo delle fonti rinnovabili può avere sulla riduzione delle emissioni di anidride carbonica in un ambizioso scenario di politiche e misure energetiche e ambientali, quali lo scenario ENEA “ACT+”: l’insieme delle diverse rinnovabili rappresenta il 23% della riduzione complessiva delle emissioni determinata dallo scenario.

Di questo, il 10% viene dalla crescita della generazione elettrica da rinnovabili, nel medio periodo soprattutto l’eolico on-shore, il 6% da un maggior uso di rinnovabili per usi termici (2% solare termico e 4% altre rinnovabili termiche), il restante 7% dai biocombustibili, che per la maggior parte sono però importati.

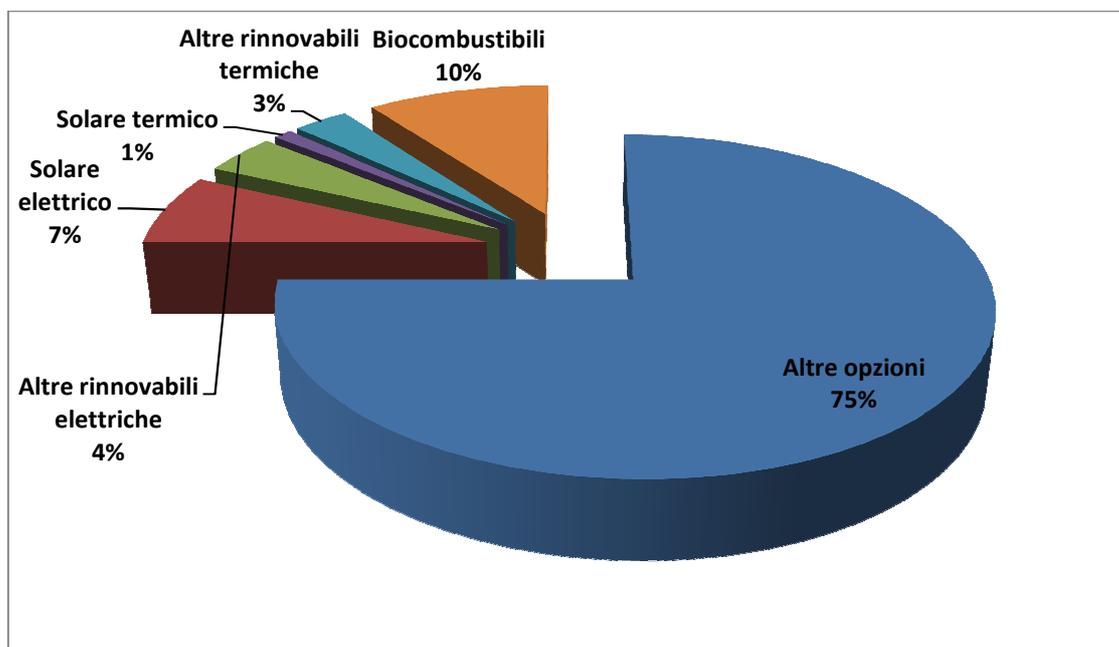


Figura 5.8: Contributo delle fonti rinnovabili alla riduzione delle emissioni di CO2 nello scenario “ACT+” rispetto allo scenario di riferimento (Fonte: “Ricerca e innovazione per un futuro low-carbon”, ENEA, 2010)

Complessivamente, come si può vedere considerando la Tabella 5.2 riportata nella pagina successiva, tra il 2005 e il 2020, la produzione di energia rinnovabile aumenta in modo significativo giù nell'evoluzione di riferimento del sistema energetico italiano, passando dai 6,7 Mtep del 2005, ai 14,4 Mtep del 2020, con una quota di FER sui consumi totali di energia primaria che circa raddoppia.

Nello scenario "ACT+", la produzione al 2020 è oltre i 21 Mtep, corrispondenti ad un aumento percentuale dei consumi primari quasi doppio rispetto a quello dello scenario di riferimento. E' significativo come tale valore sia vicino ai circa 24 Mtep che nel Position Paper del governo italiano sono considerati il massimo potenziale accessibile dal Paese. Nello scenario "ACT+" l'energia generata da ogni singola fonte rinnovabile è infatti sostanzialmente allineata ai valori individuati nel Position Paper, e nettamente superiore a quella ottenibile dall'evoluzione tendenziale del sistema.

La differenza tra il potenziale e lo scenario "ACT+" è spiegata in primo luogo (0,9 Mtep) dal minore import di biocombustibili che si registra nello scenario, dovuto al fatto che 3,3 Mtep di biocombustibili sono già ampiamente sufficienti a raggiungere l'obiettivo di una quota del 10% dei consumi di carburanti per l'autotrazione.

Nello scenario di intervento si verifica comunque un aumento di circa 3 Mtep rispetto ai valori del 2005, quasi completamente attribuibile all'import.

Tra le biomasse, in entrambi gli scenari quelle per usi termici nel settore civile presentano l'incremento maggiore rispetto al 2005, +3,2 Mtep nel caso tendenziale e +4,6 Mtep in quello alternativo.

Nell'insieme delle fonti rinnovabili, il ruolo delle biomasse è certamente il più rilevante, almeno nel breve periodo. Considerando le possibilità di sfruttamento nella generazione elettrica, nella produzione termica e come biocarburanti, esse rappresentano infatti più della metà tanto del potenziale accessibile che dell'effettiva produzione di energia rinnovabile che si registra nello scenario "ACT+".

D'altra parte, è noto come sia difficile arrivare all'effettivo sfruttamento di risorse così diverse ("tutte le sostanze di origine biologica, sia vegetale che animale, disponibili per impieghi energetici"). Lo stesso potenziale economico delle biomasse è fortemente dipendente da un ampio numero di variabili economiche, pratiche, politiche.

Una valutazione approssimata richiederebbe di affiancare ai modelli tecnico-economici del sistema energetico, modelli sull'utilizzo della terra, e considerare anche le interazioni tra l'utilizzo della terra per la produzione di bioenergia e il suo utilizzo per la produzione di cibo.

A questo si aggiunge il fatto che le diverse biomasse possono essere utilizzate lungo molti “percorsi” alternativi, in quanto ciascuna di esse può essere sfruttata mediante diverse tecnologie.

Ognuno di questi percorsi è però caratterizzato dalla presenza di barriere di diverso tipo, che vanno oltre quelle della semplice competitività tecnico-economica: tra queste, il costo della produzione dedicata della materia prima, il costo della logistica per renderla disponibile (possibilità e costi di stoccaggio e trasporto), la competitività economica delle diverse tecnologie di conversione.

Produzione elettrica (lorda) da rinnovabili (TWh)				
	2005	Scenario di riferimento	Scenario ACT+	Position Paper - Potenziale complessivam. accessibile
		2020	2020	2020
grande idro	28.5	28.7	28.7	30.72
mini idro	7.5	7.0	7.1	12.43
geotermica	5.3	7.8	8.9	9.73
eolica	2.4	13.2	20.4	22.6
solare	0.0	1.9	8.5	13.2
biomassa+biogas	6.2	10.2	11.1	14.5
Totale ELETTRICITA' (TWh)	49.9	68.9	84.6	103.2
Totale ELETTRICITA' (Mtep)	4.3	5.9	7.3	8.9
<i>produzione da pompaggi</i>	7.1	7.1	7.1	
<i>totale compreso pompaggi</i>	56.9	76.0	91.7	
<i>consumo interno lordo (C.I.L.)</i>	352.8	405.2	376.5	
quota F.E.R. su C.I.L.	14%	17%	22%	
Energia termica da rinnovabili (Mtep)				
	2005	Scenario di riferimento	Scenario ACT+	
		2020	2020	
Calore geotermico	0.21	0.20	0.90	0.96
Solare termico	0.03	0.30	0.83	1.12
Biomasse per il settore civile	1.38	4.56	5.97	5.57
Cogen. e teleriscaldam. da biomasse	0.50	2.06	3.23	3.74
<i>Totale biomasse</i>	<i>1.88</i>	<i>6.62</i>	<i>9.20</i>	<i>9.31</i>
Biocarburanti nazionali	0.30	0.56	0.52	0.61
Biocarburanti da import		0.77	2.77	3.59
<i>Totale biocombustibili</i>	<i>0.30</i>	<i>1.33</i>	<i>3.29</i>	<i>4.20</i>
Totale CALORE (Mtep)	2.42	8.45	14.22	15.59
<i>% biocomb. su benzina/gasolio autotrazione</i>	<i>0.8%</i>	<i>3.3%</i>	<i>10.1%</i>	
TOTALE GENERALE FER	6.7	14.4	21.5	24.5

Tabella 5.2: Produzione di energia da fonti rinnovabili negli scenari ENEA (valori espressi in Mtep – Fonte: ENEA, “Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon”)

In definitiva, nello scenario “ACT+” la sola produzione di calore da rinnovabili arriva complessivamente nel 2020 a circa 14 Mtep, rispetto ai circa 8,5 Mtep dello scenario di riferimento e ai 2,4 Mtep del 2005 (Fonte: ENEA, “Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon”). Ma condizione necessaria perché questo sfruttamento così rilevante sia davvero effettivo è la realizzazione di un’efficace catena dell’offerta.

Per quanto soggetto comunque a diverse variabili, l’effettivo sfruttamento delle altre rinnovabili per la generazione elettrica (come si può considerare ancora dalla Tabella precedente) dipende invece in modo più diretto dalla competitività economica delle diverse fonti e delle relative tecnologie, quindi dall’esistenza di un efficace meccanismo di incentivazione.

Nello scenario “ACT+”, l’ipotesi di una continuazione del meccanismo di incentivazione attualmente esistente, sia pure con incentivi unitari in diminuzione, risulta sufficiente a determinare uno sfruttamento pressoché completo del potenziale stimato dal Position Paper, con l’eccezione del mini-idroelettrico e delle biomasse di maggior costo.

In questo caso, un elemento di rilievo da considerare riguarderà probabilmente l’effettiva capacità di mobilitare una massa di investimenti molto ingenti, superiori (per l’insieme delle fonti rinnovabili) ai 25 miliardi di € in ciascuno dei decenni compresi tra il 2010 e il 2040.

5.6.3 - SVILUPPO DELLE FONTI RINNOVABILI E OBIETTIVI EUROPEI AL 2020

Se si considera l’evoluzione tendenziale del sistema, a legislazione invariata, l’obiettivo di una quota di fonti rinnovabili pari al 17% dei consumi di energia appare particolarmente critico: nel 2005 tale quota rappresentava circa il 5,2% dei consumi primari di energia (il 4,6% dei consumi finali, vedi Tabella 5.3, che l’evoluzione tendenziale porterebbe nel 2020 al 10,6%; fonte: ENEA, “Le fonti rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon”).

L’evoluzione del sistema energetico descritta nello scenario ENEA “ACT+” consente invece il sostanziale raggiungimento dell’obiettivo del 17%. Si tratta di un

risultato di rilievo, reso possibile dal sostanziale raggiungimento di tutti i valori di potenziale accessibile al 2020 per ciascuna delle fonti rinnovabili considerate, e dalla contemporanea significativa riduzione dei consumi finali di energia.

La Tabella 5.3 fornisce indicazioni sui diversi obiettivi relativi alle fonti rinnovabili stabiliti in sede europea.

		RIF	ACT+
	2005	2020	2020
Industry			
TFC	41.8	38.2	35.5
Electricity Consumption	13.2	13.4	12.3
Final RE Consumption	0.3	0.8	1.3
% RE for heat	0.9%	3.4%	5.6%
Other Sectors (Households, Services, Agriculture)			
TFC	50.0	54.1	48.7
Electricity Consumption	12.8	15.3	14.1
Final RE Consumption	1.8	7.1	9.9
% RE for heating	4.4%	18.4%	28.7%
	0		
Total Consumption in Industry and Other sectors	91.78	92.36	84.23
Total Electricity Consumption in Industry and Other sectors	25.8	28.7	26.5
Total RE input for heat in Industry and Other sectors	1.9	8.0	11.2
Target 1. % RE to total final heat needs <i>(RE input and total heat output of CHP plants not included)</i>	2.9%	12.5%	19.4%
RES Electricity target			
TFC of electricity	26.8	29.80	27.84
Total gross electricity consumption	30.3	34.85	32.38
Electricity generation from RE	4.2	5.57	6.78
<i>RE-e to total final electricity consumption</i>	15.6%	18.7%	24.4%
Target 2. RE-e to total gross electricity consumption	13.7%	16.0%	21.0%
Transport / biofuel target			
TFC	44.0	46.8	44.0
Total fuel use in transport	43.1	46.7	41.9
total electricity consumption in transport	0.9	1.1	1.4
TFC of petrol and diesel for transport	37.4	36.4	31.4
Consumption of biofuel for transport	0.2	1.3	3.3
Target 3. % of biofuels in petrol and diesel cons. for road transport	0.4%	3.7%	10.5%
	138.6		
Total Final Energy Consumption	135.7	140.2	127.5
Total Primary Energy consumption	186.7	191.5	173.7
RE, final	8.2	14.9	21.3
RE, primary	9.8	16.7	21.0
% of RE (final) to TFC	4.6%	10.6%	16.7%

Tabella 5.3: Energia da rinnovabili negli scenari ENEA (Mtep) e obiettivi europei (Fonte: ENEA, 2010, “Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon”)

E' però il caso di sottolineare come l'effettivo raggiungimento dell'obiettivo dipenda (come definito da ENEA all'interno della pubblicazione "Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon") da alcuni fattori chiave:

- Il peso rilevante dei consumi finali nei trasporti (settore in cui è più complessa un'effettiva massiccia penetrazione di rinnovabili, e tutt'altro che scontato il raggiungimento dei valori previsti dallo scenario per i biocombustibili, per la gran parte importati) e il ritardo nel raggiungimento dei target nel settore elettrico.
- Il fatto che le stime di potenziale tecnico relativo alle fonti rinnovabili evidenziano come sia difficile ipotizzare incrementi ulteriori della produzione da tali fonti energetiche rispetto a quanto mostrato dagli scenari di intervento.
- La difficoltà di ipotizzare riduzioni dei consumi energetici significativamente maggiori di quelle previste nello scenario "ACT+", per cui anche sul fronte del "denominatore" del rapporto tra energia rinnovabile e consumi finali di energia i margini di manovra appaiono piuttosto esigui.

5.6.3.1 - QUOTA DI CALORE DA FER SUI CONSUMI FINALI PER USI TERMICI (20% AL 2020)

Riguardo al peso relativo del calore da fonti rinnovabili sui settori di uso finale, la produzione di calore da fonti rinnovabili rappresentava nel 2005 il 3% circa dei consumi finali per usi termici.

La quota è più elevata nel settore civile (4,4%), mentre è inferiore all'1% nell'industria. Tale divario settoriale, nelle previsioni ENEA (vedi "Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon", ENEA 2010), sembra destinato a mantenersi, sia nello scenario di riferimento che nello scenario di accelerazione tecnologica.

Grazie al mix di interventi delineato in quest'ultimo, però nel 2020 la quota di calore da fonti rinnovabili passerebbe dal 12,5% dello scenario di riferimento a poco meno del 20% nello scenario "ACT+", in quest'ultimo caso grazie anche alla significativa contrazione dei consumi energetici che caratterizza lo scenario stesso.

5.6.3.2 - QUOTA DI ENERGIA ELETTRICA DA FER SUL CIL DI ENERGIA ELETTRICA (21% AL 2020)

L'evoluzione tendenziale delineata nello scenario di riferimento potrebbe la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili dal 13,7% del consumo interno lordo del 2005 (figura) al 16% nel 2020. Si sottolinea come alla base dello scenario tendenziale vi sia un'ipotesi specifica riguardo al meccanismo di incentivazione delle rinnovabili: che l'obbligo di immettere nella rete nazionale una quantità di energia elettrica prodotta da nuovi impianti FER resti fermo al 3,05% fissato nel 2007. Le misure di sostegno previste negli scenari di riferimento consentono invece di raggiungere nel 2020 il 21% di produzione elettrica da rinnovabili rispetto al consumo interno lordo di energia elettrica (la Direttiva 2001/77/EC della Commissione Europea prevede l'obiettivo di una quota del 22% al 2010) e il 24% dei consumi elettrici finali.

5.6.3.3 - QUOTA DI BIOCARBURANTE SUL CONSUMO DI CARBURANTI PER IL TRASPORTO (10% al 2010)

I biocarburanti coprono lo 0,4% dei consumi di carburanti per il trasporto. Tale quota, in gran parte ricavata da biocarburanti di produzione nazionale, è destinata a crescere al 3,7% nello scenario di riferimento (al 2020).

Come già sottolineato, nei due scenari di intervento l'obiettivo fissato dal Consiglio europeo può essere raggiunto e superato attraverso un massiccio ricorso a biocarburanti di importazione (i $\frac{3}{4}$ del fabbisogno) e alla riduzione della domanda di combustibili fossili indotta dagli interventi di risparmio energetico nei trasporti.

5.6.3.4 - QUOTA DI ENERGIA DA FER SUL TOTALE DEI CONSUMI FINALI (17% AL 2020)

Uno dei risultati di rilievo dell'analisi di scenario riguarda la valutazione della plausibilità per il sistema energetico italiano di raggiungere la quota del 17% di fonti rinnovabili. Se si considera l'evoluzione del sistema a legislazione invariata, l'obiettivo appare particolarmente critico: nel 2005 tale quota ha rappresentato il 5% dei consumi finali di energia, che l'evoluzione tendenziale porterebbe nel 2020 a meno dell'11% (tabella, colonna RIF, ultima cifra in basso). L'obiettivo viene invece pressoché raggiunto nello scenario "ACT+" (Fonte: ENEA, "Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e innovazione per un futuro Low – Carbon, ENEA 2010).

5.7 - POTENZIALE ACCESSIBILE E SVILUPPO DELLE FONTI RINNOVABILI NEL LUNGO PERIODO (2040)

Nel lungo periodo (2040) la produzione di energia da fonti rinnovabili nello scenario "ACT+" (Fonte: ENEA, "Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e innovazione per un futuro Low – Carbon, ENEA 2010) continua a crescere in modo molto rilevante, specialmente nel settore della generazione elettrica, grazie in particolare alla fonte solare, che raggiunge la competitività di costo, mentre le altre fonti raggiungono valori molto vicini al potenziale fisico disponibile, difficilmente incrementabili ulteriormente.

Complessivamente, nel 2040 la produzione di energia termica da rinnovabili può arrivare a superare ampiamente i 20 Mtep (dai 14 Mtep circa del 2020, fonte: ENEA, "Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e innovazione per un futuro Low – Carbon, ENEA 2010)), equamente divisi tra biomasse e biocombustibili.

Il dato più rilevante di questa evoluzione sta nel fatto che gran parte dell'incremento rispetto al 2020 è legato ai biocombustibili, per la stragrande maggioranza di importazione, mentre l'uso delle biomasse aumenta solo marginalmente, sia negli usi civili che per la generazione elettrica.

Un dato, quest'ultimo, legato non tanto alla competitività di costo del combustibile e delle tecnologie che lo utilizzano, quanto alla presenza di strozzature dell'offerta, in quanto molte delle diverse tipologie di biomasse raggiungono il potenziale "fisico" di sfruttamento ipotizzato a priori.

La Figura 5.9 nella pagina seguente, mostra quanto pesa lo sviluppo delle diverse rinnovabili rispetto alla significativa riduzione delle emissioni di anidride carbonica determinata dallo scenario "ACT+", che nel 2040 arriva a dimezzare le emissioni di CO₂ del 2005.

Complessivamente, nonostante la forte crescita in valore assoluto, il contributo all'abbattimento fornito dall'insieme delle diverse rinnovabili non aumenta molto rispetto a quanto visto per il 2020, rappresentando ancora circa ¼ della riduzione totale delle emissioni determinata dallo scenario.

Considerando che di questa quota il 10% viene dalla crescita dei biocombustibili, che nello scenario sono tutti di importazione, nel lungo periodo l'opzione tecnologica principale risulta chiaramente quella solare, nelle diverse tipologie di generazione elettrica fotovoltaica (distribuita e centralizzata) e termodinamica.

Dal segmento di produzione di calore si otterrebbe un abbattimento delle emissioni dell'1% grazie al solare termico e del 3% per mezzo delle altre tecnologie (Fonte: ENEA, "Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e innovazione per un futuro Low – Carbon, ENEA 2010).

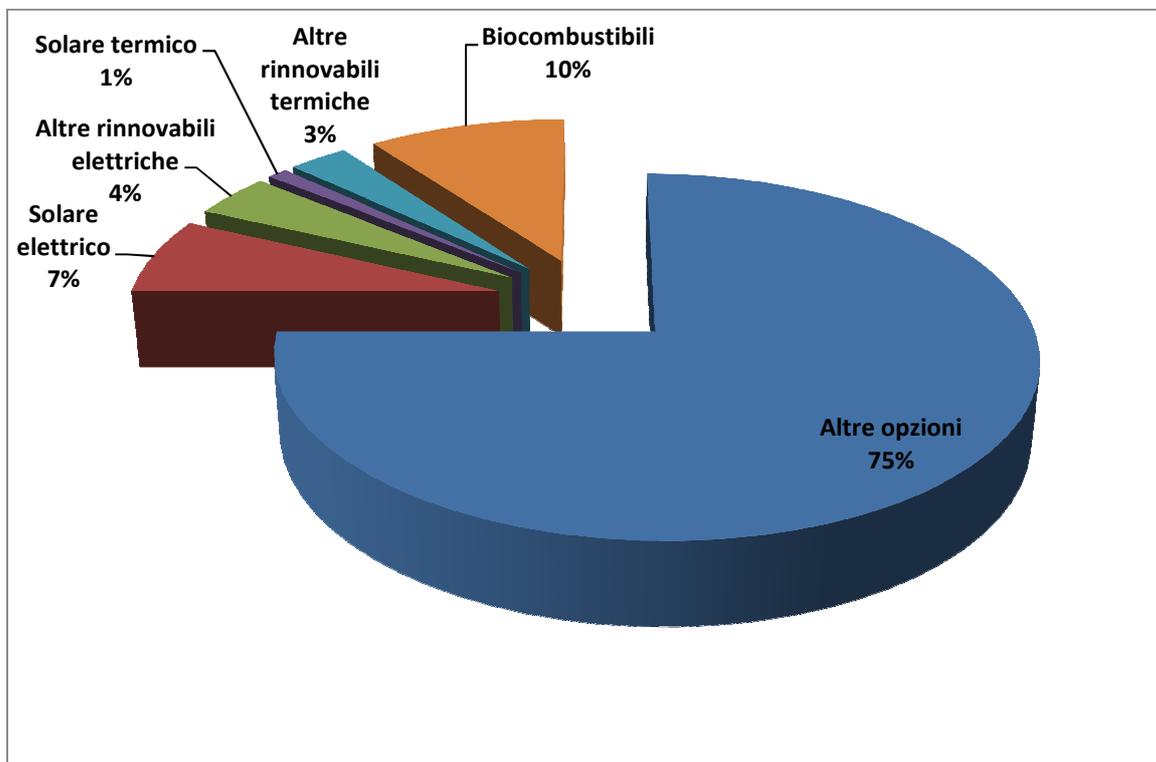


Figura 5.9: Contributo delle fonti rinnovabili alla riduzione delle emissioni di CO2 nello scenario "ACT+" rispetto allo scenario di riferimento (anno 2040; Fonte: ENEA, "Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon")

5.7.1 - LA FONTE SOLARE PRINCIPALE OPZIONE DI LUNGO PERIODO

Si è visto come nel lungo periodo (dopo il 2020) la produzione di energia da fonti rinnovabili continui a crescere in maniera molto rilevante (sempre nello scenario ENEA “ACT+”), specialmente nel settore della generazione elettrica.

Questo grazie in particolare alla fonte solare, che raggiunge la competitività di costo, risultando dunque ampiamente l’opzione tecnologica principale, nelle diverse tipologie di generazione elettrica principale (distribuita e centralizzata) e termodinamica.

La produzione di energia elettrica da solare, che nel 2020 anche nello scenario “ACT+” rappresenta ancora solo poco più del 2% della produzione elettrica totale, supera infatti l’8% nel 2030, e nel 2040 raggiunge il 15% del totale.

La Figura 5.10 mostra la dinamica degli investimenti (in termini di spesa e di capacità installata) sul solare, sia fotovoltaico che termodinamico, nello scenario “ACT+”: la realizzazione del percorso di sviluppo descritto dallo scenario richiede di movimentare una mole ingente di investimenti giù nel prossimo decennio, per un valore di circa 15 miliardi di euro.

Una somma che si ripete nel decennio successivo (2020-2030), e nel seguito dell’orizzonte temporale aumenta ancora, fino a superare i 20 miliardi di € nel periodo 2030-2040 (fonte: ENEA, “Le Fonti Rinnovabili 2010”).

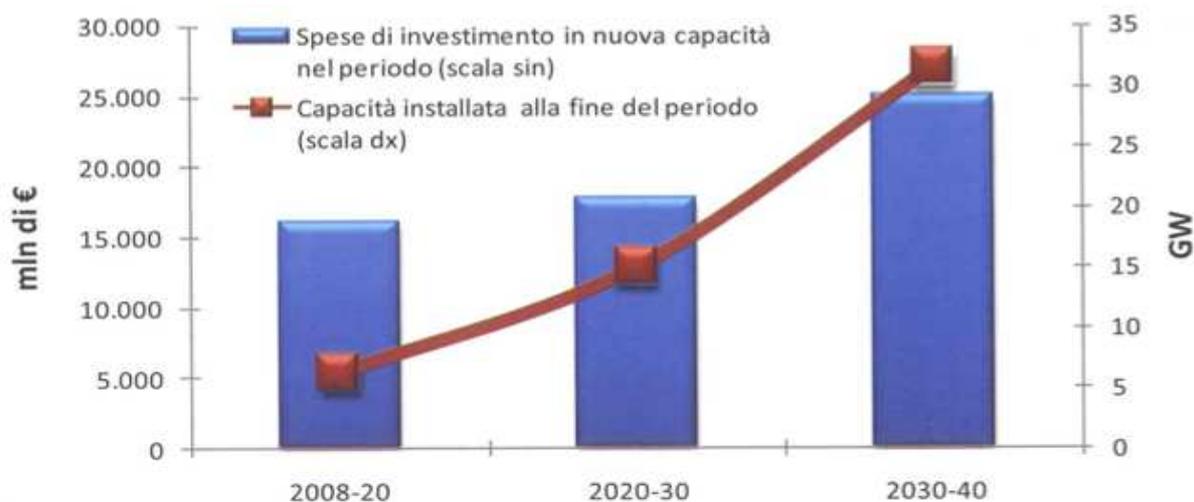


Figura 5.10: Dinamica di sviluppo della generazione elettrica da fonte solare (fotovoltaico distribuito e centralizzato e solare a concentrazione, nello scenario ENEA “ACT+”; Fonte: ENEA, 2010)

Se si ipotizza che per il solare l'industria nazionale sia in grado di soddisfare più della metà degli investimenti stimati (si vedano in proposito le valutazioni dell'Osservatorio sull'industria delle rinnovabili, contenute nel recente "Rapporto 2009 – Tendenze strategiche nell'industria delle rinnovabili"), il potenziale impatto benefico sull'economia del Paese risulta immediato.

La rilevanza di questi numeri emerge ancor di più se si considera che complessivamente gli investimenti totali in nuova capacità di generazione elettrica sono pari a circa 60 miliardi di euro nei primi due periodi evidenziati (2008-2020 e 2020-2030), e a circa 5° miliardi nel periodo 2030- 2040, corrispondenti ad una nuova capacità installata di 48 GW nel primo periodo (2008-2020), di 34 GW nel secondo (2020-2030) e di 37 GW nel terzo (2030-2040): nel lungo periodo gli investimenti in capacità di generazione da solare arrivano dunque a rappresentare fino al 40% degli investimenti totali.

La capacità installata cresce soprattutto nel lungo periodo, anche grazie all'ipotesi di una progressiva riduzione del costo della tecnologia, raggiungendo i 20 GW nel 2030 e superando i 30 GW nel 2040 (Fonte: ENEA, "Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e innovazione per un futuro Low – Carbon, ENEA 2010).

Considerato il limitato numero di ore di funzionamento degli impianti, il contributo delle diverse tecnologie in termini di abbattimento delle emissioni diviene molto significativo nel lungo periodo, a un costo che come già visto resta dell'ordine dei 100 €/t di CO₂, in conseguenza del mantenimento di pur molto limitati (e progressivamente decrescenti) incentivi lungo tutto l'orizzonte temporale.

5.8 - STIMA DEL COSTO DELL'INCENTIVAZIONE DELLE FONTI RINNOVABILI

Per una stima dei costi del sistema di incentivazione della produzione elettrica da fonti rinnovabili, ENEA (in “Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low - Carbon”) ha costruito un ulteriore scenario, nel quale si è ipotizzata un'estensione del sistema di incentivazione attuale fino al 2020, mentre per il resto del sistema energetico tiene conto solo della legislazione vigente.

In sintesi lo scenario prevede:

- Un valore del Certificato Verde, ipotizzato costante fino al 2020, pari alla media registrata negli ultimi cinque anni (2006-2010);
- Incentivi differenziati per tipo di fonte rinnovabile, secondo i coefficienti indicati dalla legislazione vigente ;
- Conto energia al solare fotovoltaico esteso al 2020, con progressiva riduzione del 4% annuo.

Alla luce delle ipotesi sopra descritte, l'ammontare complessivo dell'onere del sistema di incentivazione, previsto nello scenario in esame, raggiunge circa i 7 miliardi nel 2020 per una produzione elettrica da FER di circa 90 TWh, così come evidenzia la Figura 5.11 presente nella pagina successiva (Fonte: ENEA, “Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e innovazione per un futuro Low – Carbon, ENEA 2010).

Ovviamente questa evoluzione del sistema non è in grado di garantire di per sé il raggiungimento degli obblighi UE relativi al 17% di FER sul consumo interno lordo.

Così come detto in precedenza, nello scenario “ACT+” il raggiungimento dei target al 2020 è infatti possibile perché, all'incentivazione alle FER elettriche, sono state affiancate misure di efficienza energetica e di risparmio energetico, oltre ad una penalizzazione delle emissioni di CO₂.

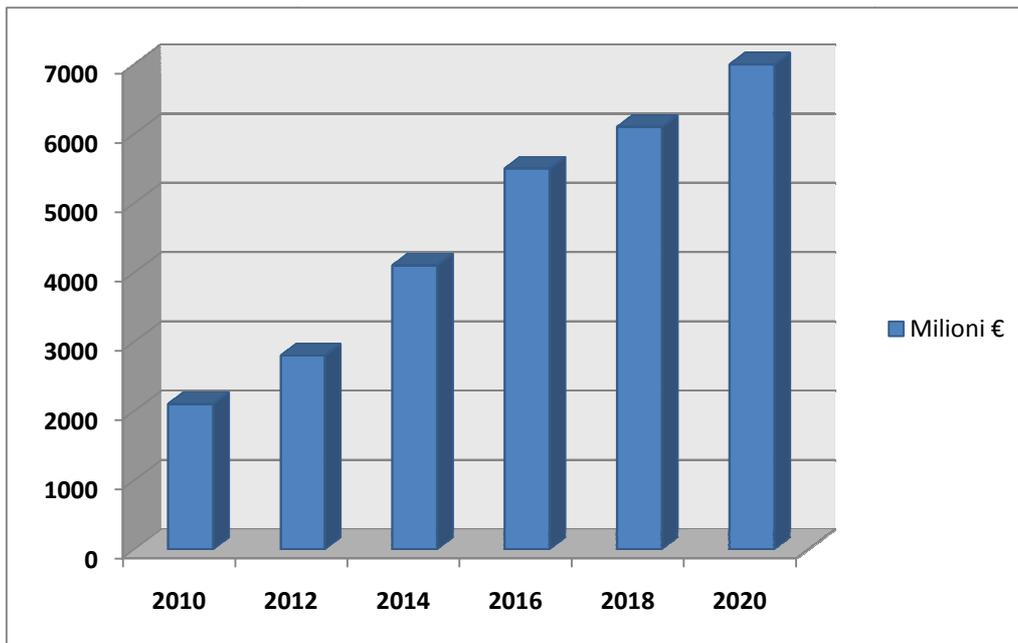


Figura 5.11: Onere complessivo dell’incentivazione delle fonti rinnovabili nello scenario tendenziale (milioni di euro; Fonte: ENEA, 2010, “Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon”)

Infine, come segnalato dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas, al di là delle cifre assolute, la crescita dei costi totali di incentivazione delle fonti rinnovabili potrebbe dar luogo a problemi di accettabilità sociale.

Laddove venisse mantenuta in vigore l’attuale modalità di finanziamento degli incentivi mediante la bolletta elettrica, questo incremento dei costi potrebbe infatti rendere più evidente l’iniquità redistributiva più volte sottolineata dall’Autorità, legata al fatto che l’incentivazione delle fonti rinnovabili è a carico dei clienti finali del sistema elettrico e non della fiscalità generale.

C’è il rischio che la strategia di progressiva estensione dell’incentivazione delle fonti rinnovabili venga a un certo punto giudicata non sostenibile.

CAPITOLO 6 – LE BIOMASSE

6.1 – INTRODUZIONE

L'importanza della produzione energetica da FER è stata fin qui analizzata inserendola all'interno di un'analisi della crisi energetico – ambientale.

Dopo aver passato in rassegna i principali strumenti tramite i quali i governi e gli Enti possono dar vita ad una politica energetica globale, c'è ora la necessità di valutare le diverse Fonti Energetiche Rinnovabili cui si può fare riferimento per attuare il processo di “riconversione energetica”, partendo dalla tecnologia a biomasse.

Andremo quindi ad analizzare le differenti filiere della biomassa, riportandone le principali caratteristiche e le tecnologie di valorizzazione più adatte, per permettere all'ente stesso di districarsi all'interno di questo quadro molto variegato.

La biomassa è energia solare legata chimicamente, è il frutto della fotosintesi clorofilliana, le piante utilizzano la luce solare, anidride carbonica e acqua per dare vita a sostanze organiche più complesse, come la cellulosa, gli zuccheri e gli oli. E' l'insieme di sostanza organica derivante da piante, animali e persone.

L'uso energetico delle biomasse può interagire positivamente, con maggiore o minore intensità a seconda dei casi, con diversi settori, in particolare con:

- *l'energia*, con un contributo non trascurabile alla riduzione delle importazioni energetiche;
- *il clima*, attraverso la riduzione delle emissioni di gas climalteranti (CO₂, CH₄, NO_x, ecc.) e di sostanze volatili tossiche (VOCs, benzene, particolato, ecc.);
- *l'indotto agricolo e industriale*, con il miglioramento delle tecniche agronomiche, lo sfruttamento di brevetti agro-industriali;
- *le diversificazioni del mercato*, con un'attenzione particolare verso i produttori agricoli dei Paesi in via di sviluppo.

Occorre tuttavia ricordare che, oltre ai contributi positivi, la coltivazione della biomassa presenta alcuni punti di debolezza e rischi che vanno attentamente valutati, quali:

- *le competizioni*, tra biocombustibili (o biocarburanti) e alimenti o altre destinazioni industriali, tra biocarburanti per autotrazione e biocombustibili per generazione di

calore e/o di elettricità;

- *la sostenibilità*, ambientale (che riguarda, ad esempio, la biodiversità, la deforestazione, ecc.), sociale (l'accettabilità di una installazione impiantistica), economica (la profittabilità di una filiera), politica (i piani di sviluppo nazionali e locali), tecnica (la maturità di tecnologie e di processi);
- *il mercato*, per l'influenza della struttura di import/export (supporto alle economie della UE nei confronti del libero mercato e della potenzialità interne) e per l'armonizzazione normativa intra/inter Paesi UE.

Il crescente interesse per l'utilizzo delle biomasse come risorsa energetica ed il pressoché unanime riconoscimento dei vantaggi legati alla diffusione delle bioenergia nel contesto economico italiano, costituiscono indubbiamente un punto di forza che aiuta ad allineare l'Italia alle altre nazioni europee ed extraeuropee.

Le molteplici realizzazioni in atto, soprattutto nel settore dell'utilizzo termico ed elettrico della fonte biomassa, rivelano una solida base industriale ed un potenziale di ricerca finalizzata molto elevato.

Tuttavia, la bioenergia non ha ancora raggiunto, in molte applicazioni, una dimensione reale di mercato, mantenendo inespresa parte della potenzialità che le competono.

Ciò è riconducibile ad una complessa serie di fattori e barriere che ne rallentano, tuttora, lo sviluppo.

In estrema sintesi, i punti di debolezza del sistema delle biomasse possono essere ricondotti ai seguenti aspetti:

- *Poca attenzione alle filiere di successo* (teleriscaldamento, teleraffrescamento, cogenerazione, biogas e biocarburanti), sia in termini di efficienza di conversione energetica, sia in termini di accettabilità sociale;
- *Debole impostazione sistemica dei progetti*, soprattutto in relazione ai pochi collegamenti fra il mondo agricolo e forestale;
- *Prearietà dei bacini territoriali di produzione di biomassa*;
- *Difficoltà ad istituire accordi di filiera pluriennali tra gli operatori del settore* (scarsità di consorzi o associazioni di impresa tra produttori agricoli, industriali e imprese di servizi per la fornitura, la prima lavorazione delle biomasse, la gestione e la manutenzione degli impianti e, infine, la distribuzione dell'energia elettrica/termica prodotta);
- *Numerosità e frammentarietà di normative sia giuridiche sia tecniche* (in Italia se ne contano più di 100 senza considerare i provvedimenti regionali);
- *Scarso coinvolgimento delle popolazioni locali*, poiché vi è ancora poca percezione dei benefici diretti connessi con l'uso energetico delle biomasse.

Inoltre, occorre tener presente che la biomassa è l'unica fonte rinnovabile che deve essere prodotta prima di essere raccolta e utilizzata.

La catena che va dalla produzione all'uso finale deve essere considerata in blocco e la relativa filiera progettata in base a criteri di efficienza, dimensione ed estensione dei bacini di approvvigionamento, oltre alla compatibilità con il contesto territoriale e socio-economico.

Alla sfida dei cambiamenti climatici dunque si può e si deve rispondere spingendo sulle soluzioni energetiche pulite ed efficienti già disponibili, che rappresentano un'occasione di sviluppo e di occupazione e promuovendo in modo più deciso la ricerca e lo sviluppo di nuove opzioni tecnologiche.

Il valore strategico degli investimenti in efficienza e rinnovabili va dunque al di là dei soli obiettivi ambientali.

6.2 - LE BIOMASSE COME FONTE RINNOVABILE DI ENERGIA

A questo punto è necessario un approfondimento concettuale sulla definizione di "biomassa come fonte di energia rinnovabile".

Le biomasse sono un insieme eterogeneo di materiali di origine organica e costituiscono una fonte energetica rinnovabile atipica caratterizzata da:

- Molteplicità di opzioni energetiche;
- Forte radicamento nell'ecosistema;
- Pluralità di usi extra-energetici;
- Vaste implicazioni sociali.

Per questo i modi per definire le biomasse sono innumerevoli e difficilmente si riesce a trovarne uno sintetico ed esaustivo allo stesso tempo.

Per semplicità ci si può rifare a quanto stabilito in alcune Direttive europee, recepite anche nel nostro Paese.

La biomassa destinata a fini energetici è definibile secondo il D.lgs. 29/12/03, n. 387 - "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità", come: "La parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani".

La biomassa rappresenta la forma più sofisticata di accumulo dell'energia solare. Questa, infatti, consente alle piante di convertire la CO₂ atmosferica in materia organica, attraverso il processo di fotosintesi, durante la crescita. In questo modo, vengono fissate complessivamente circa $2 \cdot 10^{11}$ tonnellate di carbonio all'anno, con un contenuto energetico dell'ordine di $70 \cdot 10^3$ Mtep.

La biomassa, attraverso il processo della fotosintesi, cattura la radiazione solare e la trasforma in energia chimica; essa costituisce quindi una risorsa rinnovabile ed inesauribile, se opportunamente utilizzata, per la produzione di altre forme di energia.

La biomassa utilizzabile ai fini energetici consiste in tutti quei materiali organici che possono essere utilizzati direttamente come combustibili, ovvero trasformati in combustibili solidi, liquidi o gassosi.

Delle biomasse fanno quindi parte:

- i sottoprodotti delle produzioni erbacee, arboree e delle prime lavorazioni agroindustriali;
- i sottoprodotti delle operazioni forestali, per il governo dei boschi e per la produzione di legname da opera, e delle prime lavorazioni del legno o altro (residui dei tagli dell'erba, delle foglie, ecc.);
- le colture (arboree ed erbacee) destinate specificatamente alla produzione di biocarburanti e biocombustibili;
- i reflui zootecnici destinati alla produzione di biogas;
- la parte organica dei rifiuti urbani (FORSU);
- i residui inutilizzabili di produzioni destinate all'alimentazione umana o animale (pule di cereali, canna da zucchero, ecc.).

Prima di proseguire bisogna dedicare una breve parentesi relativa all'utilizzo della FORSU (Frazione Organica dei Rifiuti Solidi Urbani) come biomassa ai fini della valorizzazione energetica.

I rifiuti urbani, come quelli industriali, sono sempre più sottoposti a processi per il recupero della frazione riciclabile, per cui c'è molta incertezza sulla percentuale di tali materiali che può essere utilizzata per produrre energia nei prossimi anni.

Attualmente solo l'8% - 10% dell'intera massa di rifiuto è usata come combustibile. Infatti dalla raccolta differenziata derivano quasi 0,9 Mt/anno di biomassa tal quale, pari a circa 100.000 t/anno di sostanza secca, mentre dalla manutenzione del verde pubblico derivano oltre 0,9 Mt/anno di biomassa tal quale, pari a circa 380.000 t/anno di sostanza secca.

La FORSU ottenibile dagli impianti di trattamento dei rifiuti esistenti o in costruzione ammonta a circa 2 Mt/anno di tal quale, pari a circa 400.000 t/anno di sostanza secca (Fonte: "ITABIA", Rapporto 2008); tale valore potrebbe in prospettiva anche quadruplicare se dovessero realizzarsi impianti in grado di trattare la totalità dei rifiuti nazionali.

L'impatto che avrebbe sulla produzione energetica rinnovabile sarebbe quindi enorme, senza contare l'aspetto ambientale, in quanto verrebbe evitata la dispersione in atmosfera del metano (una molecola di metano ha un effetto 21 volte superiore a quello di una molecola di CO₂ nel provocare l'effetto serra).

L'utilizzo dei rifiuti organici deve fare però i conti con una normativa nazionale che non ne agevola l'utilizzo, poiché il "digestato" risultante dal processo, secondo il d.lgs. 152/06, rappresenta un rifiuto dagli utilizzi limitati e sottoposto ad autorizzazione.

Altra problematica è legata alla percezione molto negativa che la popolazione ha in merito agli impianti che producono energia da FORSU, spesso scambiati per semplici “inceneritori”.

Tuttavia, il contributo dei rifiuti organici all'interno delle filiere energetiche rinnovabili sarà sempre maggiore per i seguenti motivi: in primis la facile reperibilità della materia prima, ed in secondo luogo la non competizione commerciale per l'intercettazione della FORSU, che rappresenta semplicemente un costo per la collettività ed una fonte di guadagno per gli impianti che la ricevono.

A causa della grande varietà delle biomasse (cui corrisponde la varietà delle caratteristiche chimico-fisiche), non esiste un'unica tecnologia per trasformare l'energia contenuta in energia utilizzabile.

Nel seguito di questo Capitolo, si cerca quindi di descrivere le biomasse, le loro caratteristiche e i metodi di utilizzo in un quadro generale.

È necessario, però, sottolineare che le biomasse non sono rinnovabili *tout court*, ma che sono invece potenzialmente rinnovabili: se l'approvvigionamento di una centrale a biomasse è assicurato dal disboscamento di una foresta, non si tratta ovviamente di una risorsa rinnovabile.

Se, invece, si attrezza una certa area a piantagione colturale in modo che questa fornisca ogni anno la quantità di biomassa necessaria alla centrale, allora si ha a che fare con una risorsa rinnovabile.

Se si utilizzano scarti della lavorazione del legno, oppure sottoprodotti colturali, ramaglie raccolte dalla pulizia e dalla manutenzione dei boschi o reflui zootecnici, non solo si ha a che fare con una risorsa rinnovabile, ma si contribuisce anche al riutilizzo di sottoprodotti e scarti che, nella maggior parte dei casi, sarebbero conferiti in discarica o anche bruciati senza alcun controllo delle emissioni.

La valutazione della sostenibilità ambientale, invece, deve tener conto non solo della provenienza della materia prima, ma anche delle implicazioni del suo utilizzo a fini energetici.

Ad esempio, la rimozione di residui agricoli dovrebbe essere soppesata valutando, oltre ai benefici della bioenergia, anche le pratiche agricole (ad esempio, la combustione a bordo campo) e la rimozione di nutrienti dal suolo (che poi devono essere reintegrati con l'applicazione di fertilizzanti).

6.3 – BIOMASSE, BIOENERGIA E BIOCOMBUSTIBILI

Il contenuto in carbonio originario delle biomasse deriva da processi di fotosintesi vegetale, ovvero quella reazione biologica tramite la quale le piante trasformano la luce solare, l'acqua e l'anidride carbonica in carboidrati e ossigeno, secondo la formula:



Questa prima definizione di biomassa contiene implicitamente il concetto di fonte rinnovabile, in quanto esclude tutte le biomasse fossilizzate e derivati, i cui tempi di formazione, dell'ordine dei milioni di anni, non sono comparabili con i tempi di sfruttamento della risorsa, ben più rapidi considerando l'attuale tasso di consumo. Il termine biomasse, inteso come insieme delle sostanze organiche di origine vegetale o animale, racchiude un'ampia gamma di prodotti di origine dedicata o derivanti da scarti e residui di varie produzioni, che spaziano da quelle agricole - forestali e agroindustriali ai rifiuti domestici: a questo proposito si veda la Figura 6.1.

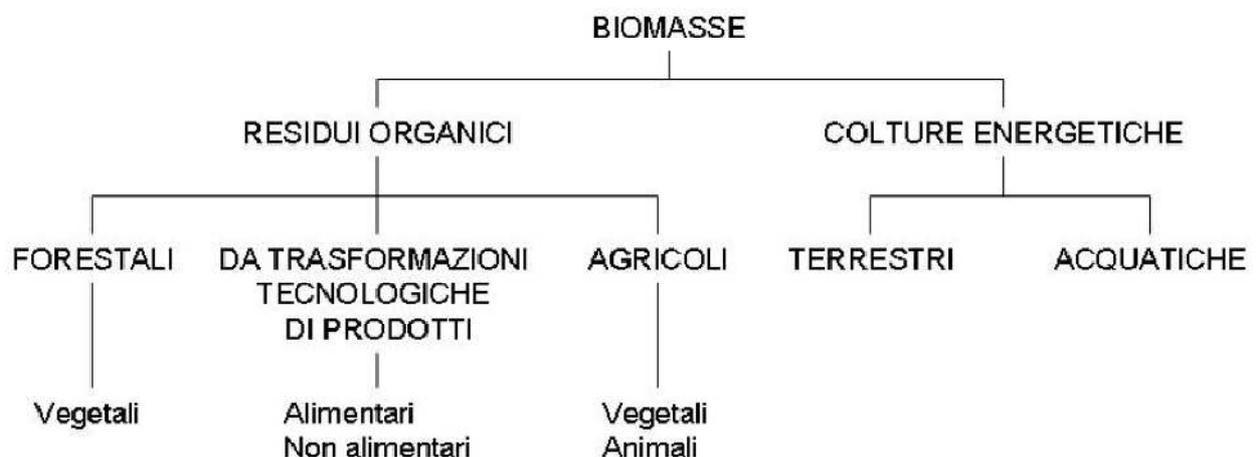


Figura 6.1: Schema delle varie tipologie di biomassa e loro provenienza (Fonte: LEAP, 2008)

Con il termine biocombustibili si indicano, invece, tutti quei combustibili solidi, liquidi o gassosi derivati direttamente dalle biomasse (per esempio la legna da ardere), oppure ottenuti in seguito ad un processo di trasformazione del materiale organico in esse contenuto in combustibile di diversa forma e proprietà (per esempio il biodiesel è ricavato da piante oleaginose, il bioetanolo da piante zuccherine): tutto ciò è sintetizzato nella Figura 6.2.

Infine, con il termine bioenergia si va a indicare qualsiasi forma di energia utile (termica o elettrica) ottenuta tramite l'uso di biocombustibili.

Si rileva che quando si parla di energia da biomasse, l'aspetto della conversione è solo una parte di un processo esteso, definito come filiera energetica, che comprende, a livello generale, l'approvvigionamento, la raccolta, il trasporto e l'utilizzo finale dell'energia.



Figura 6.2: Il biocombustibile come prodotto della trasformazione della biomassa (Fonte: ITABIA, 2008)

Si possono distinguere quindi 4 tipi principali di biomasse:

- Legnose;
- Erbacee;
- Semi e frutti;
- Reflui zootecnici.

Allo stato naturale, la biomassa è costituita da una frazione umida e da una frazione secca (sostanza secca, ss), composta essenzialmente di fibra grezza.

La scelta del processo di conversione energetica è legata quindi alle proprietà chimico-fisiche della biomassa, in particolare al rapporto C/N, tra il contenuto di carbonio (C) e di azoto (N), e della sua umidità.

Una volta stabilito il contenuto d'umidità, a seconda del tipo di biomassa, si individua il processo di conversione più adatto.

I metodi di conversione della biomassa in energia sono essenzialmente due:

- **Metodi biologici** (*decomposizione aerobica, anaerobica, fermentazione alcoolica, produzione di metanolo, estrazione di oli e produzione di biodiesel*):

I processi di conversione biochimica permettono di ricavare energia per reazione chimica dovuta al contributo di enzimi, funghi e micro-organismi, che si formano nella biomassa sotto particolari condizioni, e vengono impiegati per quelle biomasse in cui il rapporto C/N sia inferiore a 30 e l'umidità alla raccolta superiore al 30%.

Risultano idonei alla conversione biochimica le colture acquatiche, alcuni sottoprodotti colturali (foglie di barbabietola, ortive, patata, ecc), nonché la biomassa eterogenea immagazzinata nelle discariche controllate.

Tra i metodi biologici, il recupero di energia elettrica e termica da biogas ottenuto da digestione anaerobica è una delle filiere di energie rinnovabili più interessanti. La digestione anaerobica è un processo di conversione di tipo biochimico, che avviene in assenza di ossigeno, consistente nella demolizione, ad opera di micro-organismi, di sostanze organiche complesse (lipidi, protidi, glucidi) contenute nei vegetali e nei sottoprodotti di origine animale, che produce un gas (biogas) costituito per il 50÷70% da metano e per la restante parte soprattutto da CO₂ ed avente un potere calorifico medio dell'ordine di 23.000 kJ/Nm³.

Il biogas così prodotto viene raccolto, compresso ed immagazzinato e può essere utilizzato come combustibile per alimentare lo stesso processo di bioconversione, ovvero veicoli a gas o caldaie a gas per produrre calore e/o energia elettrica.

•**Metodi termici** (*combustione diretta, pirolisi, carbonizzazione, massificazione, steam explosion e gassificazione*):

I processi di conversione termochimica sono basati sull'azione del calore che permette le reazioni chimiche necessarie a trasformare la materia in energia e sono utilizzabili per i prodotti ed i residui cellulosici e legnosi in cui il rapporto C/N abbia valori superiori a 30 ed il contenuto di umidità non superi il 30%.

Le biomasse più adatte sono dunque la legna e tutti i suoi derivati, i più comuni sottoprodotti colturali di tipo ligno - cellulosico (paglia di cereali, residui di potature di viti, fruttiferi, ecc) e taluni scarti di lavorazione (pula, gusci, lolla, noccioli, ecc).

Per quanto riguarda i processi di combustione termica, la combustione diretta costituisce la tecnologia maggiormente assodata e diffusa.

La pirolisi risulta ancora poco sviluppata anche a causa degli alti costi e la gassificazione, sempre per analoghe diseconomie, si trova nel passaggio dalla scala pilota alle esperienze effettive su scala reale.

Tutti i processi di conversione delle biomasse in energia si basano quindi sull'estrazione del contenuto calorico della sostanza usata o nell'immagazzinamento di questo in un vettore energetico differente, usato in un secondo momento.

Per avere una quantificazione dell'energia immagazzinata è necessario però considerare il potere calorifico della sostanza.

Nel processo di conversione della biomassa in energia, si ottiene come prodotto anche un residuo.

Nei processi termochimici, questo residuo è costituito dalle ceneri, mentre nei processi biochimici è costituito dalla frazione non biodegradabile di carbone contenuta nella biomassa.

I residui, oltre a diminuire l'energia disponibile, possono creare anche dei problemi di funzionamento alle macchine, soprattutto in processi termochimici: a causa delle elevate temperature possono fondersi e formare sostanze liquide molto dense, che possono danneggiare la macchina.

È quindi importante conoscere la composizione della biomassa per sapere quali elementi potenzialmente pericolosi contiene. In particolare, si pone attenzione sulla quantità di metalli alcalini e alcalino-terrosi: sodio, potassio, magnesio e calcio.

Ad alte temperature, questi metalli possono reagire con il silicio e formare un liquido denso e appiccicoso che può bloccare le tubazioni delle macchine.

Anche se il contenuto di silicio nella biomassa è basso, questo problema può presentarsi perché il terreno attaccato alla biomassa quasi sempre ne contiene.

6.4 – TECNOLOGIE PER LA PRODUZIONE DI ENERGIA

Per l'uso energetico delle biomasse, si prospettano diverse soluzioni tecniche e filiere di conversione energetica che si differenziano sostanzialmente per le caratteristiche della biomassa utilizzata, per i principi fisici applicati per la conversione energetica e per le potenze convenientemente realizzabili.

Attualmente sono disponibili diversi processi di conversione, basati su tecnologie affidabili e sperimentate.

L'opportunità del singolo processo è da valutare in funzione del tipo di prodotto di partenza e dell'utilizzo energetico finale, sia esso volto alla produzione diretta di energia termica, energia elettrica, oppure alla produzione di un combustibile in forma diversa da utilizzare in appositi impianti.

Le tecnologie ad oggi sviluppate, suddivise per tipologie di reazione, con l'indicazione del principio di funzionamento e dei prodotti finali ottenibili saranno ora brevemente descritte nei paragrafi che seguono.

6.4.1 - COMBUSTIONE DIRETTA E CO-COMBUSTIONE

La combustione diretta è il modo più semplice per convertire in calore l'energia chimica contenuta nelle biomasse.

La combustione può essere volta alla sola produzione di calore per riscaldamento o acqua calda sanitaria, ma è anche possibile utilizzare il calore ottenuto per la produzione di energia elettrica tramite, per esempio, un impianto a turbina a vapore.

La produzione di energia da biomasse, però, è caratterizzata da bassi rendimenti: una combustione a biomassa associata ad un impianto a ciclo a vapore Rankine ha un rendimento elettrico netto dell'ordine del 25% per potenze intorno ai 10 MW elettrici, mentre per potenze inferiori i rendimenti sono ancora più bassi.

Un'alternativa alla combustione consiste nell'alimentare gli impianti tradizionali (a combustibile fossile) anche con una frazione di biomassa; in questo caso si parla di co - combustione.

I rendimenti di combustione, che dipendono fortemente dal tipo di combustibile usato, sono sufficientemente elevati se si utilizzano prodotti ricchi di glucidi strutturati, come la lignina e la cellulosa, e con basso contenuto d'acqua (preferibilmente inferiore al 35%).

I prodotti che meglio rispondono a queste caratteristiche sono il legname di varia pezzatura, le paglie di cereali, i residui di legumi, di piante oleaginose (ricino, catramo, ecc.) e di piante da fibra (cotone, canapa, ecc.), tutti i residui di potature di varia origine, nonché i residui di lavorazione delle industrie agrarie.

6.4.2 - GASSIFICAZIONE

La gassificazione è un processo di parziale ossidazione di una sostanza solida (legno, scarti agricoli, ecc.) posta ad alta temperatura (attorno ai 900-1.000°C) in ambiente ipossico o anossico, tipicamente in un particolare reattore detto gasogeno.

Il prodotto è un combustibile in forma gassosa detto gas di gasogeno (o syngas), caratterizzato da un basso potere calorifico inferiore, mediamente intorno ai 10.000 kJ · Nm⁻³.

Il syngas è composto da una miscela di H₂, CO, CH₄, CO₂, vapore acqueo e N₂, frammisti e ceneri in sospensione e a tracce di idrocarburi (C₂H₆).

Esistono diversi tipi di gassificatori: quelli ad aria, che producono un gas con PC (potere calorifico) pari a 4.000 kJ Nm⁻³, quelli a vapor d'acqua con PC pari a 10.000 kJ Nm⁻³ e quelli a ossigeno che arrivano ad un PC pari a 14.000 kJ Nm⁻³.

I rendimenti complessivi dei processi di gassificazione si attestano attorno al 75-80%.

6.4.3 – PIROLISI

La pirolisi è un processo di decomposizione termochimica dei materiali organici posti ad elevata temperatura (400-1.000°C) in ambiente anossico o ipossico.

In questo secondo caso il processo è simile alla gassificazione.

Esistono tre metodi di pirolisi (convenzionale, lenta o veloce) che, in base ai parametri di reazione usati, forniscono prodotti in fase gassosa, liquida e solida in diverse proporzioni.

Allo stato tecnologico attuale, tali prodotti sono affetti da impurità che possono inficiarne l'utilizzo in turbine a gas o motori diesel. La scelta del materiale con cui alimentare il reattore è strettamente collegata al prodotto finale che si vuole ottenere, soprattutto per quanto riguarda la composizione del legno in termini di contenuto in lignina e cellulosa.

In termini generali la lignina produce alcool metilico mentre la cellulosa produce acido acetico.

Per ottenere questi due prodotti è necessario quindi impiegare legno proveniente da piante a foglie caduche.

Per ottenere carbone di legna è invece preferibile impiegare legno proveniente da piante sempreverdi.

Nel caso in cui si vada poi a effettuare la gassificazione, è possibile utilizzare qualunque tipo di biomassa. Tutto il materiale deve essere comunque sottoposto a un pretrattamento di essiccazione e sminuzzamento.

L'essiccazione è una fase sensibilmente influente sul rendimento del processo di pirolisi in quanto l'acqua contenuta nel materiale richiede un elevato calore di vaporizzazione, per questo motivo il tasso d'umidità non deve superare il 20%.

E' possibile raggiungere questo valore con un processo di essiccazione naturale (lento, ma che non impegna energia), oppure mediante l'impiego di forni a temperatura di 100°C, che garantiscono l'evaporazione dell'acqua contenuta nel materiale evitando la possibile accensione dello stesso.

Il processo di pirolisi si evolve in fasi distinte in base alla temperatura raggiunta. Fino a 400-500°C si ha la fase detta di carbonizzazione, dalla quale si origina carbone di legna, una miscela di gas (condensabili e non) e vari composti liquidi (catrami, oli, ecc.).

Il prodotto principale di questa fase è appunto il carbone, che corrisponde al 30-35% del materiale secco di partenza, mentre il gas è pari al 15-20% e i componenti liquidi sono circa il 25%.

Da 600°C a 1.000°C si ha principalmente produzione di un gas composto da H₂, CO, CO₂, e vari idrocarburi, con potere calorifico pari a 12.500 kJ Nm⁻³.

6.4.4 - DIGESTIONE ANAEROBICA

La digestione anaerobica è un processo basato sull'azione di batteri specializzati (saprofiti eterotrofi) che demoliscono le macromolecole organiche contenute nella biomassa, sia essa di tipo vegetale o derivante da sottoprodotti di origine animale.

Tali batteri sono sempre presenti nella massa organica originale e si sviluppano in ambiente chiuso, grazie anche all'azione di enzimi, sintetizzati dall'organismo medesimo, che operano come catalizzatori biologici.

La digestione anaerobica è condotta in appositi reattori (digestori anaerobici) progettati per evitare il contatto tra il reagente e l'ossigeno atmosferico.

Il processo si svolge in tre fasi successive:

- idrolisi delle macromolecole (cellulosa, proteine, lipidi, zuccheri e amminoacidi);
- fase acidogena caratterizzata da formazione di acidi grassi (acido acetico);
- fase metanigena, in cui gli acidi grassi si trasformano in metano.

I prodotti finali sono un gas combustibile, un fango ispessito e un residuo liquido chiarificato.

Il prodotto principale è il cosiddetto biogas, un gas il cui potere calorifico medio è pari a $23.000 \text{ kJ Nm}^{-3}$, costituito da una miscela in percentuale variabile dei seguenti composti:

- 50 – 60% metano (CH_4);
- 30 – 35% anidride carbonica (CO_2);
- piccole percentuali di idrogeno (H_2), monossido di carbonio (CO) e idrocarburi saturi;
- tracce di acido solforico.

Questo gas viene essiccato e compresso per essere immagazzinato in appositi contenitori.

Dato il suo elevato potere calorifico e la facilità di trasporto e di stoccaggio, il combustibile può essere utilizzato per alimentare motori endotermici o caldaie a gas per la produzione di calore ed eventualmente energia elettrica.

Un'interessante peculiarità del processo è la produzione di fanghi stabilizzati (digestato) che conservano intatti i principali elementi nutritivi (azoto, fosforo e potassio) della materia prima.

In questo modo, tramite la mineralizzazione dell'azoto, si può ottenere un ottimo fertilizzante.

Il liquido chiarificato può essere utilizzato per diluire la sostanza organica in ingresso al digestore, oppure anch'esso come liquido per la fertirrigazione o l'allestimento di zone di lagunaggio adibite a colture energetiche.

Inoltre, gli impianti di digestione anaerobica possono essere alimentati con materiale ad alto contenuto di umidità (residui di colture acquatiche o residui di colture ortive); si adattano bene, quindi, anche allo sfruttamento di reflui zootecnici o industriali (acque di vegetazione e simili), nonché di rifiuti alimentari e della frazione organica dei rifiuti solidi urbani.

6.4.5 - DIGESTIONE AEROBICA

Nella digestione aerobica il processo è basato sull'azione di microrganismi che, per la loro funzione metabolica, richiedono la presenza di ossigeno.

Le sostanze organiche complesse contenute nella biomassa sono quindi demolite e convertite in sostanze più semplici.

Il processo è fortemente esotermico e ha come prodotti CO_2 e H_2O ; il calore prodotto può essere trasferito all'esterno del reattore tramite scambiatori a fluido.

6.4.6 - FERMENTAZIONE ALCOLICA

Questo processo di tipo micro-aerofilo (basato sull'attività di batteri che prediligono basse concentrazioni di O_2) consiste nella trasformazione dei glucidi contenuti nelle biomasse vegetali in etanolo.

Tale prodotto è utilizzabile direttamente come combustibile per i motori a combustione interna senza particolari difficoltà tecniche.

In origine, il consumo di etanolo come carburante per i trasporti era fortemente osteggiato dall'ampia disponibilità di combustibili fossili a basso costo.

In seguito però sono stati studiati diversi prodotti alternativi a benzina e gasolio, tra questi quelli che mostrano le migliori caratteristiche in termini di prestazioni, disponibilità e prezzo sono proprio l'etanolo e un suo derivato denominato ETBE (Etil Tertio Butil Etere), formato dalla combinazione di etanolo e un idrocarburo petrolifero (isobutene).

6.4.7 - PRODUZIONE DI METANOLO

Il metanolo o alcool metilico (CH_3OH) è un combustibile che si ricava dalla trasformazione del gas di gasogeno, a sua volta ottenuto da un processo di gassificazione.

Il vantaggio di questo vettore energetico è che, a differenza del gas di gasogeno, può essere agevolmente utilizzato come carburante per motori endotermici.

Il potere calorifico inferiore è dell'ordine di $21.000 \text{ kJ kg}^{-1}$, ma può essere ulteriormente elevato tramite raffinazione, ottenendo così una benzina sintetica dal potere calorifico prossimo a quello delle benzine tradizionali.

In questo modo, si possono superare le inefficienze economiche connesse al trasporto e all'immagazzinamento di combustibile a basso contenuto energetico per unità di volume.

6.4.8 - ESTRAZIONE DI OLI VEGETALI

Gli oli vegetali si ricavano dalle piante oleaginose (per esempio soia, colza, girasole). In Europa si trovano diffusamente piantagioni di colza (Germania, Francia, Gran Bretagna e Danimarca) e girasole (Francia, Spagna e Italia), mentre la soia è più diffusa in America (Stati Uniti, Brasile e Argentina).

È possibile utilizzare gli oli vegetali direttamente come combustibili, senza particolari trattamenti in seguito all'estrazione, oppure sottoporli a un processo di esterificazione. Le principali caratteristiche di questi prodotti sono la disponibilità di tecnologie relativamente semplici di trasformazione e utilizzazione e la possibilità di utilizzare i sottoprodotti del processo di estrazione nell'industria farmaceutica (glicerina) o come mangimi per il bestiame (sotto forma di pannelli di materie proteiche).

6.5 – RISORSE E POTENZIALITA' ENERGETICHE DELLA BIOMASSA IN ITALIA

Negli ultimi anni molte organizzazioni pubbliche e private hanno svolto indagini complessive o parziali sulla disponibilità di biomasse di vario tipo, costituite essenzialmente da residui delle lavorazioni agricole e forestali, dalla legna da ardere, nonché dalla parte biodegradabile dei rifiuti urbani e industriali, da utilizzare per scopi energetici.

È stata anche presa in considerazione la possibilità di produrre ulteriori quantità di materia prima attraverso interventi di ristrutturazione del comparto agricolo non alimentare, del comparto forestale e della ri-colonizzazione di territori marginali ancora adatti per la messa a coltura con specie poco esigenti dal punto di vista degli input energetici e degli strumenti colturali.

L'argomento sarà in modo sintetico, considerando che la quantità totale di residui e sottoprodotti di natura organica prodotta in Italia ammonta a svariate decine di milioni di tonnellate.

Attualmente però si è in grado di utilizzarne solo una parte a causa:

- della competizione con altri usi non energetici della materia biogenica;
- dei problemi connessi con la raccolta di tali materiali e il successivo conferimento all'impianto di conversione energetica.

Per un quadro di massima, visto che ancora non è fruibile una mappatura così dettagliata e attendibile, è possibile fare riferimento ad una recente indagine con cui ITABIA (Italian Biomass Association) ha voluto focalizzare l'attenzione sui residui vegetali derivanti dai cinque comparti più idonei: agricoltura, foreste, agroindustria, industria del legno e rifiuti urbani (vedi Figura 6.3, fonte ITABIA).

Nel complesso si è stimato un quantitativo annuo di tali biomasse che si attesta oltre i 25 milioni di tonnellate di sostanza secca.

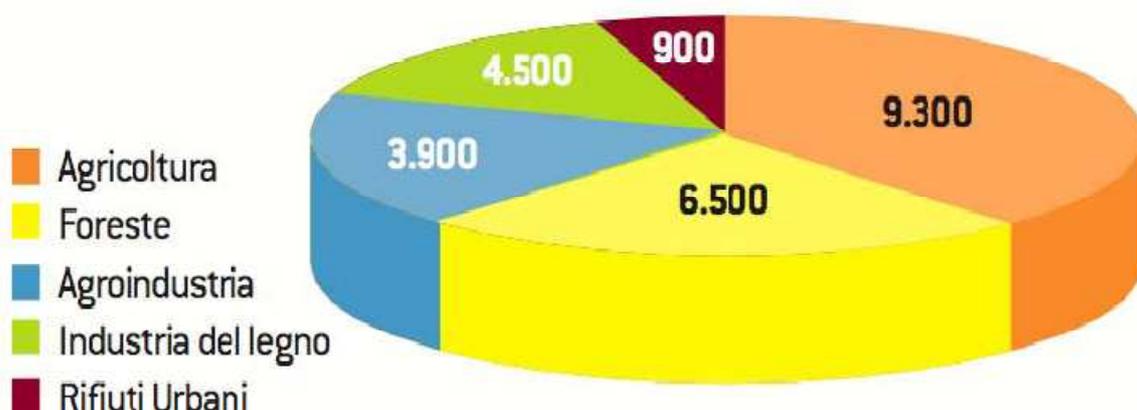


Figura 6.3: Riepilogo complessivo delle biomasse residuali in kt/anno (fonte: ITABIA, 2008)

Questa disponibilità annua di biomasse residuali, con l'aggiunta degli scarti della zootecnia e delle potenziali colture dedicate, può essere schematizzata con buona approssimazione nei valori che seguono all'interno della Tabella 6.1 e che vengono espressi in milioni di tonnellate equivalenti di petrolio (Mtep/anno), in termini di energia primaria.

Residui da agricoltura e agro - industria	5 Mtep/anno
Residui da foreste e industria del legno	4,3 Mtep/anno
Residui da rifiuti solidi urbani	0,3 Mtep/anno
Residui da allevamenti zootecnici	10-12 Mtep/anno
Legna da ardere	2-4 Mtep/anno
Potenziale di colture dedicate	3-5 Mtep/anno
TOTALE	24-30 Mtep/anno

Tabella 6.1: Potenzialità totale di biomassa residuale in Italia (Fonte: ITABIA, 2008)

6.6 – IMPATTI DOVUTI ALLA PRODUZIONE DI ENERGIA DA BIOMASSE

I potenziali problemi maggiori, derivanti dall'utilizzo delle biomasse su vasta scala, derivano dalla raccolta dei residui colturali e forestali.

I residui lasciati sui campi hanno, infatti, un valore commerciale quasi nullo, ma hanno una funzione di mantenimento del suolo.

Il suolo è lo strato superficiale della crosta terrestre ed è utilizzato dalla vegetazione come supporto e fonte di sostanze nutritive.

Il materiale organico lasciato sui campi ha diverse funzioni: mantiene elevato il contenuto di nutrienti, protegge la superficie del suolo dall'erosione, stabilizza la struttura del suolo e la sua tessitura, ne riduce la densità, procura energia ai microrganismi che vivono nel suolo, essenziali per la fertilità del terreno.

Si può calcolare una tolleranza alla perdita del suolo che, ovviamente, dipende dal tipo di terreno, dalla topografia, dal clima e dall'uso che si fa del suolo stesso.

Per tolleranza alla perdita di suolo si intende quella erosione massima che può ancora permettere di sostenere, economicamente e a tempo indeterminato, un'alta produttività.

L'erosione del suolo è comunemente considerata legata alle forme intensive di agricoltura; esiste quindi il pericolo che la rimozione di questo materiale organico dai campi possa aumentare il degrado del suolo.

Inoltre, una delle principali conseguenze del degrado del suolo è la diminuzione della capacità di trattenere l'acqua e, quindi, un ulteriore aumento dell'erosione e il bisogno di maggiori irrigazioni.

I microrganismi, con la decomposizione del materiale organico lasciato sui campi, provvedono all'immagazzinamento di azoto nel suolo, evitando così che i nutrienti colino in profondità nel terreno durante l'autunno e l'inverno.

Analogamente all'erosione, la perdita del contenuto di sostanza organica del suolo ha conseguenze sulla capacità di ritenzione sia dell'azoto sia dell'acqua.

Gli impatti legati alle colture energetiche sono sostanzialmente gli stessi delle coltivazioni intensive, anche se non si possono quantificare con precisione la gravità e l'estensione di problemi quali: l'impovertimento del suolo, la diminuzione della biodiversità e della resistenza alle malattie in piantagioni monocolturali. Poiché le colture energetiche non garantiscono alti margini di guadagno, è

prevedibile una maggiore pressione sul suolo affinché la produzione di tonnellate di biomassa per ettaro sia massima: per questo motivo, gli impatti possono essere maggiori che per le coltivazioni agricole.

Esistono però metodi per la gestione delle colture energetiche attenti alla compatibilità della piantagione con l'ecosistema naturale.

6.6.1 – BENEFICI CONNESSI ALLO SFRUTTAMENTO DELLE BIOMASSE

Un'importante caratteristica delle biomasse è lo stretto legame con il territorio; sono ampiamente disponibili sul territorio e, pertanto, possono essere considerate una risorsa locale.

Le biomasse si trovano pressappoco ovunque, anche se in qualità e quantità diverse; sono accessibili a tutti e possono essere utilizzate con una vasta gamma di tecnologie, dalle più antiche alle più moderne ed efficienti. In effetti, le biomasse, anche se allora non erano chiamate in questo modo, sono state la prima fonte di energia utilizzata dall'uomo e sono tuttora quella più utilizzata.

Nei paesi in via di sviluppo le biomasse alimentano il fuoco in camini e stufe, mentre nei paesi sviluppati (prima di tutto Finlandia, Svezia e Austria), parlando sempre di usi domestici, alimentano caldaie che possono avere rendimenti elevati (superiori all'80%) e che possiedono meccanismi di controllo sulle emissioni inquinanti.

Tutte le civiltà hanno, in misura maggiore o minore, dimestichezza nell'utilizzo delle biomasse a scopo energetico.

Questo costituisce un secondo vantaggio per questa fonte rinnovabile: quando le tecnologie più efficienti saranno ampiamente usate nei paesi industrializzati, sarà più semplice esportare le tecnologie nei paesi in via di sviluppo per favorire la produzione locale e sostenibile di energia, in luoghi in cui questa è estremamente rara o costosa.

Il contesto energetico italiano è caratterizzato dalla forte dipendenza dall'estero per l'approvvigionamento energetico.

Il 15% dell'elettricità consumata nel nostro paese è infatti importata, così come l'80% delle materie prime energetiche.

In questa situazione l'assetto economico del paese è in condizione di permanente instabilità dovuta alle continue oscillazioni del prezzo dei combustibili fossili.

Per quanto riguarda il contesto economico, il settore agricolo sta subendo da tempo una notevole contrazione, si è infatti passati dai 18 milioni di ettari coltivati nel 1966 ai 13,2 milioni del 2000.

Questo fenomeno, oltre a indebolire ulteriormente un settore già provato e comunque fragile, ha comportato l'avvio di un processo di abbandono delle aree rurali.

Le conseguenze di questo spopolamento sono svariate e comportano scompensi di natura economica e sociale, nonché problematiche relative alla gestione del territorio e del suo assetto idrogeologico.

Una possibile opzione per invertire questa tendenza è relativa allo sviluppo di un nuovo settore energetico che possa rendere le aree rurali multifunzionali e creare nuove opportunità remunerative.

Il nuovo comparto delle bioenergie potrebbe, quindi, apportare benefici non indifferenti su diversi aspetti della vita del paese e, in particolare, sull'aspetto ambientale: la bioenergia potrebbe contribuire in modo decisivo alla riduzione delle emissioni di gas serra nell'atmosfera in quanto il bilancio emissivo di CO₂ è circa nullo.

L'anidride carbonica immessa in atmosfera in seguito al processo di conversione energetica è esattamente pari a quella fissata nella materia vegetale durante il processo di fotosintesi e di accrescimento della biomassa.

Nella produzione di energia da biomasse, la quantità di CO₂ immessa in atmosfera è solo quella derivante dai processi di raccolta e trasporto della materia prima o di trasformazione della stessa in altra forma di biocombustibile.

Congiuntamente all'abbattimento delle emissioni di CO₂ devono essere considerate anche le emissioni evitate di tutti quegli inquinanti derivanti dall'uso di combustibili fossili, come l'SO₂, il CO e il benzene.

L'utilizzo come combustibile degli scarti ed i residui delle produzioni agricole e agro-industriali, nonché della frazione organica dei rifiuti, contribuirebbe ad alleviare il problema ambientale dello smaltimento di queste sostanze, andando anche a recuperare una parte del loro contenuto energetico.

La creazione e lo sviluppo di aree agricole destinate a colture energetiche dedicate, laddove si trovavano terreni abbandonati e incolti, contribuisce inoltre al controllo

dell'erosione e alla riduzione del dissesto idrogeologico delle zone collinari e montane.

Considerando l'aspetto economico, l'utilizzo della biomassa come fonte rinnovabile può ridurre la dipendenza energetica dai produttori extraeuropei.

La riconversione del settore agricolo, oltre a risollevare le sorti di un comparto depresso, potrebbe dare un nuovo stimolo alle economie rurali collegate.

Il recupero dei sottoprodotti dei residui organici per la produzione di energia può essere un'ulteriore fonte di reddito o quantomeno di risparmio in termini di costi di depurazione e smaltimento evitati.

Tutto il sistema di produzione della bioenergia, partendo dalle filiere di produzione agli impianti di trattamento e conversione, andrebbe quindi a formare un settore economico in espansione, contribuendo anche alla creazione di nuovi posti di lavoro e opportunità di sviluppo.

Per quanto riguarda l'aspetto sociale, lo sviluppo del settore delle bioenergie e l'inversione dell'attuale tendenza all'abbandono delle campagne apporterebbero un beneficio in tutte quelle zone marginali afflitte da un alto tasso di disoccupazione.

L'apertura del mercato dell'energia agli operatori agricoli permetterebbe di diversificare e integrare le fonti di reddito delle loro attività, conferendo una maggiore stabilità economica alle aziende agricole che contribuiscono alla fornitura energetica.

Si stima che, in Europa, l'utilizzo energetico delle biomasse possa portare all'occupazione diretta di 250-300.000 addetti, principalmente nelle aree rurali, supponendo che il 70- 90% delle biomasse sia prodotto nell'UE.

Sotto il profilo dell'occupazione diretta, nell'UE l'intensità di manodopera per i biocarburanti è da 50 a 100 volte superiore a quella per i combustibili fossili, che costituiscono la loro alternativa.

L'intensità di manodopera per la produzione di elettricità dalla biomassa è da 10 a 20 volte superiore e quella del riscaldamento da biomassa è doppia (Commissione delle Comunità Europee, 2005).

I pareri circa gli effetti indiretti sono contrastanti: alcuni sostengono che i posti nel settore bioenergetico sostituiranno altri posti e che l'effetto netto sull'occupazione sarà invece nullo.

6.6.2 – CRITICITA' CONNESSE ALLO SFRUTTAMENTO DELLA BIOMASSA

Il settore delle bioenergie riscuote un interesse sempre crescente e i vantaggi a esso collegati sono ormai riconosciuti.

Tuttavia, nello scenario economico nazionale non si riscontra uno sviluppo di questo settore tale da raggiungere una dimensione di mercato.

Questo deriva dalla presenza congiunta di criticità di diversa natura che si oppongono o rallentano l'ulteriore sviluppo del settore.

Per un'analisi sintetica possiamo ricondurre queste criticità a tre diversi ambiti:

- Tecnologico;
- Economico;
- Politico – istituzionale.

La maggior parte delle tecnologie disponibili per le bioenergie hanno raggiunto un buon livello di sviluppo, nonostante ciò alcune di queste non sono ancora inserite in un mercato vero e proprio: lo sviluppo tecnologico non è stato tale da consentire l'innescò di meccanismi di economie di scala.

Inoltre, non si è ancora diffuso un grado di conoscenza delle tecnologie disponibili sufficientemente ampio.

La criticità legata alla raccolta dei residui colturali e forestali che potrebbe generare un progressivo impoverimento del terreno è già stata affrontata e discussa all'inizio del Capitolo.

Un altro limite alla diffusione delle bioenergie deriva da fattori di natura economica. In passato, il costo contenuto dei combustibili fossili rendeva poco competitiva ogni fonte alternativa.

Tuttavia, con l'attuale trend di crescita inarrestabile dei prezzi, il divario che separa le energie fossili dalle bioenergie è destinato a colmarsi.

È comunque importante sottolineare che la non competitività delle bioenergie deriva in parte dal sistema dei prezzi che non va a considerare le esternalità (costi ambientali e sociali) connesse all'utilizzo delle risorse fossili.

Un altro freno alla diffusione deriva dai costi di investimento iniziali, piuttosto elevati per le tecnologie più innovative e meno diffuse. In alcuni casi, i costi elevati di produzione delle bioenergie derivano dai costi di manodopera collegati al processo

di produzione, raccolta e trasporto della biomassa. Il costo di investimento elevato è quindi connesso alla creazione di posti di lavoro per il processo di produzione.

Esistono poi criticità legate ad aspetti politici, per cui è necessario considerare la situazione del mercato dell'energia in Italia.

Questo è stato a lungo dominato da due grandi enti (ENI ed ENEL), il che ha ostacolato l'iniziativa privata nonché l'interazione tra il settore energetico e quello agricolo - forestale.

Di conseguenza, il settore delle bioenergie è sempre stato inficiato da una carente diffusione di informazione a livello di classe politica e di opinione pubblica.

Tuttavia, negli ultimi anni, si è vista una crescente presa di coscienza dell'importanza del settore delle bioenergie, che va gradualmente a inserirsi nel quadro della politica energetica nazionale, anche attraverso strumenti legislativi appositi e misure attuative.

Il problema dell'accettabilità sociale delle fonti rinnovabili rappresenta anch'esso una delle principali barriere al loro sviluppo.

Questo, in particolare per la bioenergia, è la causa più frequente di insuccesso delle iniziative.

Il fenomeno, anche se molto attenuato rispetto al passato, non è del tutto scomparso e, paradossalmente, sono proprio le motivazioni di carattere ambientale ad animare chi si oppone.

Tra tutte le fonti rinnovabili le biomasse sembrano le più penalizzate per tre motivi principali.

- 1) La conversione energetica finale avviene tramite il processo di combustione (caldaie, motori endotermici, ecc.) percepita, a causa dell'"effetto camino", come un elemento negativo sinonimo di inquinamento dell'aria.

Addirittura alcune organizzazioni ambientaliste negli Stati Uniti hanno proposto di non considerare rinnovabili tutte le fonti basate sulla combustione.

- 2) L'assimilazione delle biomasse ai rifiuti suscita forti opposizioni per il timore delle possibili emissioni di prodotti tossici (in particolare le diossine) dovuti all'incenerimento.

Capita infatti che impianti a biomasse vergini vengano considerate come il "cavallo di Troia" per raggiungere il vero obiettivo: incenerire i rifiuti urbani.

A complicare il quadro c'è poca chiarezza nell'informazione: ad esempio, gran parte delle statistiche comunitarie e nazionali sull'energia forniscono dati d'insieme per biomasse e rifiuti (un'assimilazione di fatto).

3) Tra tutte le fonti rinnovabili, le biomasse sono quelle più strettamente integrate con il territorio e ciò acuisce la sensibilità delle popolazioni locali a possibili effetti non solo sull'ambiente, ma sulle attività economiche, sulla viabilità e sulla gestione del patrimonio forestale.

Dai sondaggi di opinione emerge, però, che l'accettabilità delle FER è più alta là dove vi sono già in esercizio impianti alimentati con rinnovabili.

Le conclusioni cui si giunge è che quando i cittadini possono sperimentare direttamente gli effetti degli impianti energetici, molti dei pregiudizi che essi avevano nella fase di proposta, progettazione e realizzazione, scompaiono.

6.6.3 – IL BILANCIO DELLA CO₂

Particolarmente importante è il bilancio della CO₂ lungo le varie fasi di produzione, trasformazione e uso di biomasse energetiche.

Come accennato nel paragrafo relativo ai benefici connessi alla produzione energetica da biomasse, la crescita delle specie vegetali avviene attraverso il processo di fotosintesi con cui viene sottratta CO₂ all'atmosfera per essere immagazzinata nella biomassa (per ogni tonnellata di biomassa secca il contenuto di carbonio è all'incirca di 0,5 t dovuto all'assorbimento di circa 1,2 t di CO₂ atmosferica).

Poter disporre di dati precisi sulle quantità di biomassa prodotte da un determinato impianto di colture dedicate sia arboree che erbacee, e valutarne le ricadute ambientali in termini di immobilizzazione e stoccaggio di anidride carbonica atmosferica, è un argomento importante per la promozione di coltivazioni energetiche in grado di fornire nuovi sbocchi all'agricoltura.

Ma le biomasse prodotte vanno poi raccolte, pretrattate, trasportate, convertite attraverso una varietà di macchine operatrici che rendono non del tutto neutro il bilancio della CO₂.

Le macchine operatrici normalmente in uso per le operazioni di raccolta e prima trasformazione delle biomasse sono di vario genere e vanno dai modelli più semplici di motoseghe fino ai più complessi trattori o cippatrici.

I motori che muovono tali macchine sono normalmente alimentati da carburanti tradizionali, con un conseguente impatto sulla qualità dell'aria e sul bilancio della CO₂ collegato a tali operazioni.

Il monitoraggio dovrà permettere di valutare gli specifici fattori di emissione collegati alle diverse operazioni di movimentazione e trattamento del combustibile: si potrà

ad esempio vedere quanti NO_x o quanta CO_2 mediamente si emette per unità di peso di combustibile movimentato ed alimentato alla caldaia.

Per quanto riguarda il bilancio della CO_2 , il monitoraggio permetterà di valutare l'incidenza della CO_2 fossile sulla CO_2 rinnovabile contenuta nel combustibile, relativamente alle operazioni di movimentazione e cippatura.

Sarà interessante notare come il valore assoluto delle emissioni sia direttamente proporzionale alle dimensioni delle varie macchine operatrici, mentre i "fattori di emissione" saranno migliori per le macchine di grandi dimensioni

Ovviamente le emissioni prodotte dall'utilizzo dei vari macchinari sono strettamente correlabili ad una serie di elementi:

- il tipo di carburante con cui viene alimentato il motore;
- la potenza del motore;
- la sua regolazione;
- lo stato di usura;
- le condizioni di utilizzo;
- ecc.

Anche le emissioni dovute al trasporto, vanno ad influire negativamente sul bilancio della CO_2 .

L'influenza è comunque trascurabile se le distanze percorse sono brevi (filiera corta), o se eventuali grandi distanze sono percorse trasportando grandi quantitativi di biomassa (trasporto su autoarticolati o trasporto su navi).

Secondo uno studio ITABIA, prolungati trasporti su gomma (fino a 1.000 km), per autoarticolati ed autotreni da 25 t, incidono in negativo, sul bilancio della CO_2 , per non più del 10%.

CAPITOLO 7 – L'ENERGIA EOLICA

7.1 – INTRODUZIONE ALLA FONTE EOLICA

In questa Seconda Parte di tesi si sta definendo il quadro relativo alle principali Fonti Energetiche Rinnovabili, in termini di caratteristiche, disponibilità, evoluzione tecnologica; dopo aver considerato nel Capitolo precedente la Fonte a Biomasse, in questo Capitolo si andrà ad analizzare la Fonte Eolica, considerandone i differenti aspetti citati in precedenza.

Tutta l'energia rinnovabile (tranne quella delle maree e quella geotermica) e perfino quella contenuta da combustibili fossili proviene dal sole. Di tutta l'energia che la terra riceve dal sole, circa l'uno per cento viene convertita in energia eolica e sebbene tale quota possa essere considerata modesta, deve far riflettere il fatto che comunque questa energia è circa 50-100 volte maggiore di quella convertita in biomassa da tutte le piante del globo.

La conversione dell'energia proveniente dal sole in energia eolica, avviene poiché radiazione solare si rende responsabile dei movimenti dell'atmosfera e dunque del vento. Si tratta di una fonte diretta di energia potenzialmente sfruttabile: infatti l'energia eolica, che si trova di fatto sotto forma di energia cinetica, viene raccolta e trasformata, mediante una opportuna macchina (turbina o aerogeneratore) in energia meccanica e poi elettrica.

Sotto l'azione delle differenze di pressione atmosferica (variabili sia spazialmente che temporalmente), l'aria, infatti, non si trova mai in stato di riposo. La corrente che consegue a questa situazione prende il nome di vento ed è energeticamente definita dalla sua direzione e dalla sua velocità.

In generale l'energia del vento è legata al movimento di masse d'aria che si spostano al suolo da aree ad alta pressione atmosferica verso aree adiacenti di bassa pressione, con velocità proporzionale al gradiente di pressione. Intensità e direzione del vento dipendono da un gran numero di fattori sia su scala locale che su scala planetaria. Tra questi il principale è proprio l'irraggiamento solare, che varia da zona a zona (si pensi alle zone prossime all'equatore rispetto a quelle polari).

Dato che la superficie terrestre cede all'atmosfera sovrastante parte del calore ricevuto, l'aria calda equatoriale tende a salire richiamando masse d'aria dai tropici ed innescando così una circolazione di aria fredda dalle zone polari verso l'equatore, mentre l'aria calda (che si espande e si solleva) si sposta nelle parti alte dell'atmosfera verso i poli.

In realtà questi flussi d'aria vengono profondamente alterati dall'inclinazione dell'asse terrestre e dalla rivoluzione attorno al sole, fattori che spostano stagionalmente le fasce di maggior insolazione tra i due tropici, oltre che dalle disomogeneità della superficie terrestre (caratterizzata dall'alternarsi di zone con diversa capacità di assorbimento e scambio termico) e dalla rotazione stessa della terra che contribuisce all'alternarsi dell'irraggiamento solare.

Il movimento di rotazione della Terra induce un altro fattore fondamentale per la comprensione della circolazione dei venti: l'accelerazione di Coriolis che sposta la massa d'aria dalla loro traiettoria. Essa nasce tipicamente quando si considera un sistema di riferimento in moto rotatorio. La variazione del raggio di rotazione dei punti della superficie terrestre al variare della latitudine causa un'ulteriore deviazione delle masse d'aria, più sensibile man mano che ci si avvicina ai poli.

L'effetto di questa forza (impercettibile per l'uomo, essendo di intensità trascurabile rispetto alla forza di gravità) è visibile anche sui fondali dei fiumi, che risultano essere più profondi da un lato che dall'altro. L'effetto che tale forza ha sulle masse d'aria in movimento fa sì che nell'emisfero nord il vento tenda a ruotare in senso antiorario, mentre nell'emisfero sud ruota in senso orario.

Altri fattori importanti sono le forze d'attrito fluido che si manifestano in seno all'aria e che, nel contatto con la superficie terrestre, determinano una dissipazione di energia: la variazione della velocità del vento con la quota dipende dalla rugosità della superficie stessa e dall'orografia che, in conseguenza della configurazione irregolare dovuta alla presenza di catene montuose, causa una deviazione nella traiettoria del vento.

In generale, dunque, ai fini dello sfruttamento dell'energia eolica in un determinato sito, è importante effettuare una descrizione del vento tenendo conto di tutti questi aspetti.

Si può così realizzare una "caratterizzazione" del vento, che assume come parametri:

- Velocità del vento;
- Distribuzione di frequenza dell'intensità (curva di Wiebull) e della direzione del vento (rosa dei venti);
- Intensità delle possibili turbolenze.

La distribuzione della risorsa sul territorio (vedi Figura 7.1, relativa alla distribuzione della risorsa eolica sul territorio italiano) dipende dalla sua orografia orizzontale e verticale, in quanto è proprio l'andamento altimetrico del terreno e la sua struttura a variare la forma e le caratteristiche dello strato limite della vena fluida.

Ai fini della modellizzazione del vento, effettuata solitamente sullo strato limite planetario (variazione della velocità del vento con la quota sopra la superficie del pianeta), di solito si riporta il profilo di strato limite più semplice e di immediata trattabilità: il modello di Hellmann (1916) che è puramente esponenziale, ed è basato su una relazione che lega la velocità ad una quota di riferimento con quella ad un'altra quota.

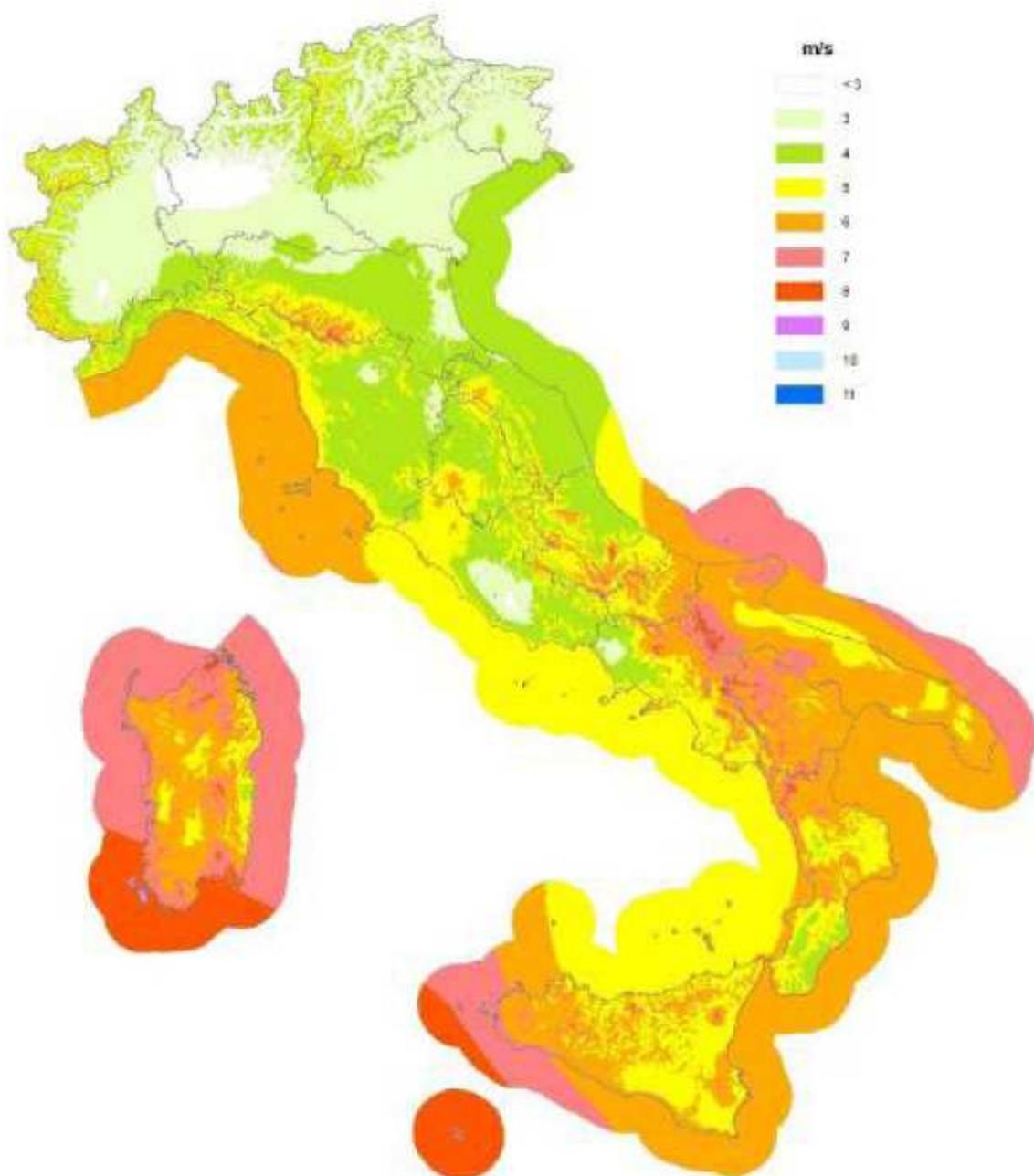


Figura 7.1: Mappa della ventosità annua a 75 m s.l.m (Fonte: ERSE S.P.A.)

Una volta effettuata la caratterizzazione del vento nel sito considerato, si tratta di definire le caratteristiche di funzionamento dell'impianto eolico che dovrebbe sorgervi: è possibile definire la produttività di un impianto eolico in relazione alle "ore equivalenti di funzionamento".

Considerando la produzione annua di energia di un impianto, vengono definite tali le ore di funzionamento in cui la potenza prodotta sia costantemente uguale a quella installata.

L'impianto funziona trasformando l'energia cinetica delle masse di aria in movimento, in energia di rotazione delle pale degli aerogeneratori, che viene poi convertita in energia elettrica tramite opportuni alternatori (vedi Figura 7.2).

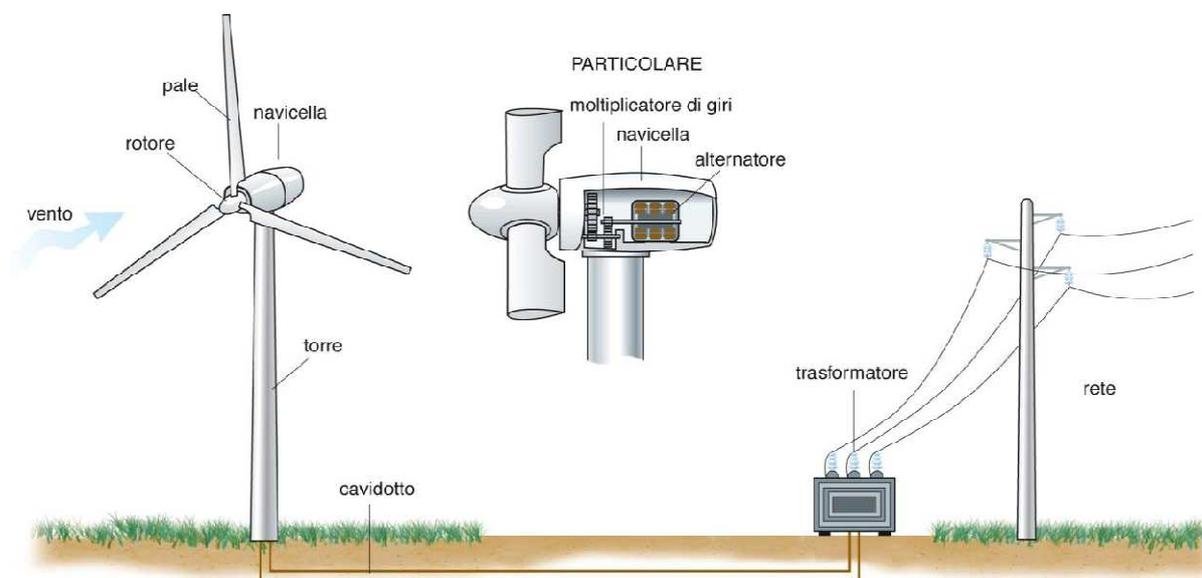


Figura 7.2: schema semplificato di un impianto eolico

La capacità produttiva degli impianti, misurata in kWh prodotti all'anno per kW installato, può essere classificata in:

- Bassa: valore medio 100 kWh/kW;
- Media: valore medio 700 kWh/kW;
- Alta: valore medio 2100 kWh/kW;
- Molto alta: valore medio 2400 kWh/kW.

Oltre che in base alla capacità produttiva, gli aerogeneratori si possono classificare in base alle loro dimensioni ed alla potenza prodotta (Tabella 7.1).

Macchinario	Potenza	Diametro rotore	Altezza mozzo
Piccola taglia	5-100 kW	3-20 metri	10-40 metri
Media taglia	250-1000 kW	25-60 metri	25-60 metri
Grande taglia	1000-3000 kW	55-100 metri	60-105 metri

Tabella 7.1: Classificazione degli aerogeneratori in base alle caratteristiche dimensionali (Fonte ENEA, “Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low - Carbon)

Per la precisione, la potenza degli aerogeneratori varia da alcuni W a 4500 W, con dimensioni dei rotori delle turbine comprese tra 1 e 112 m.

Sono considerati di piccola taglia gli aerogeneratori di potenza fino a 100 kW; di grande taglia quelli di potenza superiore a 1000 kW; di media taglia quelli di potenza compresa in questo range, anche se tale suddivisione si deve considerare indicativa e strettamente correlata allo sviluppo della tecnologia.

7.2 - PROSPETTIVE TECNOLOGICHE

L'evoluzione tecnologica, derivata dalle continue attività di ricerca e sviluppo condotte principalmente nei Paesi del Nord Europa e negli Stati Uniti, ha permesso il conseguimento di obiettivi prestazionali importanti delle macchine eoliche (anche negli ambienti maggiormente ostili come quello marino), di disponibilità delle macchine stesse in termini di capacità di produzione, di qualità dell'energia prodotta ed essenzialmente in termini di abbattimento dei costi.

Per la definizione dei successivi contenuti di questo Capitolo si è fatto significativamente riferimento alla pubblicazione dell'ENEA, "Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon" (ENEA, 2010).

Le fibre di carbonio maggiormente utilizzate per la laminazione delle pale eoliche hanno consentito di ridurre la quantità di materiale impiegato, garantendo una riduzione complessiva del peso degli aerogeneratori, mentre l'evoluzione dei profili delle pale consente una maggiore erogazione per un miglioramento complessivo delle performances.

Le odierne macchine multi megawatt consentono di ridurre la frequenza e l'entità dei servizi di assistenza e manutenzione raggiungendo in alcuni casi l'obiettivo del singolo controllo di manutenzione annuale di macchina con risparmio notevole in termini di tempi di inattività della turbina e di costi del personale.

L'efficienza di conversione delle macchine eoliche è un parametro importante da considerare, ma non sempre determinante ai fini economici, in quanto l'efficienza massima di un aerogeneratore, variabile da 0.42 a 0.50, è relativa ad una sola velocità del vento per le macchine a velocità fissa del rotore, mentre per quelle a velocità variabile si attesta in un intervallo di velocità. Infatti, una maggiore efficienza di conversione non sempre si traduce nell'investimento economico migliore, in quanto i maggiori costi da affrontare non è certo che vengano compensati dalla maggiore producibilità.

La producibilità è invece il parametro da considerare nell'investimento del settore: infatti, la remunerazione dell'impianto realizzato è esclusivamente funzionale dell'energia prodotta, salvo i casi di finanziamento in ambito PON (Piano Operativo Nazionale), sia attraverso il sistema incentivante dei certificati verdi sia con la vendita dell'energia elettrica immessa in rete.

La producibilità dipende dalla tecnologia impiegata e dal layout della centrale eolica, ossia dalla disposizione degli aerogeneratori nel sito prescelto, ma soprattutto dalle caratteristiche anemologiche del sito medesimo. Il capacity factor

è il rapporto tra l'energia prodotta da una singola macchina o da una o più centrali eoliche in un determinato luogo o periodo di tempo e l'energia che sarebbe stata prodotta dalla stessa/e unità se avesse/ro operato alla potenza nominale per lo stesso periodo e nello stesso luogo.

Il valore del capacity factor, generalmente espresso su base annua, è compreso tra 0 e 1, e può essere indicato anche in percentuale.

A livello globale è compreso tra 0.20 e 0.40, cioè tra il 25% ed il 40%. In Italia il capacity factor ha un'ampia gamma di valori che vanno da meno del 20% nelle aree meno vocate a più del 30% in quelle maggiormente idonee.

7.2.1 - TECNOLOGIA PICCOLO EOLICO

Gli aerogeneratori di piccola taglia hanno caratteristiche tecniche in larga parte diverse anche se basate sullo stesso principio di funzionamento, ma con la finalità di produrre e consumare energia a livello locale, andando dalle macchine da poche centinaia di W o pochi kW, destinate a lavorare generalmente in abbinamento a batterie di accumulo, fino alle unità da 50-100 kW, che presentano caratteristiche tecniche e di funzionamento simili a quelle degli aerogeneratori di dimensioni medio-grandi.

Le unità più piccole, in particolare, comprendono non solo modelli ad asse orizzontale, ma anche modelli ad asse verticale che operano indipendentemente dalla direzione del vento.

Tipicamente gli aerogeneratori di piccola taglia non riescono a beneficiare delle innovazioni tecnologiche della attività di R&S perché oggetto di produzioni limitate da parte di piccole aziende. Pertanto sono spesso caratterizzati da performance inferiori a quelle delle macchine di taglia superiore. Il mercato, particolarmente quello nazionale, prevede una molteplicità di applicazioni per queste macchine fino ad una potenza di 200 kW, che possono funzionare sia in connessione alla rete elettrica di bassa o media tensione che in applicazioni stand alone per l'alimentazione di utenze elettriche isolate.

7.2.2 - TECNOLOGIA EOLICA ON-SHORE

Allo stato attuale i principali risultati dell'evoluzione in questo settore sono riconducibili ad un forte abbattimento dei costi, almeno sino al 2004 in quanto successivamente al forte incremento del costo delle materie prime e allo squilibrio della domanda di aerogeneratori rispetto all'offerta, si è determinato l'effetto di un'inversione di rotta, con sensibile aumento dei costi, che al momento sembra però essersi attenuato se non arrestato, con una diminuzione del 10% negli USA, e alla simultanea crescita della potenza unitaria dei dispositivi di conversione dell'energia eolica in energia elettrica.

Infatti, la taglia di potenza unitaria degli aerogeneratori medi e grandi per applicazioni on-shore è compresa fra 500 e 1000 kW (turbine di media taglia) e superiore a 1000 kW (turbine di grande taglia); il loro impiego tipico è nelle centrali eoliche. In Italia, i tipi di aerogeneratori oggi più diffusi sono quelli tripala con taglia compresa tra 800-900 kW e 1.5-3 MW. In tali macchine l'altezza tipica della torre è compresa tra 50 e 80 metri e il rotore dispone di pale di lunghezze tra 20 e 45 metri. Tendenza attuale del mercato è quella di installare macchine da 1.5 a 3 MW a velocità variabile grazie all'accoppiamento di un convertitore di frequenza al generatore.

Queste unità riducono al minimo le fluttuazioni indesiderate dell'energia elettrica immessa in rete tramite variazione di velocità del rotore che può raggiungere scostamenti significativi rispetto alla velocità sincrona del generatore.

7.2.3 - TECNOLOGIA EOLICA OFF-SHORE

Per eolico off-shore s'intendono gli insiemi degli aerogeneratori di grande taglia (cioè oltre il MW) che costituiscono le centrali per la produzione di energia elettrica dislocate in ambiente marino. L'attuale tecnologia limita le installazioni su fondali non superiori ai 40 m, con tipologia di fondazione tipicamente monopalo.

Le turbine off-shore utilizzano la stessa tecnologia di quelle impiegate a terra, ma il ricorso all'ambiente marino comporta un notevole incremento di producibilità per le condizioni anemologiche (maggiore ventosità a bassa turbolenza) sensibilmente migliori di quelle sulla terraferma.

Le severe condizioni climatiche in mare richiedono tuttavia particolari accorgimenti per i trattamenti anticorrosione di fondazioni e torri, sistemi di controllo adeguati per

lunghi periodi di operatività, elevata agibilità delle macchine e procedure di sicurezza per la manutenzione.

Le realizzazioni odierne sono costituite da insiemi di macchine di grande taglia, con potenza del singolo aerogeneratore non inferiore a 2 MW: attualmente la massima taglia prodotta per un aerogeneratore commerciale è accreditata di una potenza nominale pari a 3.6 MW, un diametro del rotore pari a 104 m e altezza della torre variabile.

L'installazione di turbine eoliche off-shore presenta vantaggi rispetto all'opzione on-shore: lo sviluppo di turbine di dimensioni maggiori può determinare negli impianti problemi di trasporto, di carattere infrastrutturale e d'impatto visivo che sono mitigati ad una certa distanza dalla costa.

Gli aspetti negativi riguardano soprattutto gli investimenti necessari per fronteggiare i più alti costi di realizzazione per il limitato numero di giorni/anno in cui possono essere condotte le attività di installazione in mare aperto (funzione delle condizioni meteo marine di siti tipicamente ventosi) e la difficoltà di raggiungere le turbine per la manutenzione ordinaria (con oneri maggiori).

La severità delle condizioni ambientali, inoltre, comporta problemi connessi alla corrosione marina, alla stabilità dell'efficacia dei lubrificanti ed a sforzi e sollecitazioni a cui gli impianti sono sottoposti dal moto ondoso.

Le fondazioni degli aerogeneratori in ambiente marino, a differenza di quanto avviene sulla terraferma, implicano scelte progettuali impegnative: attualmente l'opzione tecnologia privilegiata è la fondazione monopila o monopalo inserita in fondo sabbioso. Le fondazioni monotubo sono attualmente impiegate nella maggior parte degli impianti off-shore del Regno Unito, della Danimarca, della Svezia e dei Paesi Bassi entro un range di profondità di 25 m dal fondale.

La tecnologia eolica off-shore ha raggiunto il pieno sviluppo nel Mare del Nord dove la più grande centrale eolica off-shore, realizzata nel 2002, ha una capacità di generazione di 160 MW ottenuta da 80 aerogeneratori disposti a scacchiera su una superficie in mare di oltre 27 chilometri quadrati, scarsamente visibili da terra e meta di grande interesse del turismo internazionale.

La potenza globale off-shore installata in Europa (Figura 7.3, fonte EWEA e ENEA, “Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon”) è ancora modesta e ciò è in larga misura legato ai costi superiori rispetto a quelli tipici riscontrabili in ambiente terrestre.

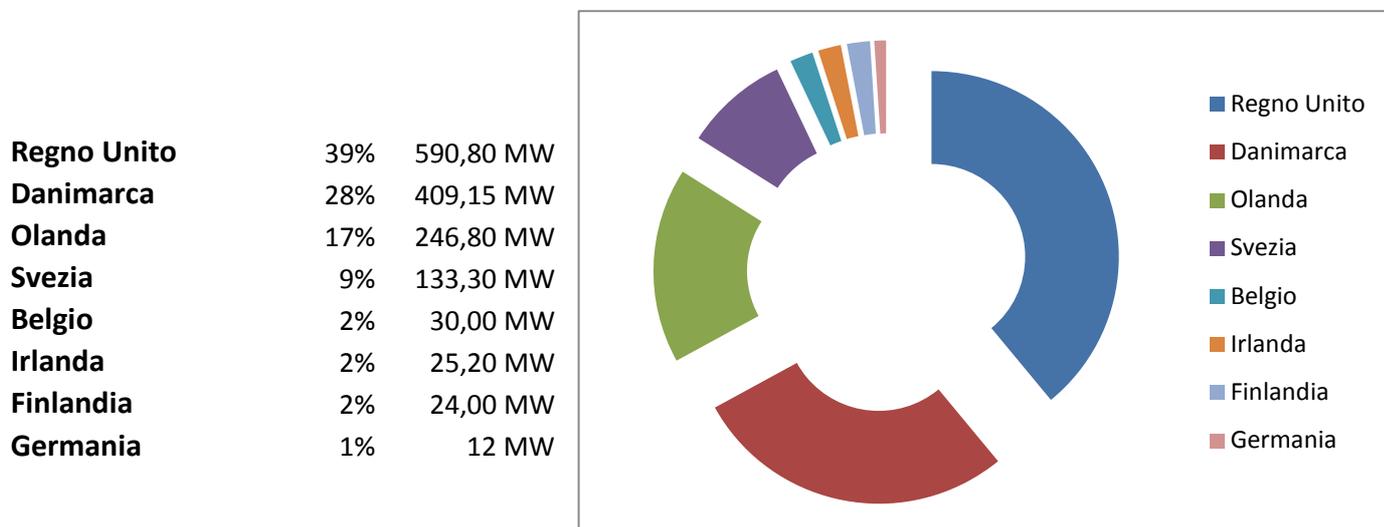


Figura 7.3: distribuzione della potenza eolica installata off-shore in Europa (Fonte: EWEA 2009, ENEA, “Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon”)

In prospettiva, lo scenario di diffusione delle tecnologie eoliche off-shore è ampio, tenendo conto della continua evoluzione tecnologica che mira alla dislocazione delle centrali su fondali più profondi e, contestualmente, all’utilizzo di macchine di taglia di 5 MW.

Con riferimento al caso italiano, la potenzialità eolica lungo le coste va valutata con specifici approfondimenti sui fattori antropici e socio-economici che possono influenzare positivamente o meno la scelta dell’uso della risorsa.

7.2.4 - TECNOLOGIA EOLICA GALLEGGIANTE PER ACQUE PROFONDE

La capacità produttiva delle macchine eoliche in mare aperto risulta estremamente interessante per lo sfruttamento di venti meno turbolenti e di campi di velocità superiori rispetto ai venti costieri (e di terra ferma). Con l'utilizzo delle moderne turbine off-shore multi megawatt i valori di producibilità crescono sensibilmente rispetto agli impianti terrestri.

Tuttavia, l'accesso a fondali marittimi in zona "acque profonde" (oltre i 50 m) per le installazioni eoliche è beneficio, ad oggi, solo di qualche prototipo di impianto galleggiante, ovvero privo di fondazioni sommerse di interconnessione al fondale marino.

L'esperienza acquisita dall'industria del petrolio e del gas nella costruzione ed esercizio delle piattaforme marine ha mutuato alcune soluzioni impiantistiche ad oggi oggetto di differenti programmi di R&S che si differenziano per la tipologia di sostegno degli aerogeneratori (piattaforme immerse stabilizzate, piattaforme galleggianti e piattaforme a spinta bloccata) e per gli ancoraggi (geometria delle linee di ormeggio e sistemi d'ancora a cavo o catena), tipologia, quest'ultima, fortemente correlata alle condizioni specifiche di tenuta del fondale marino.

Grazie all'utilizzo di elementi pre-assemblati in cantiere, le installazioni flottanti assicurano cantierizzazioni dei siti molto rapide (includendo il trasporto via mare delle apparecchiature) con tempi di ingombro delle aree marine piuttosto brevi.

Tutte le strutture, piattaforme galleggianti immerse e zavorre di ancoraggio al fondale, sono totalmente rimovibili a fine ciclo produttivo degli impianti per minimizzare gli impatti sull'ecosistema marino.

Il primo impianto eolico mondiale di tipo galleggiante, sia pure con una macchina di soli 70 kW, è italiano ed è stato provvisoriamente ubicato da dicembre 2007 al largo di Brindisi. E' stato posizionato nel Canale di Otranto a 20 km dalla costa (località Tricase) su un fondale di 110 m, ove sono stati acquisiti dati sperimentali utili allo sviluppo delle attività di ricerca sul prototipo di taglia maggiore (2-3 MW) finalizzate ai processi di industrializzazione. Il prototipo, sviluppato in applicazione del concetto di piattaforma sommersa a spinta bloccata (Tension Legged Platform – TLP) si pone l'obiettivo di restare una tecnologia in grado di affrontare ancoraggi su fondali dai 60 ai 250 m, banda di profondità in cui si collocano la maggior part dei siti interessanti per la installazione di eolico off-shore.

Un prototipo in scala ridotta di aerogeneratore a colonna galleggiante, invece, è stato testato in vasca per la prima volta in Norvegia, mentre l'installazione di

un'unità dimostrativa di 2.3 M su una struttura galleggiante è in corso. L'elemento galleggiante si estenderà a 100 m di profondità e sarà ancorato al fondo marino.

7.2.5 - TECNOLOGIA EOLICA D'ALTA QUOTA

La quota più favorevole per potenza specifica del vento si trova a circa 10000 metri di altezza s.l.m. . Da tali altitudini, la velocità e l'energia del vento decadono discendendo verso il suolo sia per la frizione tra le masse d'aria che tra le masse d'aria e l'orografia del territorio. Alcuni progetti eolici innovativi mirano a sfruttare questo vantaggio di quota cercando di intercettare le alte velocità del vento dove le torri eoliche tradizionali non possono giungere perché prossime al limite dimensionale di peso e stabilità.

Tra questi, il progetto condotto da un'azienda italiana e dal Politecnico di Torino (vedi Capitolo finale) prevede di utilizzare profili alari semirigidi di potenza, ad alta efficienza e pilotati in modo automatico, lasciando a terra i macchinari per la generazione di energia e trasmettendo trazione e contemporaneamente controllo direzionale dei profili attraverso cavi in materiale composito. Le singole unità di manovra previste permettono di guidare in modo automatico un singolo o una batteria di profili alari di potenza ad una altezza operativa dagli 800 ai 1000 metri, secondo una traiettoria circolare. Con tali configurazioni le centrali eoliche d'alta quota intercetterebbero grandi quantità di vento in una unica installazione di terra con un impegno del suolo estremamente contenuto rispetto alle installazioni tradizionali a torre. E' stato realizzato un primo prototipo a piccola scala con un aquilone in grado di produrre energia elettrica con l'alternanza di fasi di trazione e richiamo.

7.3 - PROBLEMATICHE CONNESSE ALLA TECNOLOGIA EOLICA

Gli aspetti ambientali che rimangono critici –pur a fronte di un notevole sviluppo della tecnologia- sono correlati a possibili effetti indesiderati, che hanno luogo su scala locale; essi sono:

- Occupazione del territorio;
- Impatto visivo;
- Rumore;
- Effetti di interferenza elettromagnetica;
- Effetti su flora e fauna.

Tali aspetti, comunque, appaiono in generale di così lieve entità da poter affermare che il bilancio costi ambientali-benefici ambientali è ampiamente positivo.

Difficoltà maggiori, invece, sono quelle che si riscontrano dal punto di vista burocratico-realizzativo e di percezione sociale.

La grande difficoltà ad avviare e a concludere programmi di ricerca sitologica da parte dei Comuni o di privati, ovvero di accedere ai dati esistenti, costituisce la prima, quasi insormontabile, barriera (“burocratica”) alla diffusione delle tecnologie di sfruttamento dell’energia eolica.

La scarsa conoscenza della sitologia ha generato anche ulteriori problemi: a lungo, ad esempio, si è evitata l’installazione in aree appenniniche sulla base della considerazione che non ci fosse vento di caratteristiche adeguate; gli ultimi anni hanno smentito questa posizione, dettata più da ragioni legate ai costruttori italiani che non a effettivi dati scientifici.

Un’ulteriore perplessità da parte dei decisori politici e delle popolazioni locali, sulla installazione di centrali eoliche, dipende dalla percezione sociale delle popolazioni locali, principalmente preoccupate dell’impatto ambientale che l’installazione di un parco eolico sul loro territorio potrebbe avere.

Per tali motivi è quindi opportuno sottolineare e “pubblicizzare” le caratteristiche positive di questa fonte il cui impatto ambientale, in particolare quello visivo, può essere fortemente limitato attraverso una buona progettazione.

L’accettabilità sociale delle installazioni eoliche passa attraverso la necessità di sottolineare come questa sia una fonte pulita, che non provoca localmente emissioni dannose per l’uomo e per l’ambiente.

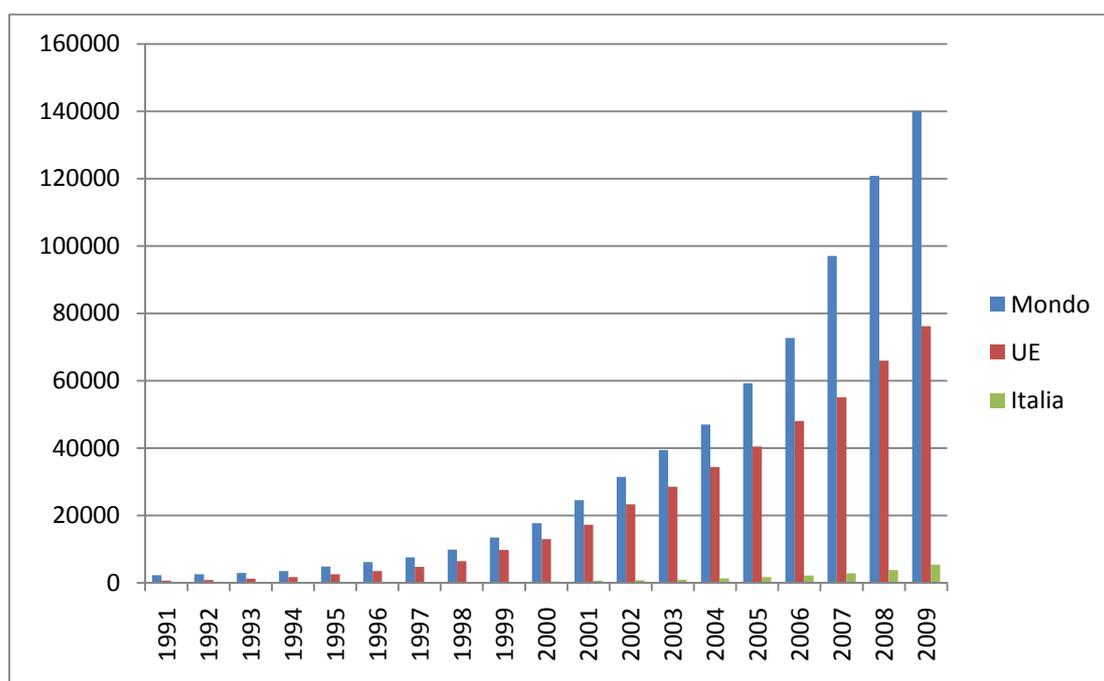
7.4 - SVILUPPO ATTUALE A LIVELLO MONDIALE DELLA TECNOLOGIA EOLICA

Si può senz'altro dire che la risorsa eolica è ampiamente disponibile e distribuita su tutto il globo terrestre. Diversi studi hanno dimostrato come in Europa il potenziale eolico teoricamente sfruttabile sia in grado di coprire almeno il 20% dei consumi di energia elettrica previsti al 2020, mentre la disponibilità stimata di energia da fonte eolica nel mondo è dell'ordine di 20000 TWh/anno.

Sotto la spinta delle esigenze legate alla tutela dell'ambiente e alla diversificazione delle fonti di energia, le tecniche per lo sfruttamento dell'energia eolica hanno raggiunto negli anni un'elevata maturità con una conseguente riduzione dei costi specifici.

In seguito a queste contingenze, il mercato dell'energia eolica ha conosciuto in tempi recenti un'espansione senza confronti rispetto alle altre fonti rinnovabili, registrando un successo senza confronti: l'industria eolica ha infatti conosciuto uno straordinario sviluppo nell'ultimo decennio, decuplicando la potenza installata da 6000 MW del 1996 ai 72000 MW del 2006, cresciuti ulteriormente negli ultimi quattro anni, fino agli attuali 140000 MW circa installati globalmente.

Si può valutare la crescita in differenti regioni (Mondo, UE, Italia), in termini di potenza installata, dalla Figura 7.4 e dalla Tabella riassuntiva 7.3, riportate nella pagina seguente.



POTENZA EOLICA INSTALLATA (MW)

Anno	Mondo	UE	Italia
1991	2223	629	1
1992	2561	844	3
1993	2900	1211	5
1994	3450	1683	12
1995	4800	2497	19
1996	6115	3476	34
1997	7584	4753	97
1998	9842	6453	164
1999	13450	9768	232
2000	17684	12933	363
2001	24544	17250	664
2002	31412	23298	780
2003	39363	28465	883
2004	47007	34388	1265
2005	59235	40490	1718
2006	72628	48042	2123
2007	97000	55000	2800
2008	120798	65900	3736
2009	140000	76185	4898 (5400 a giugno 2010)

Figura 7.4 e Tabella 7.3: Andamento della potenza eolica installata in differenti regioni nel periodo 1991-2009 (Fonte: “Ambiente Italia 2008”, “GWEC 2009”, “Le Fonti Rinnovabili 2010, ENEA”)

Tale crescita di produzione di energia da fonte eolica, può essere esplicitata, oltre che per “macro regioni”, anche prendendo in considerazione i singoli Paesi: i dati più aggiornati, riferiti al periodo 1990-2008, sono quelli dell’IEA, provenienti dalla “Wind Roadmap” del 2010, e riportati in Figura 7.5.

Interessante notare l’andamento della crescita percentuale annuale, che dal 2000 si è attestata intorno al 30%, in leggera crescita nel 2007-08, anche se significativamente calata dopo i picchi toccati sul finire degli anni ’90.

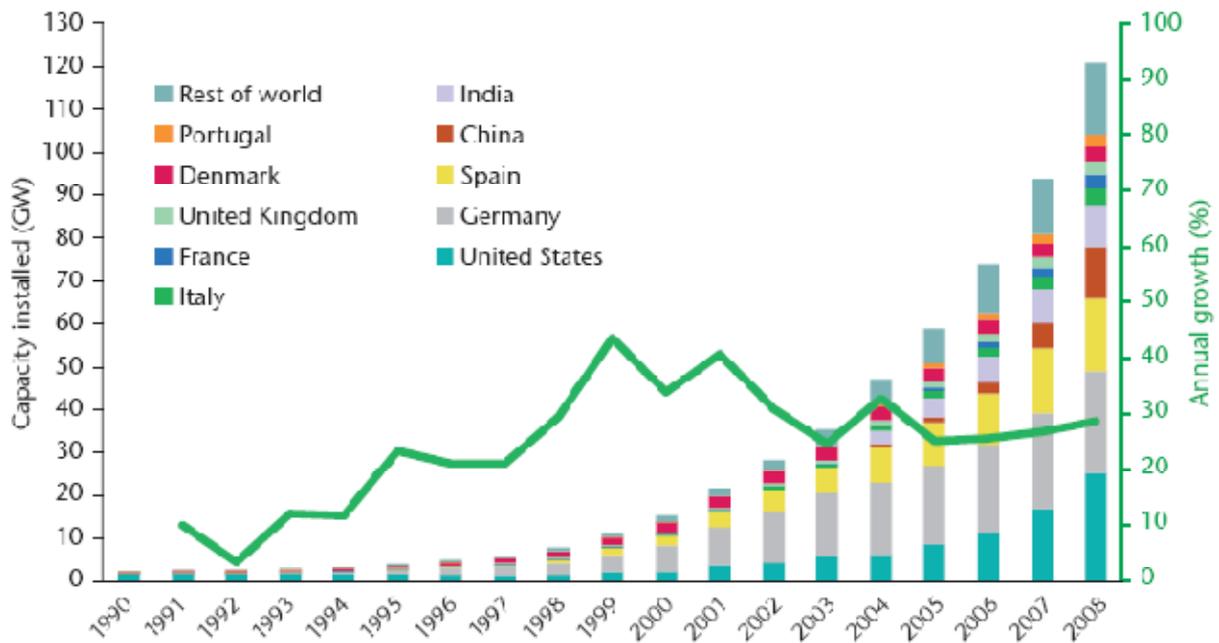


Figura 7.5: Crescita della capacità installata e della produzione di energia da fonte eolica nei Paesi leader della tecnologia (Fonte: IEA, 2010)

E' interessante anche confrontare la capacità produttiva da fonte eolica installata nei Paesi leader della tecnologia, con la disponibilità della risorsa: tale raffronto evidenzia le potenzialità della fonte in regioni non ancora sfruttate.

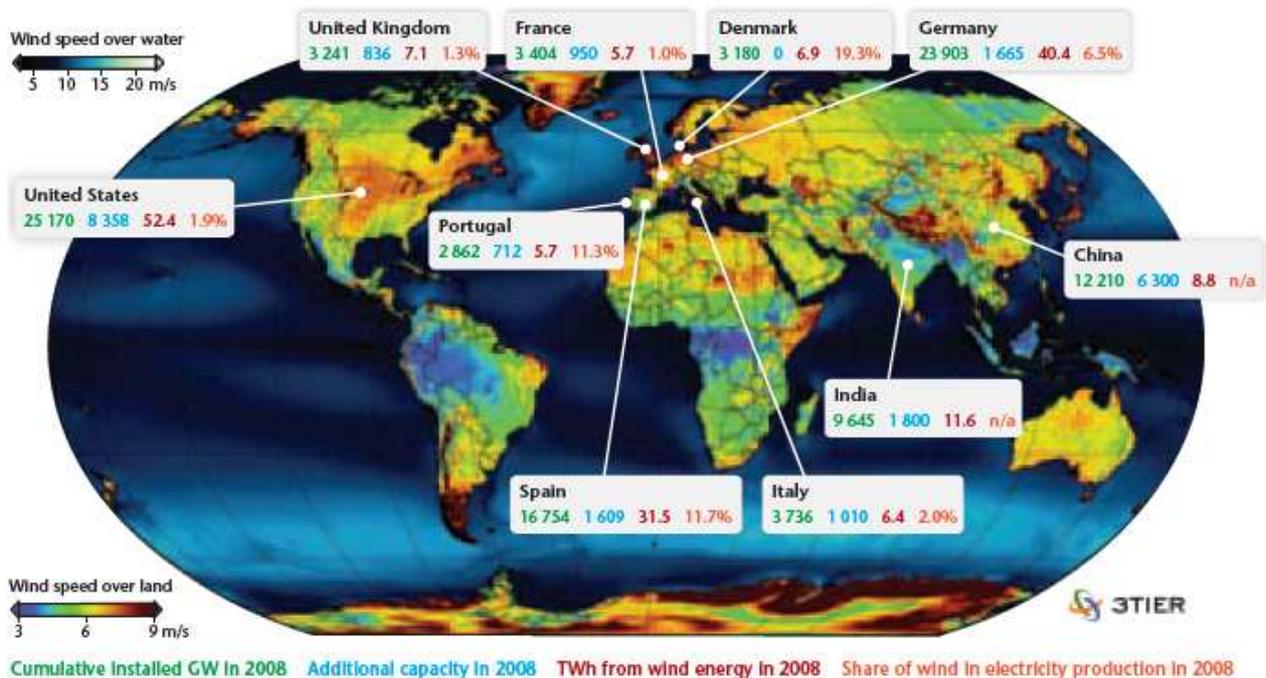


Figura 7.6: Risorse eoliche mondiali e capacità installata nei principali Paesi produttori (Fonte: IEA wind, 2010)

Poiché si può valutare che un impianto da 1 MW di potenza è sufficiente a soddisfare il fabbisogno di energia elettrica di 350 famiglie, così gli 80000 MW attualmente installati nel mondo sarebbero sufficienti a coprire i consumi di energia elettrica di oltre 70 milioni di persone.

Di questo quantitativo totale, l'Europa concentra circa il 67% della potenza installata al mondo, ma si registra un forte sviluppo negli Stati Uniti e in India: in quest'ultimo Paese, è una crescita connessa ad uno sviluppo tecnologico, sociale ed economico, che richiede ulteriori disponibilità energetiche, con un occhio però rivolto (per quanto possibile) anche all'etica ambientale.

La crescita della capacità eolica in Europa, incrementatasi dal 2006 al 2007 del 19% (fino a superare i 55000 MW, che in termini di produzione equivalgono a 120 tWh, pari a circa il 5% del consumo della UE), è stata supportata sia dalla presenza di numerosi meccanismi di incentivo nazionali, sia dallo sviluppo di forti industrie nazionali (in particolare in Danimarca, Germania e Spagna).

Nel 2008 e nel 2009 questa crescita è continuata ulteriormente: nel 2008, la potenza totale installata in Europa è risultata essere pari a 66194,2 MW (65172,3 nei paesi UE).

L'anno successivo, sempre in Europa, sono stati installati complessivamente 10102,1 MW di nuova potenza eolica, di cui 9739,1 MW in Paesi dell'Unione Europea e 363 nel resto del continente. Questo ha permesso di raggiungere una capacità eolica cumulata totale in Europa alla fine del 2009 di 76185,2 MW, di cui 74800,2 MW nell'UE.

La distribuzione di potenza eolica, riferita (al 2008) ai Paesi leader della tecnologia, è riportata nella Tabella riassuntiva 7.4 e nella Figura 7.7 ad essa relativa.

Paese	MW	%
USA	25170	20,80
Germania	23903	19,8
Spagna	16754	13,9
Cina	12210	10,1
India	9645	8
Italia	3736	3,1
Francia	3404	2,8
Regno Unito	3241	2,7
Danimarca	3180	2,6
Portogallo	2862	2,4
Resto del Mondo	16693	13,8
Totale primi 10 Paesi	104104	86,2
Totale Mondiale	120798	100

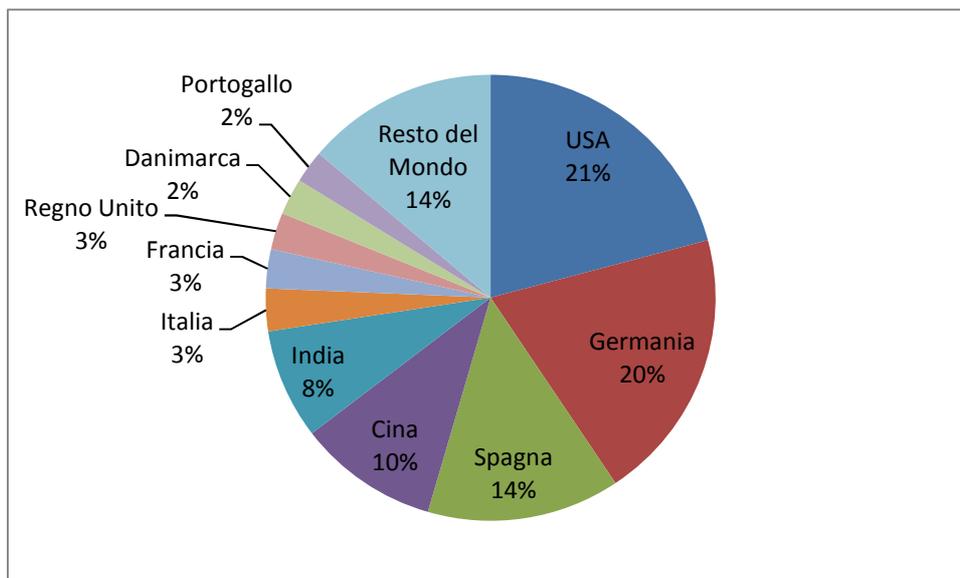


Tabella 7.4 e Figura 7.7: Distribuzione della potenza eolica (espressa in MW) installata al mondo, nel 2008 (Fonte: "GWEC 2009")

Nel 2009 la quota di mercato UE è cresciuta del 13.3% rispetto all'anno precedente, segnando un nuovo record delle installazioni annue.

L'espansione è stata trainata dalla Germania (con quasi 21000 MW totali) e dalla Spagna (quasi 12000 MW complessivi), che nel 2009 si sono confermati i due principali mercati nazionali (con un livello di installazioni annue pari a 1916,8 MW e 2459,4 MW, rispettivamente); oltre a questi Paesi anche Francia, Portogallo e Gran Bretagna hanno comunque conseguito buoni risultati.

I dati relativi alle nuove installazioni sono riportati nella Tabella 7.5 e in Figura 7.8.

Paese	MW	%
USA	8358	30,00
Cina	6300	22
Spagna	2459	9
Germania	1917	7
India	1800	6
Italia	1010	4
Francia	950	3
Regno Unito	836	3
Portogallo	712	2
Canada	526	2
Resto del Mondo	3285	12
Totale primi 10 Paesi	24868	88
Totale Mondiale	28153	100

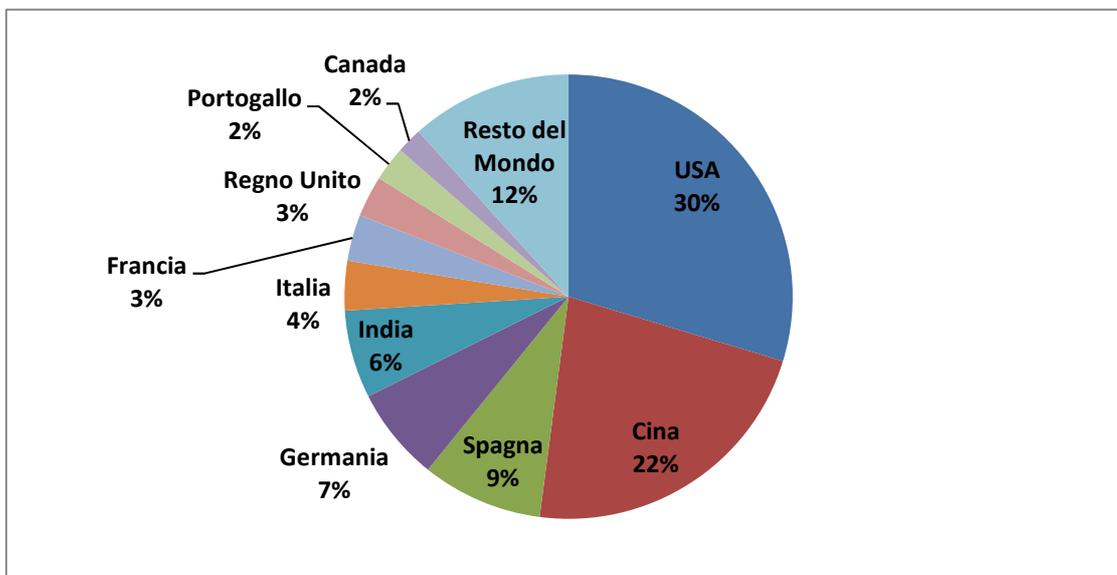


Tabella 7.5 e Figura 7.8: Nuova potenza eolica (espressa in MW) installata al mondo, nel 2009 (Fonte: "GWEC 2009")

L'Inghilterra, inoltre, ha programmato la costruzione di 275 turbine a vento (alte ciascuna 150 metri) in una zona di mare al largo delle coste meridionali del Devon; con un costo previsto di 5 miliardi di euro la "fabbrica a vento" dovrebbe alimentare più di un milione di case. La potenza globale installata off-shore in Europa resta però abbastanza ridotta (vedi Tabella 7.5).

In termini di produzione, secondo i dati IEA, nel 2007 nel mondo si è arrivati ad un'energia prodotta pari a 173 TWh; con questo valore di produzione, l'energia eolica si classifica al secondo posto tra le fonti rinnovabili, seconda soltanto all'energia idraulica, ma in procinto di essere raggiunta dalla produzione da biomasse.

Per quanto riguarda l'UE, i dati sono più aggiornati e rivelano che la produzione di energia elettrica da fonte eolica nel 2009 è cresciuta dell'8,6% rispetto all'anno precedente, passando da 118,4 TWh a 128,5 TWh; tuttavia, non è una crescita proporzionale a quella della capacità installata a causa di vento ridotto e stacchi dalla rete in presenza di sovraccarichi.

Al primo e secondo posto risultano ancora Germania e Spagna con rispettivamente 37.5 TWh e 36.2 TWh di produzione elettrica nel 2009, mentre al terzo posto vi è questa volta il Regno Unito con 9.2 TWh.

Ad essere cresciuta è anche l'occupazione all'interno del settore eolico nei Paesi UE, settore che nel quinquennio 2002-2007 ha visto una crescita del 125%, corrispondente ad una media di circa 12000 nuovi posti di lavoro ogni anno. Le persone direttamente impiegate nel 2007 sono state 108600, cifra che sale a 154000 se si considerano gli impieghi indiretti (dati della EWEA).

7.5 - SVILUPPO ATTUALE A LIVELLO ITALIANO DELLA TECNOLOGIA EOLICA

A fronte di una realtà mondiale in continua crescita, quello Italiano è un caso diverso: il nostro Paese, pur essendo uno degli stati europei dalle maggiori potenzialità, ha infatti registrato un rallentamento nella velocità di crescita del settore.

Il mercato eolico italiano resta comunque discretamente dinamico, sotto la spinta di numerosi provvedimenti legislativi nazionali (come il CIP 6/92) e grazie anche all'importante contributo di fondi europei. Il trend di crescita più marcato delle installazioni si è registrato proprio negli anni successivi all'applicazione del CIP 6/92 , ed è riportato nel Grafico seguente.

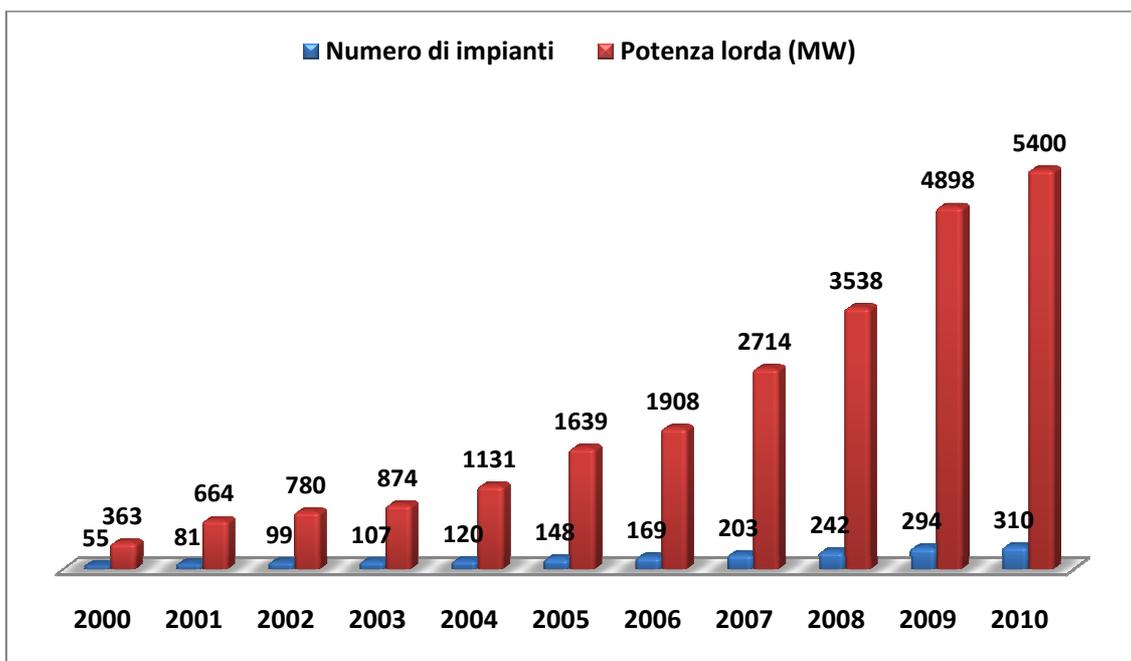


Figura 7.9: crescita di potenza eolica installata in Italia (1991-2010), espressa in MW (Fonte: ENEA-GSE; “Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon”)

Con i suoi 5400 MW di potenza totale a giugno 2010 (dati GSE – “Sole 24 Ore”), di cui ben 1113,5 MW installati nel solo 2009, l'Italia rappresenta il terzo Paese UE sia per dimensioni di mercato che per potenza cumulata totale alla fine dell'anno.

La politica passata ed attuale, a favore delle fonti rinnovabili di energia, ha stimolato la costruzione sia di centrali eoliche che –ultimamente- di impianti di

dimensioni inferiori, sia con l'obiettivo di ridurre le emissioni inquinanti dovute alla combustione che con l'obiettivo di raggiungere l'indipendenza energetica tramite l'autoproduzione.

Già dall'inizio degli anni '90, secondo il Piano Nazionale per le Energie rinnovabili, sono state preparate le costruzioni di centrali di "grandi dimensioni" (sempre nell'ottica della tecnologia eolica), per una potenza complessiva di 300 MW. Alla fine del 1999 questo parco macchine si è arricchito per altri 232 MW e sono in previsione costruzioni di altre centrali, in tempi recenti, per altri 700 MW.

Attualmente si hanno on-shore oltre 700 macchine di taglia media (850 kW) e un insieme di decine di macchine di grande taglia (con potenze del singolo generatore non inferiori a 2 MW) off-shore. Il costo di impianto di queste ultime oscilla tra 1000-1500 €/kW contro i 700 €/kW di generatori on-shore. Il costo del kWh varia molto secondo i siti di installazione ma nel nostro Paese risulta essere pari approssimativamente a circa 0.02 €/kWh.

In termini di localizzazione, questi impianti sono attualmente dislocati soprattutto lungo gli Appennini e al Sud, dove la risorsa anemologica è più cospicua, ed in particolar modo in Campania, Puglia, Sicilia, Sardegna, Molise e Abruzzo (più dell'80% della potenza è installata in Campania e in Puglia): la ripartizione degli impianti per regione (aggiornata al Dicembre 2009, Fonte: GSE) è riportata in Figura 7.10.

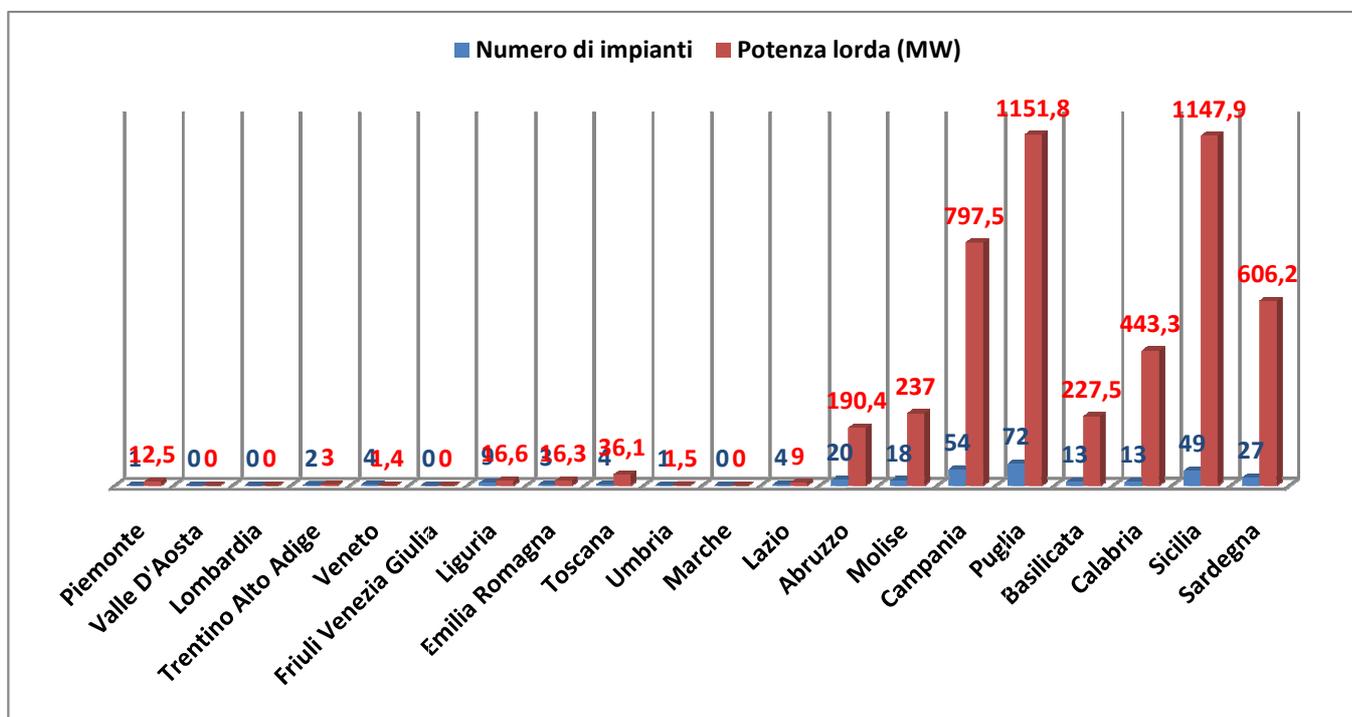


Figura 7.10: distribuzione della numerosità e della potenza degli impianti eolici nelle regioni a fine 2009 (Fonte: GSE)

La maggior parte delle installazioni riguardano siti montani sul crinale appenninico e ciò costituisce una peculiarità rispetto ai paesi del Nord Europa, dove le applicazioni eoliche hanno interessato ed interessano tuttora aree in genere pianeggianti.

Nonostante questi aspetti “virtuosi”, l’Italia è però indietro, rispetto alla media europea, non solo dal punto di vista della rapidità di crescita del suo mercato eolico, ma anche della disponibilità procapite di energia da fonte eolica.

La disponibilità procapite dell’Italia (circa 80 kW/1000 ab) è infatti inferiore alla media europea, a fronte di valori molto elevati in Danimarca (con circa 627,5 kW/1000 ab), Spagna, Germania, Irlanda e Portogallo: di seguito è riportata la disponibilità procapite ripartita regione per regione (dati aggiornati a fine 2009, fonte: GSE).



Figura 7.11: distribuzione regionale Watt procapite a fine 2009 (Fonte: GSE)

Si evidenziano valori molto bassi nell'Italia settentrionale: il fenomeno si spiega se si considera l'alta densità abitativa delle regioni in esame e la limitata presenza di impianti e di potenza installata. Discorso opposto vale per le regioni meridionali tra le quali il Molise ha i valori pro capite più elevati (739 Watt per abitante), dovuti essenzialmente alla bassa densità abitativa.

Così come in questi ultimi anni è cresciuto il numero degli impianti e la potenza complessiva installata, sono cresciuti anche altri parametri, indicativi dello sviluppo della tecnologia eolica nel nostro Paese: su tutti, è interessante valutare l'incremento della produzione di energia effettiva e normalizzata (quest'ultima legata alla necessità di realizzare valutazioni che prescindano dalle condizioni climatiche, rapportando i dati ad un anno "normale", regolarizzando i valori delle produzioni annuali rispetto alla produzione effettivamente ottenuta negli anni precedenti). Tale andamento è riportato nel Grafico seguente, aggiornato al Dicembre 2009 e prodotto dal GSE.

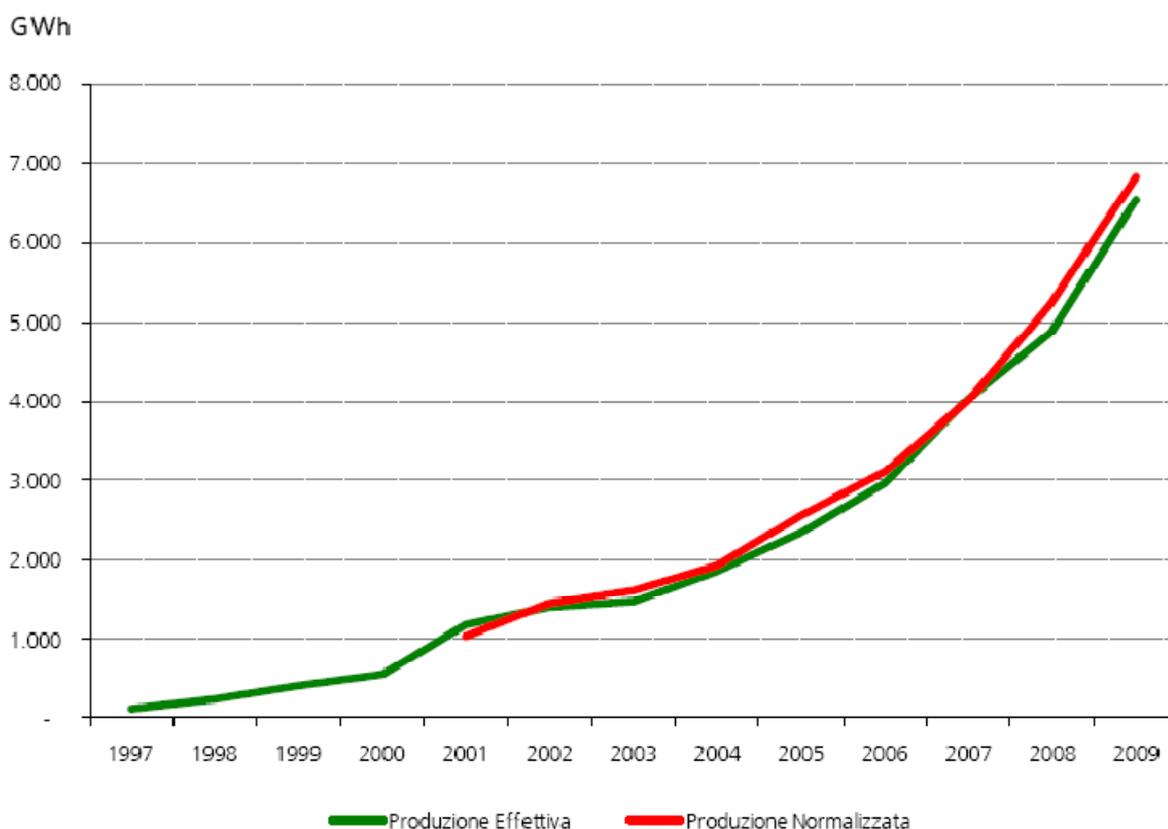


Figura 7.12: trend storico della produzione reale e normalizzata degli impianti eolici in Italia (Fonte: GSE, 2010)

Nel 2009 il valore della produzione normalizzata è risultato pari a 6830 MW, circa il 4% più elevata rispetto a quella reale.

E' invece in controtendenza un altro parametro, relativo alle ore equivalenti di utilizzazione degli impianti eolici: le curve delle ore equivalenti di utilizzazione descrivono la performance dei singoli impianti nei diversi anni. Ogni punto rappresenta, per ciascun impianto eolico, il rapporto tra la sua produzione lorda e la potenza efficiente lorda.

Nei sei anni compresi tra il 2004 e il 2009, il progressivo spostamento della curva verso destra rispecchia l'aumento della numerosità degli impianti installati in Italia (+145% variazione assoluta).

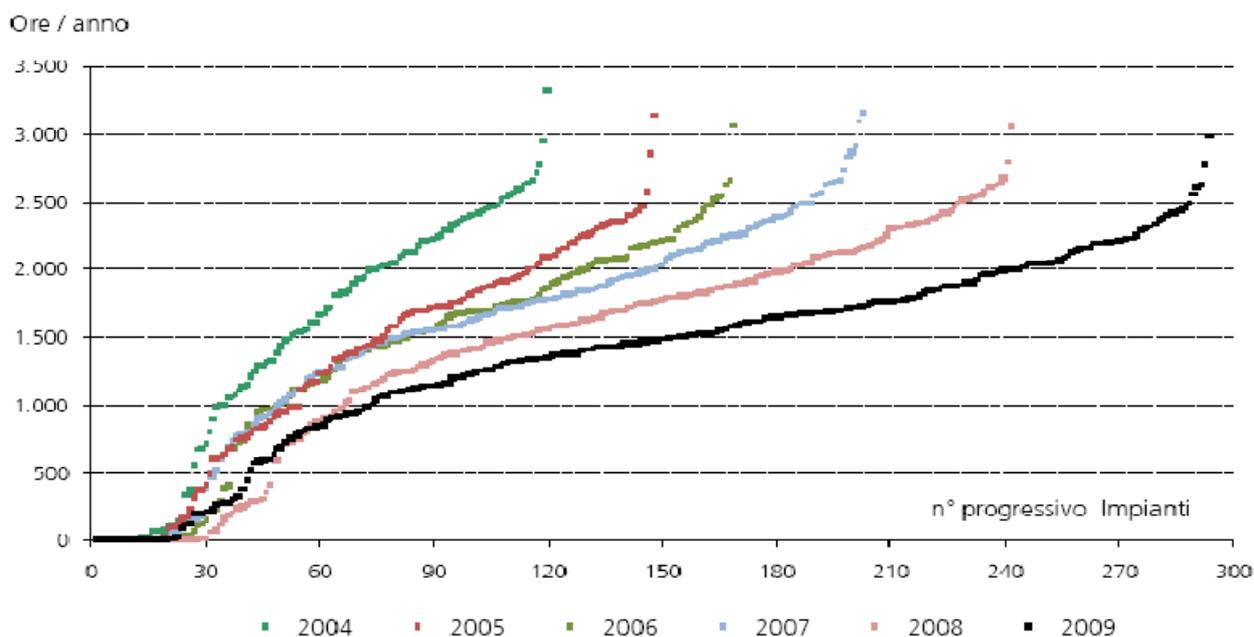


Figura 7.13: ore equivalenti di utilizzazione degli impianti eolici in Italia (fonte: GSE, 2010)

Il concetto di ore equivalenti di utilizzazione può essere applicato anche all'intero parco eolico nazionale. In Italia, nel 2009, come si può vedere nella sottostante tabella, le ore equivalenti di utilizzazione dell'intero parco eolico sono risultate pari a 1.336 in calo rispetto alle 1.374 ore dell'anno precedente.

	2004	2005	2006	2007	2008	2009
Ore equivalenti di utilizzazione	1.633	1.430	1.557	1.486	1.374	1.336

In termini di previsioni di sviluppo italiane, il "Libro Bianco" dell'ENEA e le stime dell'IEA al 2020 assumono un potenziale installabile pari a 16200 MW, ed un obiettivo occupazionale di 66000 addetti complessivi al settore, di cui 19000 diretti.

7.6 - PREVISIONI DI SVILUPPO FUTURO DELLA TECNOLOGIA EOLICA A LIVELLO MONDIALE

In alcuni paesi la penetrazione dell'energia da fonte eolica ha già raggiunto livelli non molto lontani dalla saturazione, almeno per quanto riguarda le installazioni "on-shore". Le analisi più recenti prevedono comunque un'ulteriore espansione a livello mondiale dell'energia eolica.

Tali previsioni sono supportate dai seguenti motivi:

- Sebbene il Protocollo di Kyoto sia ancora di fatto in discussione, è chiaro che sul lungo periodo (in uno scenario caratterizzato da consumi energetici sempre più elevati, da una dipendenza estremamente marcata dai combustibili fossili, nonché dalla contemporanea necessità di ridurre i gas responsabili dell'effetto serra) l'uso di fonti energetiche rinnovabili -e in particolare dell'eolico , che tra esse sembra la più valida- sembra l'unica strada percorribile.
- In alcuni paesi industrializzati come Italia, Francia, Gran Bretagna e Canada, il mercato eolico si è sviluppato in ritardo e quindi presenta elevati margini di crescita. Negli USA, dove la potenza installata è già elevata, c'è comunque un margine di crescita ulteriore assai rilevante, legato all'abbondante potenziale eolico non ancora sfruttato.
- In accordo con i meccanismi del Protocollo di Kyoto che prevedono la possibilità di commercializzare particolari certificati verdi che rientrano nel computo totale delle emissioni prodotte, è probabile uno spostamento del mercato dai paesi industrializzati a quelli in via di sviluppo che presentino valide risorse anemologiche.
- I Paesi in via di sviluppo, crescendo da un punto di vista socio-economico, aumenteranno le loro richieste di disponibilità energetica; la crescita tecnologica dovrebbe essere accompagnata da una crescita a livello di percezione ambientale, che porti ad una maggiore attenzione nei confronti dell'impatto "inquinante" legato alla produzione energetica, e quindi ad un maggiore interesse nei confronti delle fonti energetiche più "pulite".
- La nuova frontiera dell'eolico, gli impianti off-shore (ovvero turbine posizionate in mare aperto), subirà nel medio periodo uno sviluppo

paragonabile a quello delle installazioni tradizionali; alcune fonti ritengono che nel 2006 la potenza eolica off-shore sarà pari a circa il 10-15% della potenza eolica totale installata.

- La maggiore potenzialità e rendimento dei nuovi aerogeneratori (la taglia media è raddoppiata negli ultimi cinque anni ed è oggi di circa 2 MW in paesi come il Regno Unito e la Germania, di 1.2 MW in Italia) e lo sfruttamento dei siti "off shore" promettono il mantenimento di un trend positivo.

A livello europeo, le previsioni ufficiali di crescita sono affidate al Libro Bianco della Commissione Europea; questo, nel 1997, fissava un obiettivo di 40 GW di potenza eolica installati per il 2010.

Sulla base dei trend attuali di crescita l'EWEA (European Wind Energy Association) ha ulteriormente rialzato i propri obiettivi circa la potenza eolica installata in Europa, portandola da 40 a 50 GW, di cui 5 off-shore, per il 2010, e da 100 a 150 GW, di cui 50 GW off-shore, per il 2020.

Le stime più attuali, comunque, restano quelle realizzate dall'IEA e dal GWEC ("Global Wind Energy Council"), riferite alla produzione di energia elettrica da fonte eolica nel periodo 2010-2050, secondo lo scenario Blue Map, e riportate di seguito.

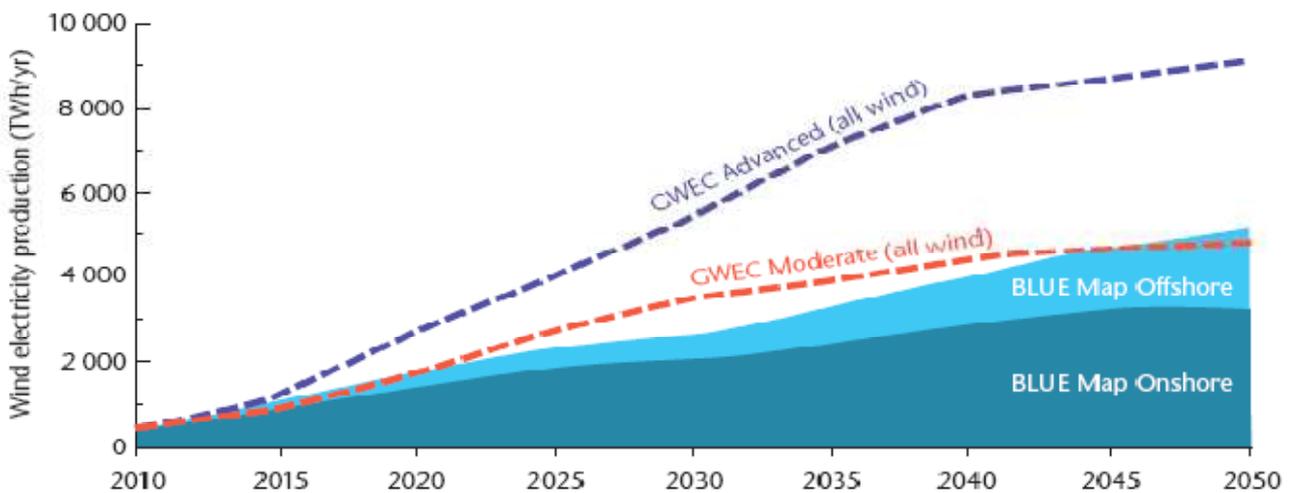


Figura 7.14: Previsioni dell'andamento della produzione di energia elettrica da fonte eolica nel periodo 2010-2050 (Fonte: IEA, GWEC 2008, "Blue Map Scenario")

La previsione più credibile a livello mondiale, è quella di raggiungere al 2050 una produzione pari a 4000 TWh/anno; c'è però da notare come le stime "industriali" valutino un potenziale di produzione da eolico superiore dell'80% rispetto a quanto indicato dalla "Blue Map" e dall'IEA.

Queste previsioni di crescita possono essere ripartite anche in base alle differenti regioni del Mondo cui si vuole fare riferimento (vedi Grafico seguente); in base alle valutazioni effettuate dall'IEA ("Wind Roadmap 2010"), si nota come i mercati dominanti, nel periodo 2010-2050, saranno la Cina, l'Europa OECD e gli Stati Uniti.

Particolarmente rilevante la crescita cinese (fino a oltre 1000 TWh/anno prodotti da fonte eolica nel 2050, e ben 635 milioni di tonnellate di CO₂ di emissioni evitate); il mercato del Pacifico dovrebbe assumere rilevanza solo dopo il 2020, mentre il Sud America solo dopo il 2030.

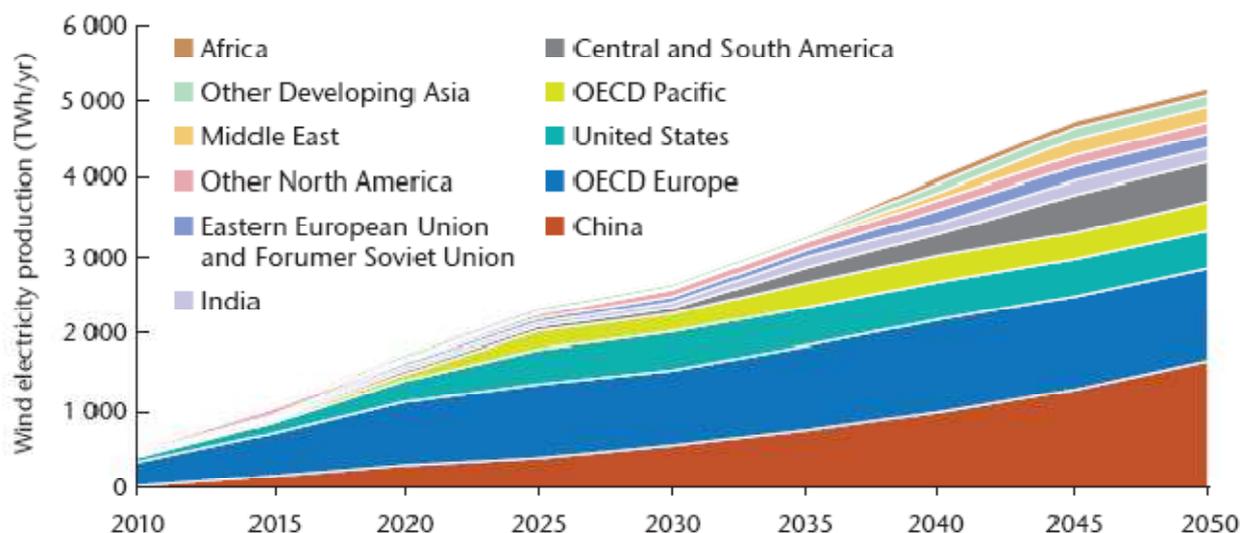


Figura 7.15: Previsioni di crescita del mercato eolico regionale nel periodo 2010-2050 (Fonte: IEA, "Wind Roadmap 2010")

Le previsioni fanno anche riferimento alla ripartizione degli investimenti economici sulla tecnologia eolica, al 2050, tra le differenti regioni mondiali; si nota ancora una volta il ruolo dominante della Cina.

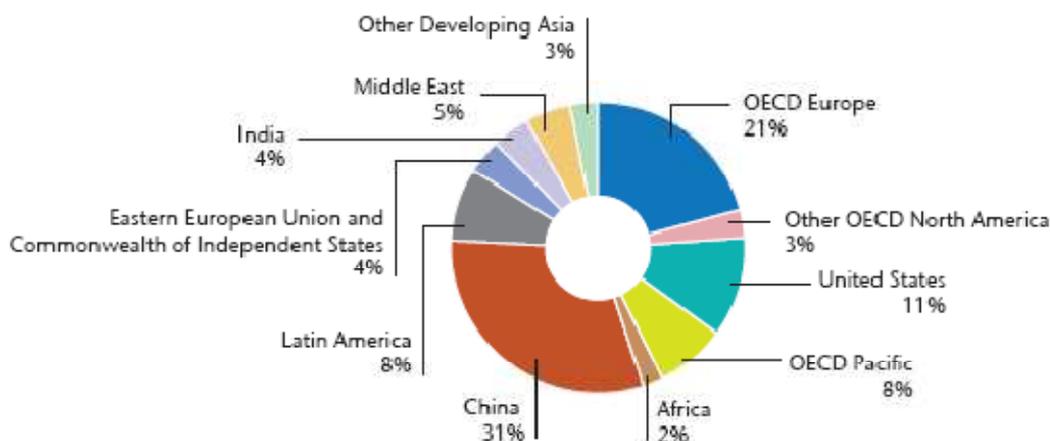


Figura 7.16: distribuzione degli investimenti sull'eolico al 2050 (Fonte: IEA)

7.7 - PREVISIONI DI SVILUPPO FUTURO DELLA TECNOLOGIA EOLICA A LIVELLO ITALIANO

Per quanto riguarda l'Italia, la valutazione del potenziale eolico nazionale effettivamente sfruttabile può essere condotta a partire dai dati qualificati dall'Atlante Eolico d'Italia. In generale però questa piattaforma deve essere integrata, oltre che con dati rilevati sul sito, con molteplici fattori tecnici riguardanti l'orografia, la destinazione d'uso del suolo, i vincoli ambientali, le condizioni logistiche (strade, ecc.), lo stato della rete locale di distribuzione dell'energia elettrica, non sempre determinabili in modo puntuale su tutto il territorio.

A questi fattori si sommano in modo poco prevedibile aspetti di carattere amministrativo e sociale piuttosto complessi.

Per ciascuna regione italiana è possibile ricavare, dall'Atlante Eolico, l'estensione complessiva delle aree con producibilità specifica teorica (numero di ore annue equivalenti di funzionamento a potenza nominale) superiore a determinate soglie di interesse.

Il potenziale teorico risultante sopra la soglia 1750-2000 MWh/MW a 50 m sul livello del mare, che deve però essere correlata alle dimensioni del rotore, è elevato e superiore all'intero fabbisogno nazionale.

Per il potenziale eolico off-shore i dati disponibili di ventosità e conseguentemente di producibilità, sono ancora più incerti: all'interno di una fascia di 40 km dalla linea costiera risiedono molte aree con producibilità specifica, a 75 m sul livello del mare, dell'ordine di 2500-3000 MWh/MW ed in acque a profondità accessibile alle attuali tecnologie impiantistiche off-shore.

In aree con acque a profondità intermedie (tra 30 e 60 m) e profonde (oltre 60 m) si riscontrano producibilità superiori.

Dall'estensione complessiva delle aree su terraferma stimate come sufficientemente ventose e compatibili con le installazioni eoliche, si può valutare per l'Italia, un potenziale complessivo dell'ordine di 6000 MW sotto condizioni simili a quelle per cui si realizzano gli impianti attuali.

FONTE	INSTALLATO 2005 [MW]			POTENZIALE TECNICO [MW]		PRODUCIBILITÀ [TWh]	NOTE
	> 10 MW	< 10 MW	Totale	Totale	Residuo	Totale	
Eolico terrestre	1.312	406	1718	> 6.000	> 4.000	> 12	Potenziale fino a 12GW se impatto ambientale accettabile
Eolico off-shore	0	0	0	900-1.900	900-1.900	2 - 6	Stima molto incerta limitata ai fondali bassi
Eolico complessivo	1.312	406	1718	> 7.000	> 5.000	14 - 18	

Fonte: CESI Ricerca

Tabella 7.6: confronto tra potenziale e installato di eolico terrestre e off-shore (Fonte: ENEA, “Le Fonti Rinnovabili 2010 - Ricerca e innovazione per un futuro Low Carbon”)

Questo potenziale è suscettibile di incremento fino a 12000 MW e oltre ipotizzando innanzi tutto il potenziamento della rete elettrica, lo snellimento delle procedure autorizzative e la consistenza e continuità delle politiche di incentivazione.

Confermato dal numero di installazioni realizzate, il potenziale più interessante risulta concentrato nelle regioni meridionali e insulari. Seguono le regioni centrali, dove il potenziale risulta decisamente più contenuto e le settentrionali, dove, escluse molte aree di limitata estensione, il potenziale eolico risulta piuttosto basso.

Il potenziale eolico off-shore, nell'ipotesi che le centrali vengano posizionate lontano dalla costa per renderle poco visibili da terra, si può valutare nell'ordine di qualche migliaio di MW in acque basse (principalmente al largo di Puglia, Calabria, Sardegna, Sicilia e Molise).

In acque intermedie e profonde (Sardegna, Puglia e Sicilia) il potenziale è sensibilmente più alto dove, tuttavia, le tecnologie commercialmente disponibili non sono ancora in grado di spingersi. Questo potenziale è destinato a crescere molto annoverando le aree immediatamente adiacenti alle acque territoriali italiane (EEZ – Exclusive Economic Zones).

Questi dati sono stati ricavati dalla pubblicazione dell'ENEA, “Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low-Carbon”.

7.8 - ANALISI ECONOMICA DELLA TECNOLOGIA EOLICA

I costi di produzione dell'energia ceduta annualmente alla rete di distribuzione da un impianto eolico sono legati prioritariamente alla disponibilità della fonte eolica, agli oneri di investimento per la realizzazione ed ai costi di esercizio e manutenzione.

Secondo stime della IEA (Agenzia Internazionale dell'Energia) e della EWEA, i costi unitari di produzione da fonte eolica di siti con velocità medie annue del vento superiori ad almeno 6 m/s, a 10 m s.l.m. sono dell'ordine di 40-60 €/MWh.

Paesi ad orografia articolata come l'Italia richiedono infrastrutture ed installazioni complesse che spostano il costo unitario dell'energia oltre gli 80 €/MWh con un onere complessivo maggiore che eleva il costo finale degli impianti.

Le condizioni anemometriche più favorevoli all'inserimento di aerogeneratori su terra ferma sono a ventosità di 6-7 e talvolta 8 m/s che garantisce con le tecnologie attuali la producibilità specifica di 2000-2500 e in pochi casi 3000 MWh/MW.

I siti off-shore, a pari tecnologia installata, attestano la producibilità energetica annua attorno ai 3000-3500 MWh/MW grazie a venti in genere più forti e regolari.

I costi di realizzazione degli impianti eolici sono fortemente sbilanciati sui costi dei macchinari: gli aerogeneratori coprono mediamente il 75% degli investimenti, mentre sul restante 25% incidono fondazioni, infrastrutture elettriche e logistiche, installazioni e collaudi.

Il prezzo internazionale di mercato per l'acquisto di aerogeneratori medi e grandi (solo macchinario) risulta tipicamente compreso tra 650 e 1000 €/kWh.

Il costo dell'intera centrale on-shore si attestava nel 2008 tra 940 e 1340 €/kWh.

Questi dati sono stati ricavati dalla pubblicazione dell'ENEA, "Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low-Carbon".

	Anno	Rend.	Costo capitale	O&M	Vita	Ore/Anno	Costo energia	Note
FONTI		%	ME/MW	k€/MW anno	Anni	heq	€/MWh	
Eolico terrestre	2007		1,6-1,8	30-40	20	1.700-1.900	115-148	Riscontrati dati di costo in crescita nel 2007, specie per il macchinario
	2018		0,8	18-28	25	1.700-1.900	56-68	
	2030		0,6	18-28	25	1.700-1.900	44-55	
Eolico off-shore	2007		2-2,8	40-60	20	3.000	92-130	Costi capitali tendenzialmente crescenti verso l'estremo superiore
	2018		1,4-1,8	40-60	25	3.000	65-86	
	2030		1,2	40-60	25	3.000	57-64	

Fonte: CESI Ricerca

Tabella 7.7: confronto economico tra eolico terrestre e eolico off-shore (Fonte: ENEA, “Le Fonti Rinnovabili 2010 - Ricerca e innovazione per un futuro Low Carbon”, ENEA 2010)

Contrariamente a quanto registrato nell'ultimo decennio, in cui i costi di generazione elettrica da fonte eolica sono diminuiti progressivamente avvicinandosi in alcuni casi alla competitività con gli impianti convenzionali, attualmente per lo squilibrio tra la capacità produttiva dell'industria e la forte domanda di aerogeneratori dovuta alle numerosità dei progetti eolici, si sono registrati incrementi dei costi specifici d'impianto, sia all'estero che in Italia, anche dell'ordine del 50%.

Con le attuali unità multi-MW si possono valutare, oggi, costi d'impianto sulla terraferma dell'ordine di 1200-1900 €/kW, con un'incidenza media annua degli oneri di esercizio e manutenzione che oscilla tra il 2 ed il 3% del costo capitale dell'impianto.

Le centrali off-shore comportano costi di realizzazione e di gestione d'impianto più elevati rispetto alle centrali on-shore, di solito tra i 2100 e 3200 €/kW, in larga misura imputabili ai maggiori oneri derivanti dalla realizzazione delle fondazioni sommerse e dalle attività di posizionamento e collegamento elettrico delle turbine che avvengono in mare su mezzi speciali.

La posa in mare aperto richiede l'intervento di sommozzatori e lavoratori subacquei specializzati e un'attenta programmazione delle attività di lavoro in funzione delle condizioni meteorologiche locali. Il sovra costo dovrebbe essere compensato

dall'incremento di capacità produttiva degli aerogeneratori nelle condizioni anemometriche marine.

Con una producibilità energetica annua di circa 600 GWh elettrici, il costo specifico di investimento del sito eolico off-shore di Horns Rev (Danimarca) è stimato attorno a 1500 €/kW, attestandosi come uno dei più bassi tra gli impianti off-shore esistenti.

Il costo complessivo di realizzazione dell'opera ha avuto come ricaduta sulla singola unità installata un costo di fornitura e messa in servizio di quasi 3 milioni di euro.

Per quanto riguarda scenari futuri, si stima per il 2030 una possibile riduzione del costo d'impianto, fino a circa 700 €/kW sulla terraferma e 1200 €/kW off-shore.

Le previsioni dell'IEA, relative alla variazione dei costi di investimento per MW di tecnologia eolica installato, nel periodo 2010-2050, prevedono una diminuzione marcata (specialmente per la tecnologia Offshore) tra il 2010 e il 2020; successivamente, avendo la tecnologia eolica raggiunto una sua maturità (specialmente per quanto riguarda il settore onshore), i costi tenderanno a stabilizzarsi o comunque a ridursi, ma in maniera meno marcata, fino a raggiungere, nel 2050, i 2 milioni di dollari americani per MW di eolico offshore, e 1.5 milioni per 1 MW di eolico onshore.

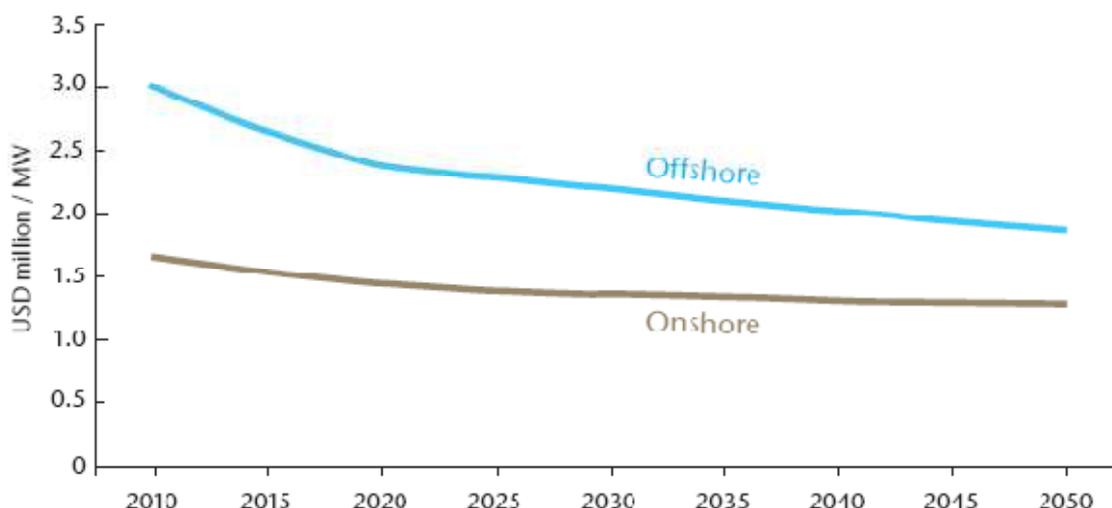


Figura 7.17: Previsioni di investimenti sull'eolico nel periodo 2010-2050 (Fonte: IEA, "Wind Energy Roadmap 2010")

CAPITOLO 8 – L'ENERGIA GEOTERMICA

8.1 – INTRODUZIONE ALLA FONTE GEOTERMICA

Per energia geotermica si intende l'energia termica immagazzinata nel sottosuolo terrestre, ossia il calore endogeno derivante dall'attività vulcanica secondaria, dall'attività geologica della terra (come i movimenti delle faglie della crosta terrestre) e più in generale dal calore che caratterizza le zone interne alla superficie terrestre. Questo calore reso disponibile dalla Terra, allora può essere sfruttato e recuperato tramite appositi fluidi termo vettori.

L'origine del calore endogeno (Figura 8.1) è da imputarsi in ultima istanza alla formazione del sistema solare, allorché si concentrò una enorme quantità di energia in seno a corpi caldi che hanno poi dato origine ai pianeti tra cui la terra: mentre la superficie terrestre si è andata progressivamente raffreddando, il calore delle masse rocciose nel nucleo si è conservato.

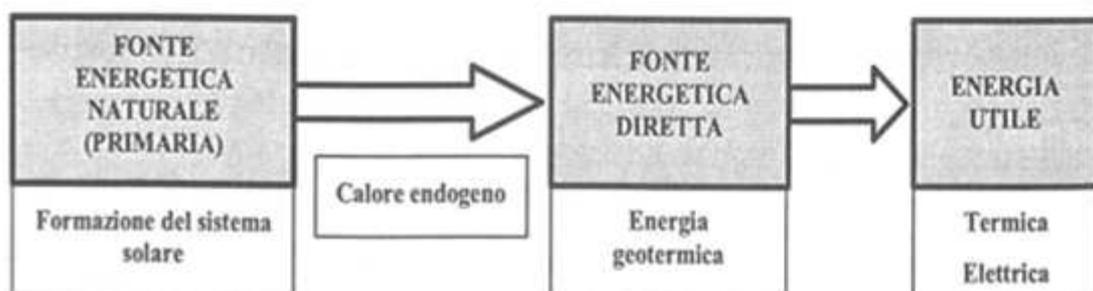


Figura 8.1: trasformazione del calore endogeno della Terra in energia utile (Fonte: "Impatto Ambientale dei Sistemi Energetici", Bologna 2004)

L'energia termica conservata all'interno della Terra è molto elevata e si può stimare in 12.6×10^{24} MJ, di cui 5.4×10^{21} MJ contenuti nella sola crosta terrestre (dati Armstead, 1983).

Quest'energia si può considerare pressoché inesauribile, costante nel tempo e priva delle fluttuazioni climatiche e meteorologiche. Nonostante ciò, solo una piccola porzione di essa è raggiungibile e utilizzabile in maniera economicamente vantaggiosa con le tecnologie oggi disponibili.

La possibilità di utilizzare l'energia geotermica è infatti strettamente connessa alla profondità cui tale energia si trova.

Tendenzialmente la temperatura della Terra procedendo verso il nucleo, almeno negli strati più vicini alla superficie, aumenta di 25-30 °C per ogni chilometro; questo significa che per trovare vapore ad alta temperatura (250-300 °C) ci si dovrebbe spingere molto in profondità, fino a 10-15 km sotto la superficie terrestre.

Questa constatazione, insieme al fatto che soluzioni tecniche tese a sfruttare il calore disponibile alle elevate profondità sono molto costose, fa sì che tecnicamente vengano sfruttati solamente i siti naturali, quelli cioè in cui esiste una intensa attività vulcanica secondaria che garantisce la presenza di calore anche a modeste profondità (inferiori a 2-3 km).

Le condizioni geodinamiche terrestri, sono rappresentate in Figura 8.2.

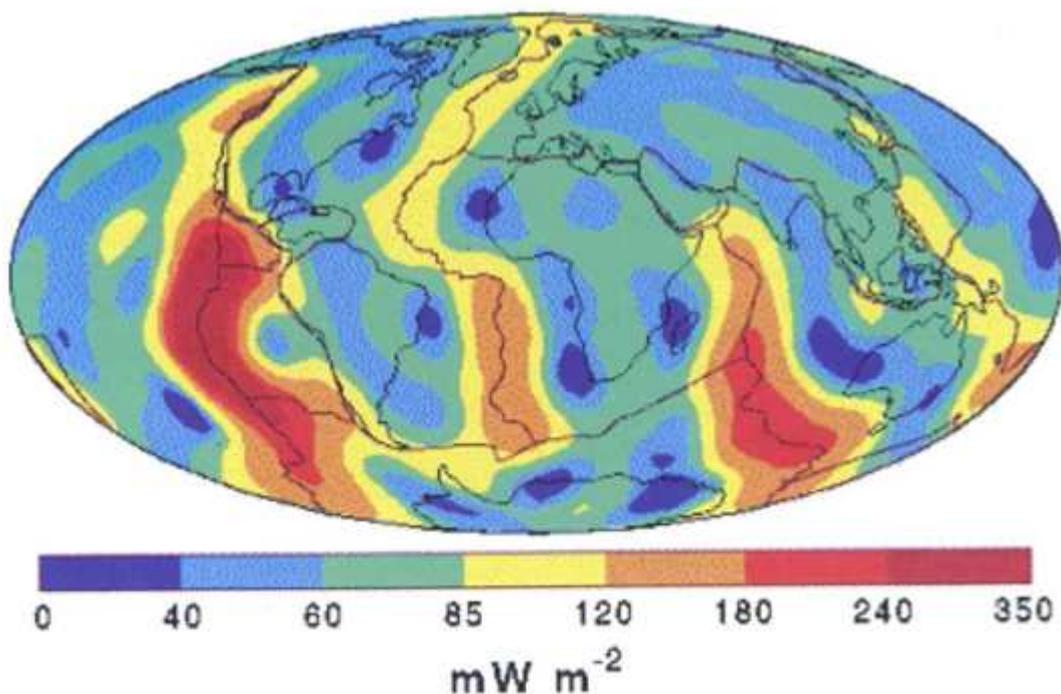


Figura 8.2: mappa relativa all'andamento nelle differenti regioni mondiali, del flusso di calore geotermico (Fonte: "ENEA", "Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon")

Tale energia viene tecnicamente sfruttata direttamente come energia termica (tipicamente per scopi civili) o indirettamente per la produzione di energia meccanica (tipicamente per scopi industriali).

In entrambi i casi l'energia geotermica viene trasferita mediante un fluido (acqua liquida o vapore) che filtra attraverso il terreno e che entra a contatto con le rocce calde del sottosuolo.

A seguito dell'incremento entalpico che si ottiene, si può avere un impiego dell'acqua come fluido intermedio per il riscaldamento o come fluido motore per un ciclo termodinamico di vario tipo per produrre energia meccanica.

Lo sfruttamento dell'energia termica della terra è limitato a quelle aree nella quali le condizioni geologiche permettono ad un vettore (acqua in fase liquida o vapore) di "trasportare" il calore dalle formazioni calde profonde alla superficie o vicino ad essa, formando quelle che prendono il nome di risorse geotermiche.

8.2 - BREVE STORIA DELLA TECNOLOGIA GEOTERMICA

Nella prima parte del 19° secolo, nella zona che ha poi avuto il nome di Larderello (Toscana), ha visto la luce il primo impianto per l'impiego di energia geotermica in Italia. Nel 1827 Francesco Larderel, proprietario di un'industria chimica che produceva acido borico sfruttando acque termali, ideò un sistema per sfruttare il calore degli stessi fluidi borici nel processo di evaporazione.

Nella medesima area geotermica, tra il 1910 e il 1940, si avviò, ampliandosi progressivamente, l'utilizzazione del vapore a bassa pressione per il riscaldamento di edifici residenziali e industriali, e di serre. Mentre questo accadeva in Italia, anche in altri paesi si sviluppava l'utilizzazione industriale dell'energia geotermica: nel 1892 a Boise (Idaho, USA) veniva inaugurato il primo sistema di riscaldamento urbano; nel 1928 l'Islanda, un altro paese all'avanguardia nell'utilizzazione di questa fonte energetica in Europa, cominciò a sfruttare i fluidi geotermici, soprattutto acqua calda, per il riscaldamento di edifici.

Sempre a Larderello (Figura 8.3) è stato sperimentato il primo tentativo di produrre elettricità dall'energia contenuta nel vapore geotermico nel 1904. Il successo di questo esperimento mostrò il valore industriale dell'energia geotermica e segnò l'inizio di una forma di sfruttamento, che è ora diffuso in molti paesi.



Figura 8.3: visione aerea dell'impianto di Larderello (Fonte: GSE)

8.3 - MODALITA' DI SFRUTTAMENTO DELLA RISORSA GEOTERMICA

L'energia geotermica viene utilizzata o direttamente per il suo contenuto termico, come sorgente calda/fredda, oppure per la produzione di energia meccanica (e quindi elettrica). In questo secondo caso la produttività e la redditività del processo sono molto elevate, ma la disponibilità di siti aventi le caratteristiche geologiche idonee è estremamente ridotto.

Ogni potenziale impiego della risorsa geotermica dipenda dalla temperatura del fluido geotermico estratto (Figura 8.4) e necessita di specifiche tecnologie di utilizzo per ciascuna applicazione.

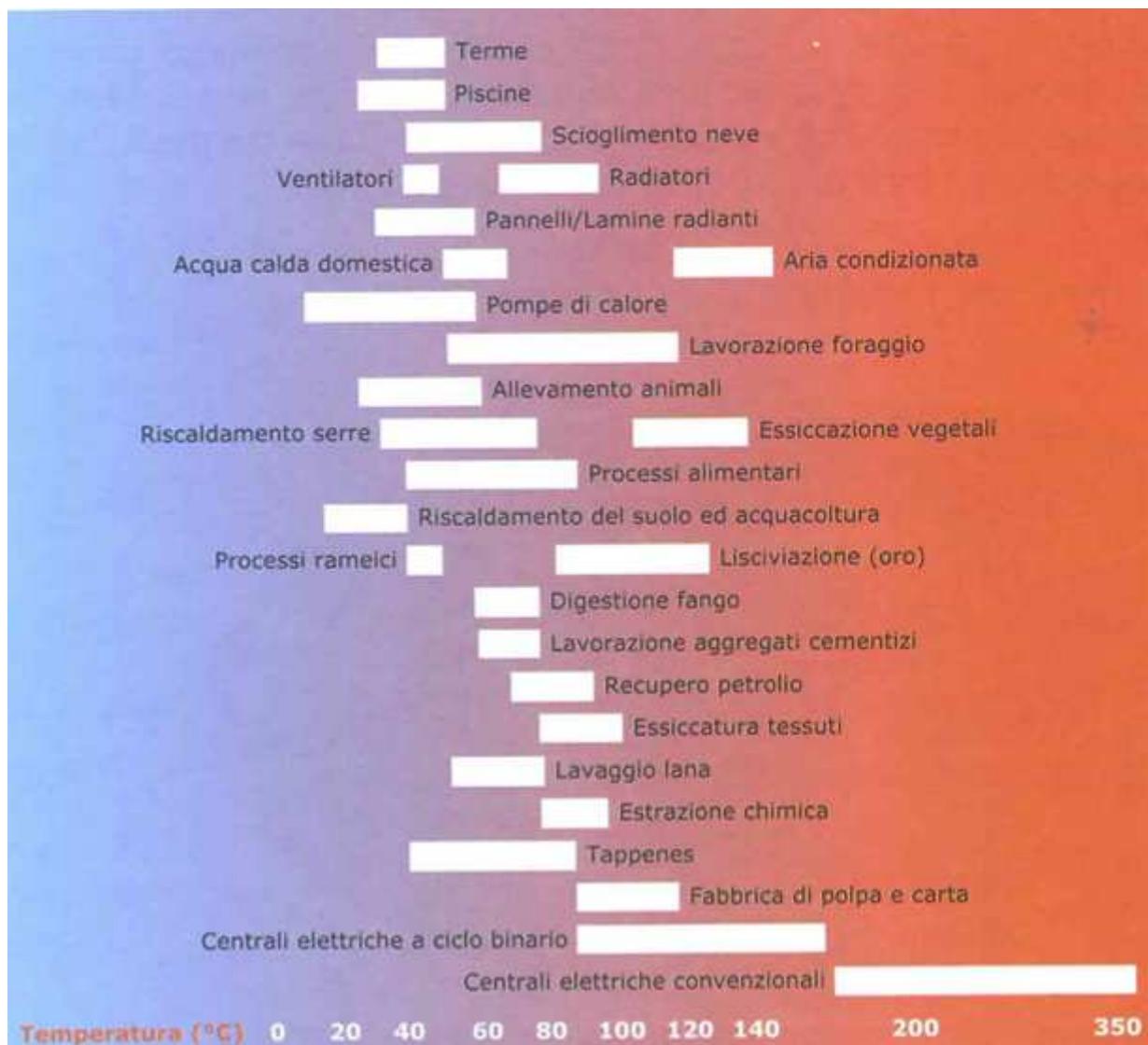


Figura 8.4: possibili usi dei fluidi geotermici in funzione della temperatura (Fonte: "Dickson e Fanelli", 2003)

8.3.1 - SFRUTTAMENTO DELLE RISORSE GEOTERMICHE A BASSA TEMPERATURA

L'utilizzo diretto dell'energia termica può essere utile tipicamente nell'ambito delle applicazioni civili, sfruttando l'aumento di temperatura di 2-3 gradi ogni 100 m di profondità, che consente di utilizzare una sorgente a temperatura pressoché costante (calda/fredda) mediante sistemi a pompa di calore (Figura 8.5).

Di conseguenza, se la temperatura nei primi metri sotto la superficie (che corrisponde, con buona approssimazione, alla temperatura media annua dell'aria esterna) è 15°C, si può prevedere che la temperatura sia 65-75°C a 2000 m di profondità, 90-105°C a 3000 m e così via.

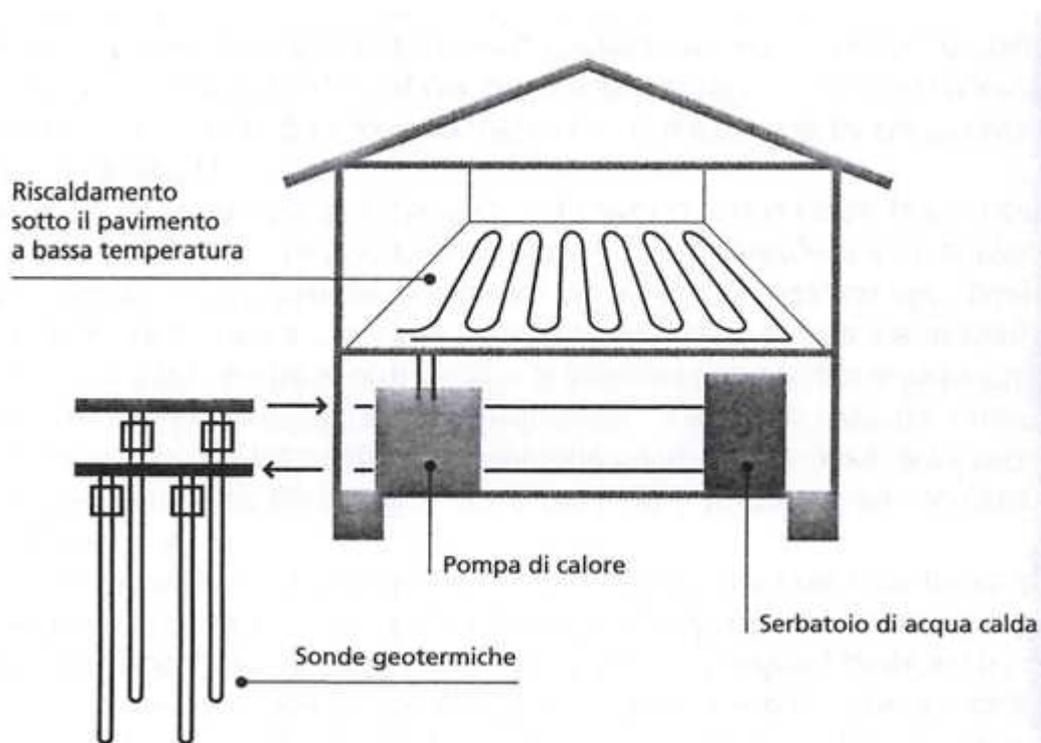


Figura 8.5: Esempio di schema per lo sfruttamento dell'energia geotermica a scopi civili (Fonte: "Impatto Ambientale dei Sistemi Energetici")

8.3.2 - SFRUTTAMENTO DELLE RISORSE GEOTERMICHE A MEDIO-ALTA TEMPERATURA

I fluidi geotermici a medio alta temperatura possono trovare impiego in diversi settori, civili ed industriali, a seconda del loro contenuto energetico.

Le risorse geotermiche ad alta temperatura (maggiori di 150°C) sono tipicamente utilizzate per la produzione di elettricità.

Le risorse a temperatura medio-bassa (minori di 100 °C) sono adatte a molti tipi di impiego; un vantaggio ad esse connesso, è la possibilità di essere accoppiati con impianti ad assorbimento o pompe di calore per operare sia il riscaldamento che il raffreddamento degli ambienti. Sistemi con pompe di calore connesse al suolo o a masse d'acqua sono diffuse in molti paesi per una potenza stimata di circa 9500 MWt.

L'impiego di fluidi geotermici a più alta temperatura è esteso al settore agricolo, nell'allevamento e nell'acquacoltura per il riscaldamento delle serre, delle stalle e degli altri ambienti, per migliorare la produttività.

Un sistema di sfruttamento geotermico di dimensioni superiori a quello è formato dai pozzi geotermici, dai tubi che trasportano i fluidi geotermici, dall'impianto di utilizzazione e, in molti casi, dai pozzi di reiniezione (Figura 8.6).

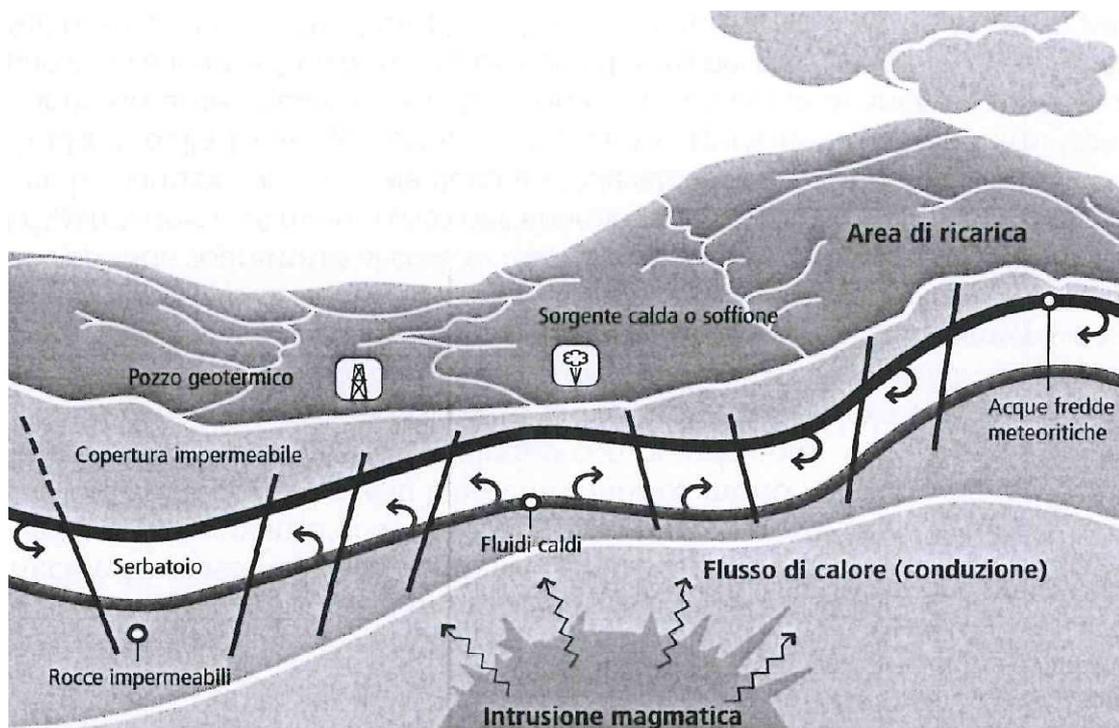


Figura 8.6: Schema di un impianto che sfrutta l'energia geotermica

8.4 - COSTO DI UN IMPIANTO GEOTERMICO

L'interazione di tutti gli elementi costituenti l'impianto influisce molto sul costo del progetto e, pertanto, deve essere analizzata con grande cura.

Il costo di un impianto geotermico è più alto, spesso notevolmente più alto, di quello di un impianto delle stesse dimensioni, ma alimentato da combustibili convenzionali.

D'altro canto, il costo dell'energia utilizzata da un impianto geotermico è molto più basso di quello dell'energia fornita dai combustibili tradizionali, e corrisponde sostanzialmente ai costi di manutenzione dell'impianto.

Tenuto anche conto delle esigenze connesse alla riduzione delle emissioni inquinanti e quindi alla necessità di ridurre i consumi di combustibili fossili, l'utilizzo della fonte geotermica è cresciuto rapidamente negli ultimi trent'anni, durante i quali la crescita annua di produzione di energia elettrica da fonte geotermica è stata pari a circa il 9%, mentre l'incremento dell'uso diretto del calore è stato pari a circa il 6%.

Questi dati derivano dalla pubblicazione ENEA "Le Fonti Energetiche Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon" (ENEA, 2010).

8.5 - TIPOLOGIE IMPIANTISTICHE

Esistono tipicamente diverse categorie di sistemi geotermici, potenzialmente adatti per lo sfruttamento geotermico:

- I sistemi idrotermali, che possono essere caratterizzati dalla presenza di acqua risalente in superficie a basse (<100 – 150 °C) o ad alte temperature (fino a 300°C), o da vapore saturo o surriscaldato (sistemi ad alta entalpia). Si parla di sistemi ad “acqua dominante” o a “vapore dominante” a seconda che prevalga il contenuto di liquido o vapore. I siti di tipo idrotermale sono caratterizzati da condizioni termiche e idrogeologiche ben precise: presenza di un’elevata anomalia termica superficiale, di rocce impermeabili in grado di trattenere grandi quantità d’acqua e di un adeguato rifornimento di acque.
- Le rocce calde secche, che non presentano una falda acquifera naturale, ma potrebbero essere artificialmente alimentate da acqua iniettata dalla superficie e poi recuperata dopo che il contatto con esse ne abbia incrementato il contenuto entalpico.
- I sistemi magmatici, con rocce fuse a temperature da 600 °C a 1400 °C. Per questi sistemi il problema è raggiungere la camera magmatica in maniera sicura;
- I sistemi geopressurizzati, caratterizzati da acqua a pressione elevata (da 50 a 100 MPa a profondità di alcuni chilometri), cioè maggiore del valore relativo al solo carico idrostatico: impianti costruiti su siti di tale tipo, però solo a livello di prototipi.

Tra tutti i suddetti sistemi in realtà si sfruttano attualmente solo quelli di tipo idrotermale; gli altri casi sono considerati promettenti, ma ancora necessitano di ricerche e sviluppi tecnologici per poter essere utilizzati.

Gli impianti che sfruttano l’energia geotermica si possono dunque raggruppare in due categorie: impianti di tipo convenzionale e sistemi avanzati.

8.5.1 - IMPIANTI CONVENZIONALI

a) IMPIANTI A VAPORE DOMINANTE

Il fluido, disponibile in superficie e proveniente da un pozzo, è vapore saturo secco o surriscaldato con pressioni fino a 20 bar, con una percentuale non indifferente di gas in-condensabili (CO_2 , H_2S e in misura minore Radon, Mercurio e altre sostanze in tracce) : questi gas sono responsabili di effetti non trascurabili sull'impianto e sull'ambiente.

A seconda della quantità di gas presente, che può variare da meno dell'1% a più del 10% (in massa), si hanno sistemi:

- A scarico ambientale (Figura 8.7 a), nei quali tutto il fluido geotermico espande in turbina a vapore (TV) e poi viene scaricato nell'ambiente. Ciò è accettabile se le sostanze inquinanti sono ridotte e le portate limitate: si tratta infatti di sistemi di piccola taglia (<5 MW) per i quali non è giustificato l'investimento in un impianto più complesso.
- A condensazione (Figura 8.7 b), con raccolta del liquido in un condensatore (K) a valle della turbina. Questo consente di aumentare l'efficienza perché la pressione può essere minore di quella atmosferica; ed inoltre l'impatto è più limitato perché il liquido può essere re iniettato nelle cavità del suolo. E' però necessario un sistema di estrazione degli incondensabili dal condensatore: questo significa maggiori costi, soprattutto se le quantità di gas sono elevate ed è necessario un compressore (C). Se poi si vuole preservare da fenomeni di corrosione la turbina a vapore, può essere necessaria una separazione dei gas prima dell'espansione (con un aumento ulteriore della complessità e dei costi ed una riduzione dell'efficienza del recupero).

A seconda della tipologia, i consumi specifici di fluido sono diversi: 10-20 kg/KWh per gli impianti a scarico atmosferico, 6-9 kg/KWh per i sistemi a condensazione.

Gli impianti a vapore dominante sono poi affetti da problemi di corrosione sia della turbina che dei condotti dovuta a cloruri e idrogeno solforato H_2S .

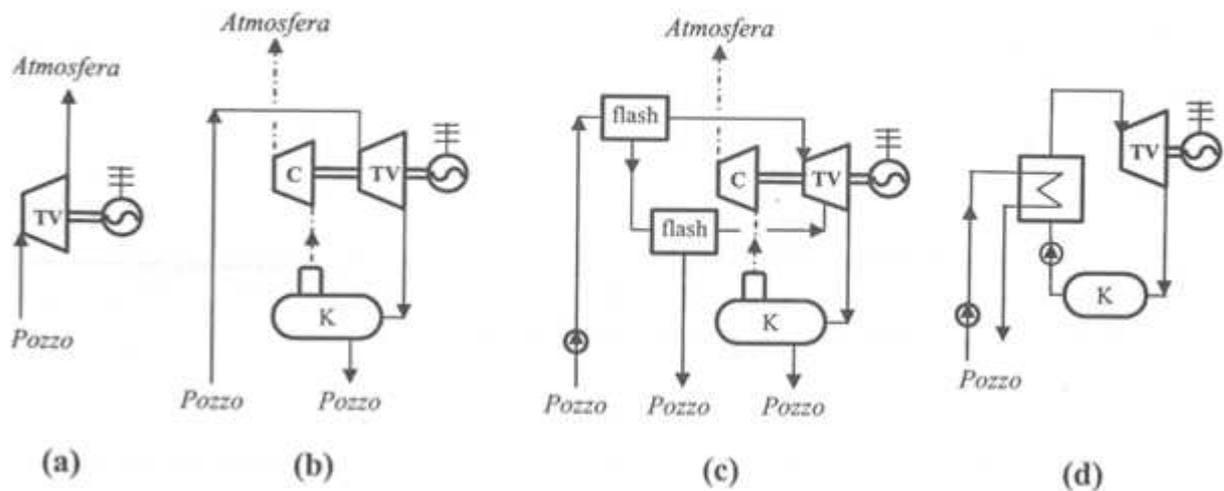


Figura 8.7: schemi di possibili tipologie impiantistiche (Fonte: “Impatto Ambientale dei Sistemi Energetici”, Bologna, 2004)

b) IMPIANTI AD ACQUA DOMINANTE

- La soluzione più usuale in questo caso è quella degli impianti a flash. Poiché è disponibile un liquido ad alta temperatura, a volte anche a pressione maggiore di quella atmosferica, si cerca di sfruttarne il contenuto energetico producendo vapore mediante una laminazione (vapore di flash). Come noto, infatti, una laminazione a partire da liquido saturo ad una data pressione produce una certa frazione di vapore saturo a pressione inferiore, che può essere separato dalla frazione di liquido e inviato ad una turbina.
- Il processo può essere ripetuto sottoponendo a flash ad una pressione più bassa la porzione di liquido che non ha vaporizzato nel primo stadio di laminazione (flash a due stadi, schema in Figura 8.7 c). La quantità di vapore proveniente dal secondo stadio può quindi essere inviata in turbina per fornire ulteriore energia meccanica all'albero. I consumi di vapore variano tra 40-80 kg/kWh se la temperatura dell'acqua arriva a 200 °C o più, tra 120-150 kg/kWh se è disponibile acqua meno calda (<150 °C).
- Un altro sistema per sfruttare l'acqua geotermica è l'impianto a ciclo binario. Il sistema è rappresentato schematicamente in Figura 8.7 d: l'acqua, mantenuta pressurizzata, mediante uno scambiatore riscalda un fluido secondario a bassa temperatura di vaporizzazione (ad esempio si possono impiegare fluidi frigoriferi). Il fluido secondario descrive un ciclo chiuso di tipo Rankine subcritico, mentre l'acqua geotermica viene poi restituita al pozzo. I

consumi arrivano fino a 300 kg/kWh se le temperature sono attorno a 120°C, mentre se la temperatura è superiore a 140-180 °C diviene preferibile un ciclo a flash che ha una maggiore efficienza di conversione. Va ricordato che i problemi di tali impianti sono legati alle incrostazioni di carbonati, se la temperatura è bassa, di solfuri se è elevata.

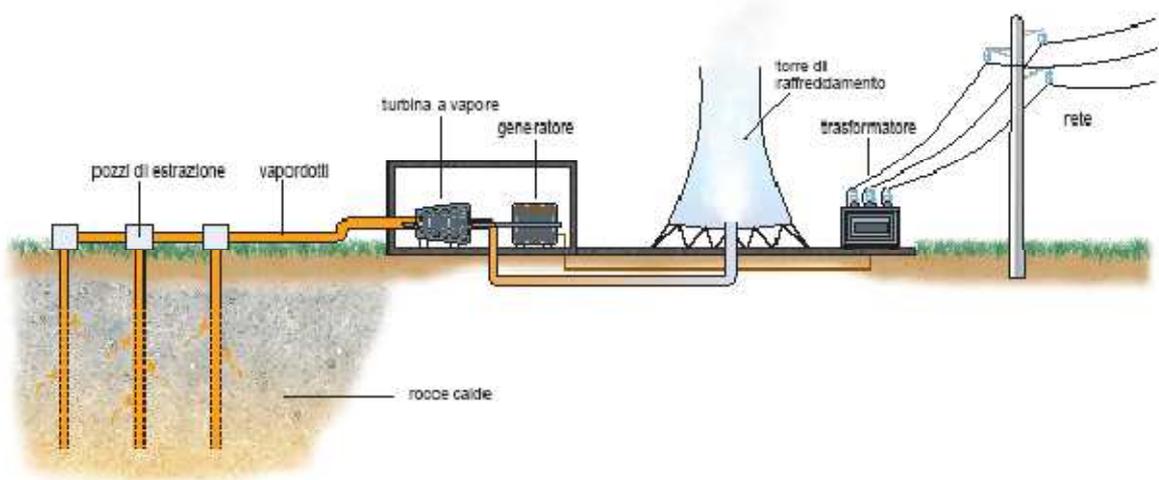


Figura 8.8: schema semplificato di un generico impianto geotermoelettrico convenzionale

8.5.2 - SISTEMI AVANZATI

I sistemi avanzati rappresentano le soluzioni più innovative ideate e/o introdotte negli ultimi anni. Tra essi i seguenti sembrano quelli più promettenti.

a) SFRUTTAMENTO DELLE ROCCE CALDE SECHE

In determinate circostanze, si viene a creare un campo geotermico caratterizzato da rocce calde in profondità e da una limitata (o nulla) presenza di acqua. Quando ciò è realizzabile, si può immettere nel suolo acqua che, riscaldata, torna in superficie sotto forma di acqua calda o vapore, con la possibilità di sfruttarne l'energia termica.

b) IMPIANTI GEO-TERMOELETTRICI O IBRIDI

Si tratta di sistemi energetici di tipo termoelettrico, del tutto simili agli impianti convenzionali a combustibili fossili (a vapore, a gas o a ciclo combinato), ma integrati con una sorgente geotermica.

Questi sistemi trovano la loro ragione d'essere nella taglia, relativamente piccola, degli impianti puramente geotermici (le taglie maggiori sono ottenute con più unità singole in serie).

Per realizzare grosse centrali in corrispondenza di siti geotermici è possibile unire alla fonte geotermica l'utilizzo di una fonte fossile.

Oltre all'obiettivo di una maggiore potenza installata, tali soluzioni permettono un incremento del rendimento di utilizzazione dell'energia primaria.

In questi sistemi l'impianto termoelettrico viene modificato in modo tale che parte del calore introdotto provenga da fluidi geotermici e non dalla combustione di un combustibile fossile.

Più in dettaglio, le possibili realizzazioni possono prevedere:

- L'accoppiamento con un turbogas, i cui fumi di scarico possono essere impiegati per riscaldare ulteriormente vapore geotermico che può poi essere inviato in una turbina a vapore (Figura 8.9);
- L'integrazione della sorgente geotermica con un impianto a vapore a spillamenti, in cui si elimina lo spillamento di bassa pressione e si impiega nello scambiatore rigenerativo il calore proveniente dal pozzo per preriscaldare l'acqua uscente dal condensatore;
- L'impiego di un ciclo combinato gas vapore, ad esempio a due livelli di pressione, in cui la potenza termica messa a disposizione dal fluido geotermico è impiegata sia per preriscaldare l'acqua prima dell'ingresso nella caldaia a recupero, che per effettuare parte della vaporizzazione a bassa pressione.

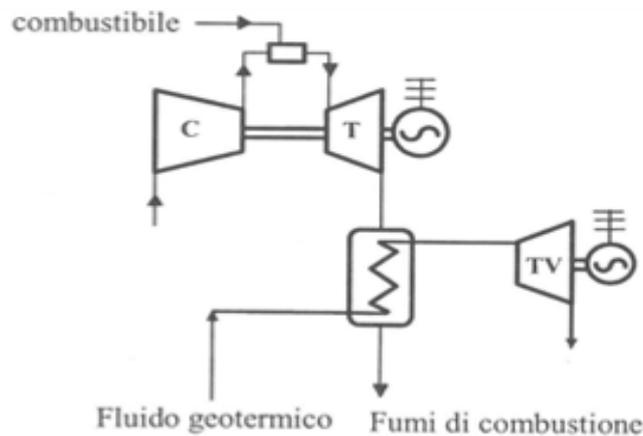


Figura 8.9: schema di accoppiamento con impianto turbogas (Fonte: “Impatto Ambientale dei Sistemi Energetici”)

In generale, nel caso di impianti integrati, è fondamentale valutare il vantaggio conseguibile in termini di potenza e rendimento: in particolare, occorre che la potenza utile complessiva sia maggiore della somma delle potenze ottenibili dalle due fonti energetiche utilizzate separatamente.

Inoltre, sempre nell’ottica di un miglior sfruttamento delle fonti energetiche primarie, è necessario ottimizzare il sistema in modo tale che il rendimento complessivo dell’impianto integrato, valutato con riferimento al consumo di combustibile fossile (e non della potenza termica complessivamente introdotta), sia maggiore di quello dell’impianto termoelettrico di potenza.

Nel caso di sistemi ibridi a ciclo combinato, l’ottimizzazione può riguardare ad esempio la scelta della (o delle) pressione di vaporizzazione.

8.6 - STATO ATTUALE DELLA TECNOLOGIA GEOTERMICA A LIVELLO MONDIALE

Negli ultimi anni (a partire dal 1996) l'energia geotermica ha visto un notevole incremento della sua utilizzazione, soprattutto nel nord America (dove essa è quasi raddoppiata) e in alcune zone dell'Asia (dove si è riscontrato un incremento del 45%). In Europa la situazione è piuttosto stabile. In ogni caso, il forte impulso allo sfruttamento di tale forma energetica è dato dalle basse emissioni che le sono associate.

L'incremento è stato favorito dal progressivo miglioramento delle tecnologie necessarie per la prospezione, la perforazione e la produzione da fonte geotermica, da congiunture economiche favorevoli (crisi petrolifere, costi sempre maggiori dei combustibili fossili) e dalla necessità di ridurre le emissioni di gas serra in atmosfera.

Il panorama quantitativo della situazione mondiale circa lo sfruttamento dell'energia geotermica viene riportato nella Tabella, che prende in esame dati relativi alla potenza geotermica installata.

La potenza installata nel mondo ha raggiunto i 9732 MW nel 2008, con USA (2687 MW) e Filippine (1969,7 MW) in testa. L'Italia si colloca al quinto posto con 710,5 MW di potenza geotermica installata: è possibile vedere le potenze installate nei differenti Paesi del mondo, dalla Tabella riassuntiva 8.1 e dalla Figura correlata 8.10.

Paese	Potenza (MW)	%
Stati Uniti	2687	27,6
Filippine	1969,7	20,2
Indonesia	992	10,2
Messico	953	9,8
Italia	710,5	8,3
Giappone	535,2	5,5
Nuova Zelanda	471,6	4,8
Islanda	421,2	4,3
El Salvador	204,2	2,1
Costa Rica	162,5	1,8
Resto del Mondo	525	5,4
Totale primi 10 Paesi	9207	94,6
Totale primi 10 Paesi	9732	100

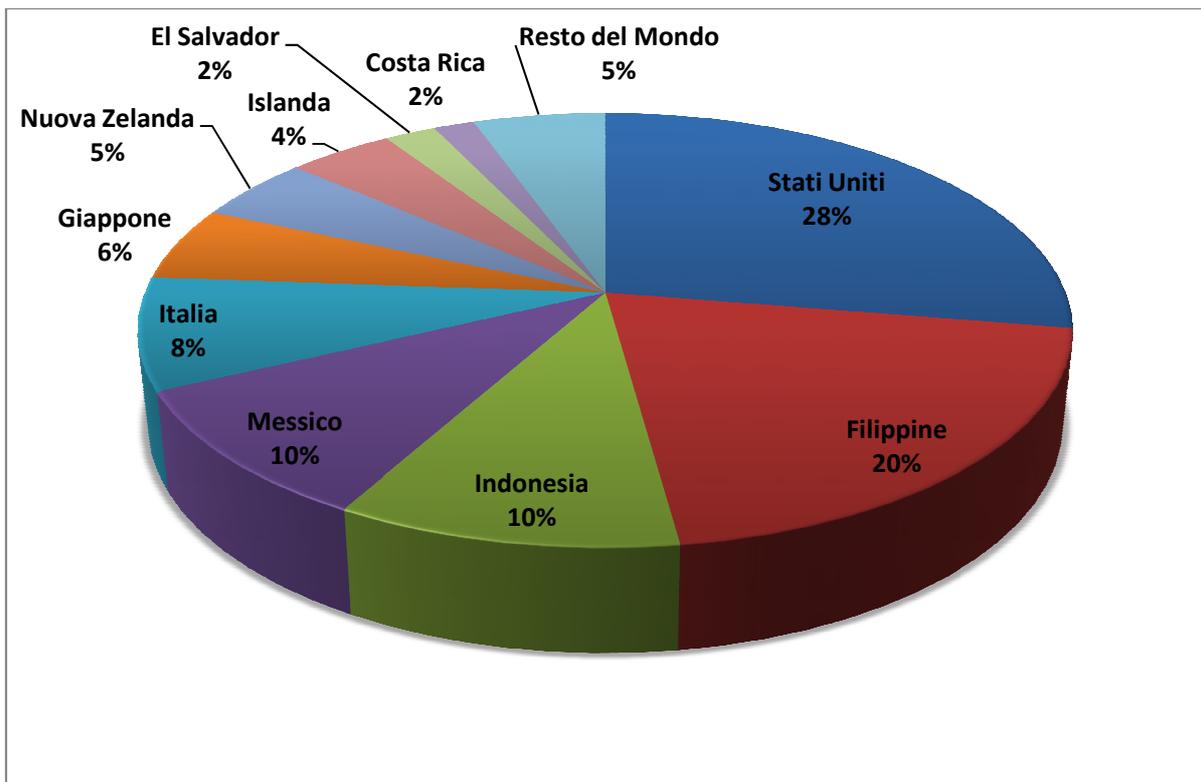


Tabella 8.1 e Grafico 8.10: potenza geotermoelettrica installata per Paese (anno 2008, Fonte: “ENEA – Le Fonti Rinnovabili 2010 - Ricerca e innovazione per uno sviluppo Low Carbon”)

Nel 2008 la produzione geotermica di energia elettrica nell’UE, leggermente in calo, è stata di 5809.5 GWh, inferiore rispetto ai 5867.9 GWh del 2007. L’Italia occupa il primo posto con 5520,3 GWh generati nel 2008.

La produzione di calore da sorgenti a bassa e media temperatura nell’UE è stata pari a 689.2 ktep nel 2008, rimanendo essenzialmente identica a quella del 2007 (690.5 ktep).

Il Paese UE nel 2008 a possedere la maggiore capacità installata di sorgenti a bassa e media entalpia è l’Ungheria

L’uso diretto di energia geotermica è stato pari a circa 160000 TJ/anno, con una potenza installata pari a 14 GWth.

Le maggiori installazioni di pompe di calore a livello europeo sono in Svezia (con 3.8 GWth e l’utilizzo di 36000 TJ/a di energia termica), Islanda (con 1.8 GWth e 24500 TJ/a) e Turchia (con 1.4 GWth e 24000 TJ/a).

8.7 - STATO ATTUALE A LIVELLO ITALIANO DELLA TECNOLOGIA GEOTERMICA

All'interno dell'Unione Europea, l'Italia ricopre oggi un ruolo di primaria importanza nel campo della geotermia; si è passati dai 25 impianti del 1992 ai 34 impianti del 2003, per tornare a 31 impianti al 2008 (non sono disponibili dati maggiormente aggiornati; si vedano la Tabella 8.2 e la Figura 8.11, sottostanti), per una potenza efficiente lorda installata che supera i 700 MW_e.

La potenza installata per gli usi termici diretti è invece pari a 680 MW_t termici.

Anno	Numero Impianti	Potenza installata (MW)	Produzione (GWh)	Ore di utilizzazione (MWh/MW)
1997	28	559	3905,2	6986
1998	30	579	4213,7	7277,5
1999	32	621	4402,7	7089,5
2000	33	627	4705,2	7510,3
2001	30	573	4506,6	7864,9
2002	34	707	4662,3	6594,5
2003	34	707	5340,5	7553,7
2004	31	681	5437,3	7984,3
2005	31	711	5324,5	7488,7
2006	31	711	5527,4	7774,1
2007	31	711	5569,1	7832,8
2008	31	711	5520,3	7774,1

Tabella 8.2: Andamento nel periodo 1997-2008 del numero di impianti geotermici in Italia, della potenza installata, della produzione e delle ore di utilizzazione (Fonte: "CEGL – Centro di Eccellenza per la Geotermia, Larderello")

E' evidente che la variabilità nell'arco del tempo di questa fonte è stata estremamente limitata, prevalentemente per ragioni di saturazione delle sorgenti e di vincoli di natura ambientale.

In Italia nel 2008 la potenza efficiente lorda degli impianti geotermoelettrici rappresenta il 3% della potenza totale degli impianti alimentati da FER, la produzione il 9,5% della produzione lorda da FER.

Nell'arco temporale compreso tra il 1997 e 2008 la numerosità degli impianti aumenta secondo un tasso medio annuo pari allo 0,9%, la potenza pari allo 2,2%.

Nei dodici anni considerati la leggera variabilità iniziale è stata seguita da un periodo di sostanziale stabilità: negli ultimi 5 anni non si sono registrate variazioni della numerosità e solo tra 2004 e 2005 la potenza installata è variata del 4,4%.

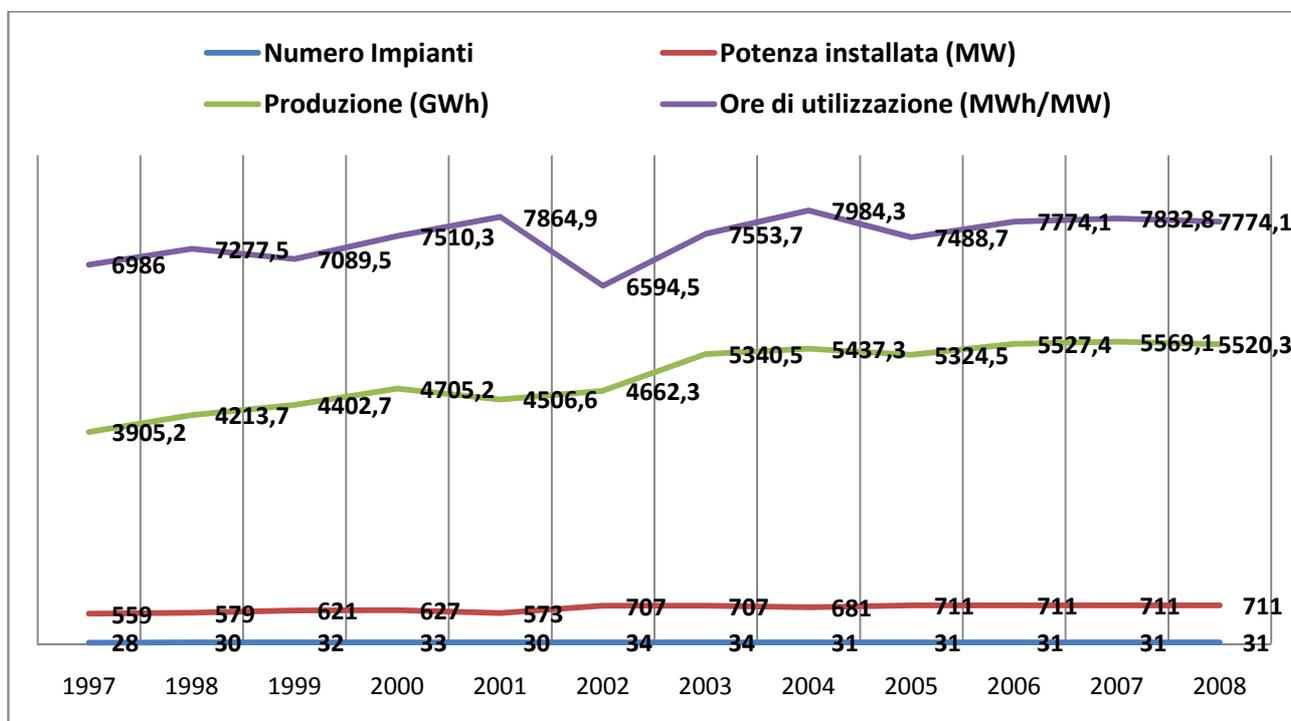


Figura 8.11: Andamento nel periodo 1997-2008 del numero di impianti geotermici in Italia, della potenza installata, della produzione e delle ore di utilizzazione (Fonte: “CEGL – Centro di Eccellenza per la Geotermia, Larderello”)

La sostanziale stabilità si riscontra anche nell’andamento della potenza media degli impianti, il parco impianti installato in Italia è caratterizzato negli ultimi 4 anni da una potenza media pari a 22,9 MW (vedi tabella sottostante).

MW	2004	2005	2006	2007	2008
Potenza media	22	22,9	22,9	22,9	22,9

La produzione di energia elettrica con impianti geotermici riveste dunque una notevole importanza, coprendo quasi il 2% della produzione globale di energia elettrica interna.

Le regioni interessanti da questo punto di vista sono tutte quelle della costa tirrenica, dalla Toscana alla Campania, per quanto la totalità degli impianti geotermici destinati alla produzione di energia elettrica, si trovino nella sola Regione Toscana (ripartiti come da Figura 8.12). Nel resto d’Italia sono presenti

solo impianti che sfruttano la sorgente geotermica per la produzione di potenza termica.

Regione Toscana

N° impianti = 31

Potenza = 711 MW

Produzione = 5.570 GWh

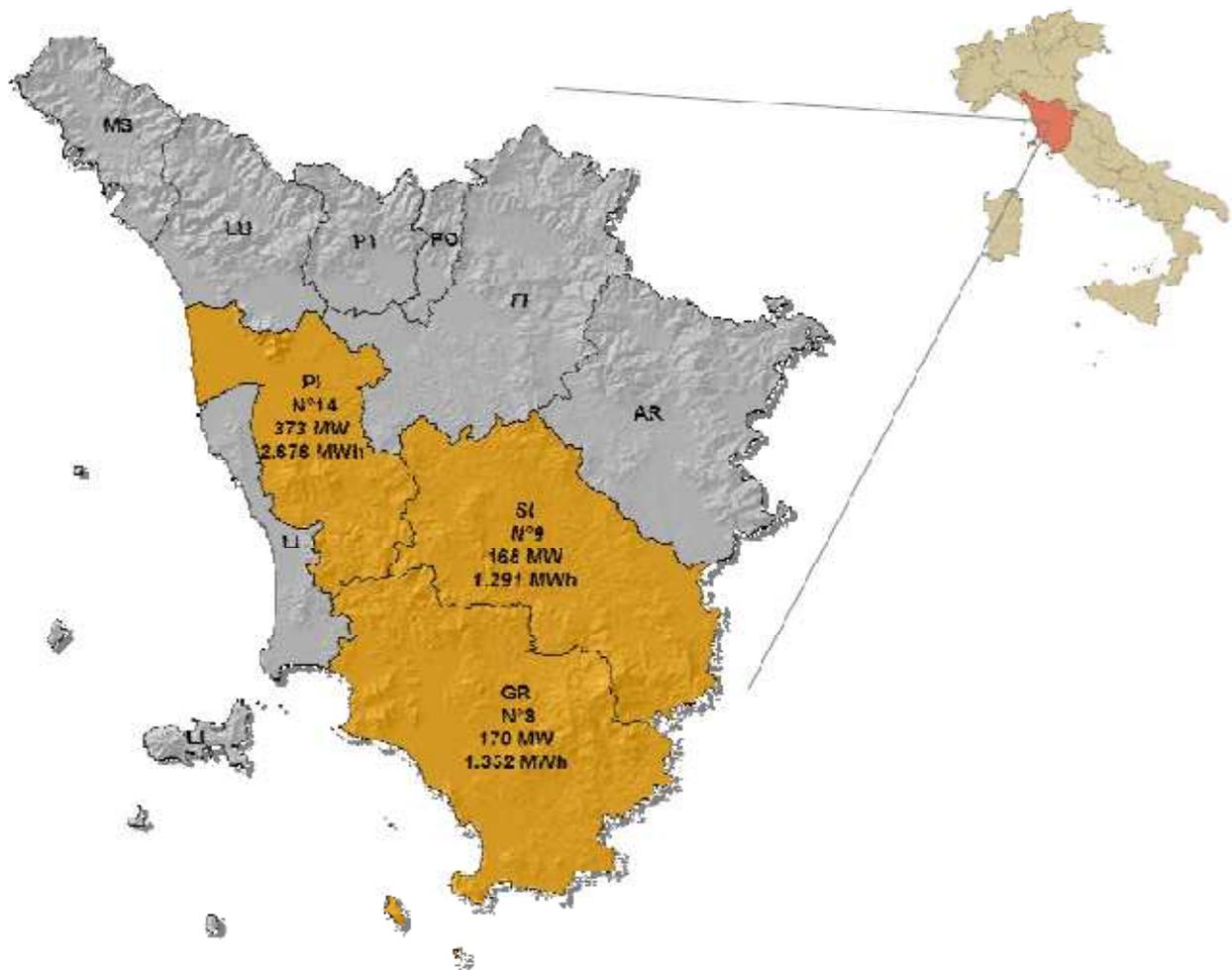


Figura 8.12: distribuzione provinciale degli impianti geotermoelettrici nel 2008 (Numerosità, potenza efficiente lorda e produzione; Fonte: GSE 2009)

La distribuzione della produzione di energia elettrica da fonte geotermica in funzione della taglia dell'impianto è invece riportata in Figura 8.13: il 50,5% della produzione deriva dagli impianti con potenza compresa tra 10 e 20 MW, la loro produzione media è pari a 132,7 GWh.

Il 29,3% compete agli impianti con potenza installata compresa tra 20 e 100 MW.

Il rimanente 20,2% è di competenza delle classi estreme.

	Minore di 10 MW	Tra 10 e 20 MW	Tra 20 e 100 MW	Maggiore di 100 MW	Totale
n°	4	21	5	1	31
Produzione GWh	220,6	2.787,1	1.619,5	893,1	5.520,3
Prod Media GWh	55,1	132,7	323,9	893,1	178,1

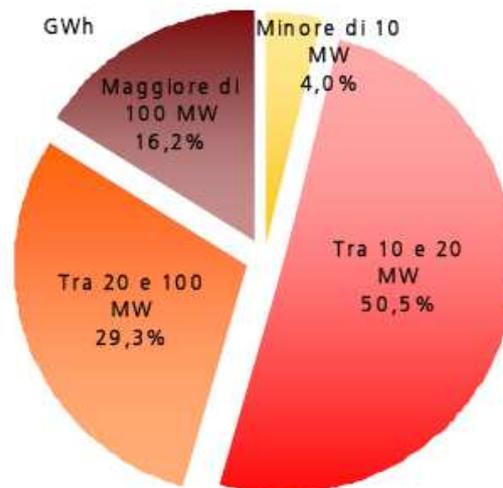


Figura 8.13: distribuzione della produzione geotermica in Italia nel 2008 secondo le classi di potenza (Fonte: GSE)

La stabilità della fonte geotermica si rispecchia anche nelle ore di utilizzazione degli impianti, rappresentate nel Grafico seguente e relative a 2007 e 2008. Nel grafico ogni punto indica la percentuale di impianti che ha avuto ore di utilizzazione maggiori del valore definito sull'asse delle x. La distribuzione generale indica come la performance degli impianti sia stata molto simile.

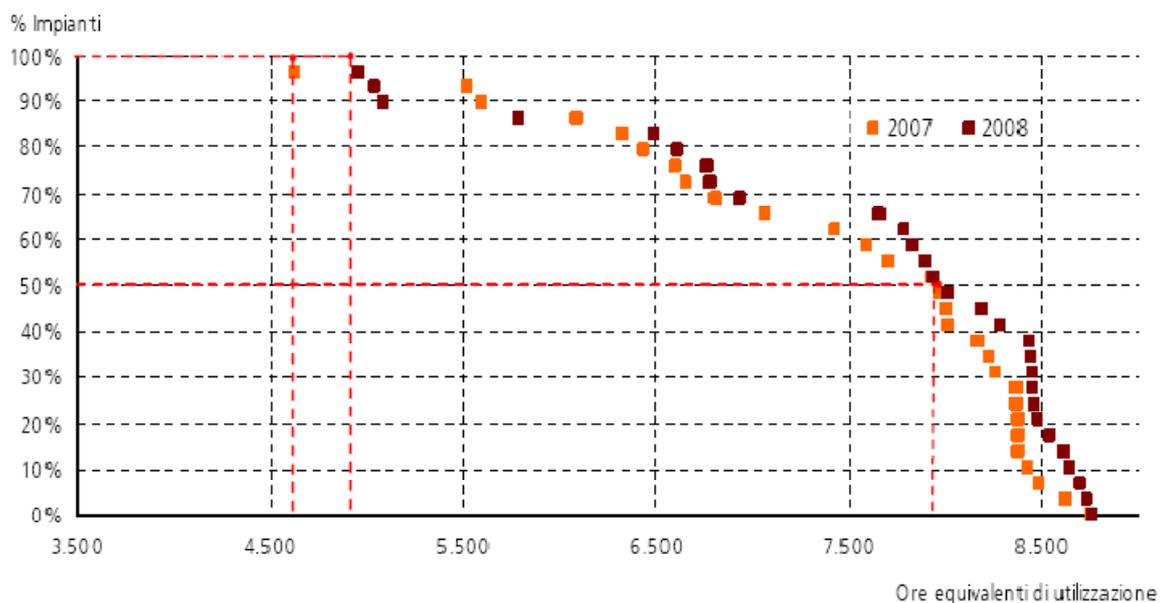


Figura 8.14: distribuzione % delle ore di utilizzazione, 2007 e 2008 (Fonte: GSE)

Per quanto riguarda il possibile sviluppo a breve termine, si prevede un incremento della potenza installata entro il prossimo quinquennio pari a 390 MW_e, con interventi che dovrebbero riguardare l'area a maggior potenziale non ancora sfruttato, come ad esempio Campania e alto Lazio (vedi Figura 8.15).

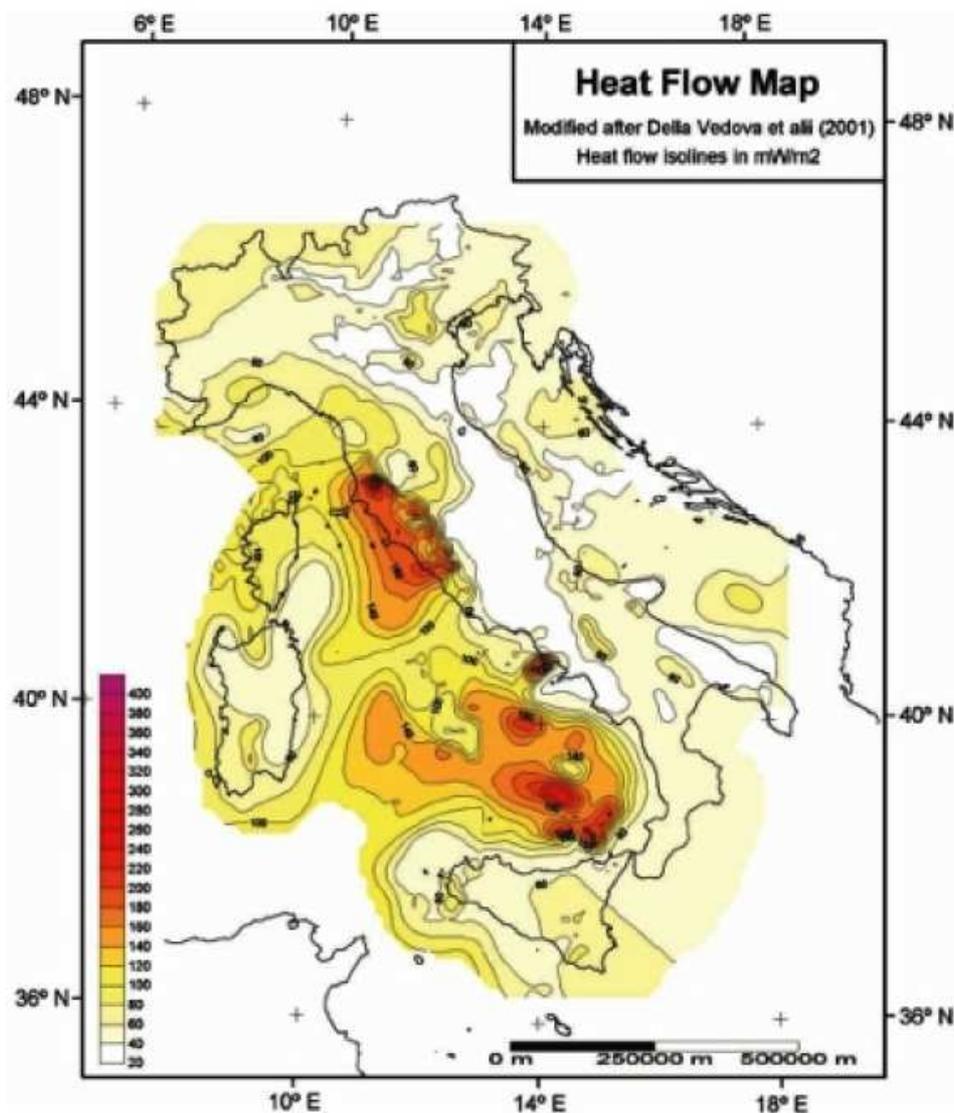


Figura 8.15: distribuzione del potenziale geotermico in Italia (Fonte: Geoclima)

Oltre allo sfruttamento per la produzione di energia elettrica, ha un ruolo importante anche l'uso diretto del calore per il riscaldamento civile (residenziale), nell'agricoltura (coltivazione in serre), negli allevamenti di pesci e per certi processi industriali: per questi scopi vengono utilizzate le sorgenti di calore a media e bassa temperatura, inadatte proprio per questa ragione alla produzione dell'energia elettrica.

8.8 - PROBLEMATICHE CONNESSE ALLA TECNOLOGIA GEOTERMICA

In generale, l'energia geotermica presenta lo svantaggio di richiedere investimenti iniziali, legati sia agli studi geologici sia alla realizzazione dell'impianto: d'altro canto, però, il costo del kWh prodotto è tra i più bassi, se confrontato con altre fonti energetiche.

L'energia geotermica presenta però un impatto ambientale non trascurabile, anche se è caratterizzata da un alto grado di accettabilità da parte dell'opinione pubblica.

Le problematiche di natura ambientale sono dovute ai seguenti fattori:

- Lavori di costruzione dei pozzi ed impianti (impatto transitorio);
- Occupazione del territorio e impatto visivo;
- Emissioni di gas nell'atmosfera;
- Smaltimento delle acque reflue, non re-iniettabili nel pozzo;
- Problemi di sismicità e subsidenza per alterazione dell'equilibrio idrogeologico;
- Produzione di rifiuti solidi dovuti ai depositi di incrostazioni.

Tra tutti gli aspetti, il più significativo è quello relativo al rilascio in atmosfera degli incondensabili. Inoltre l' H_2S che si produce nel corso del processo è dannoso e viene rimosso; i sistemi di abbattimento si basano su processi chimici con l'impiego di sorbenti e catalizzatori. I metalli presenti in traccia sono rilasciati con i gas e si depositano al suolo.

Nel complesso, comunque, l'impatto ambientale, benché non trascurabile, è senz'altro meno significativo di quello dovuto all'impiego di combustibili fossili e perciò si tende ad incentivare, dove è possibile, lo sviluppo di tale fonte energetica. Alle considerazioni svolte, occorre però aggiungere proprio quelle connesse alla localizzazione geografica di questi impianti.

Le regioni più favorite per lo sfruttamento dell'energia geotermica, infatti, sono quelle geologicamente più attive, situate in corrispondenza di faglie e, quindi, ad intensa attività vulcanica. Le aree più interessanti si possono identificare in Giappone, Nuova Zelanda, Indonesia, Filippine, nella zona costiera dell'America occidentale e nelle aree orientali e centrali del Mediterraneo, l'Islanda le Azzorre e l'Africa orientale. Tutto ciò comporta dunque anche dei problemi di sicurezza dell'impianto (e di aumento dei costi dello stesso), legati alla sismicità delle zone in cui si va a realizzare.

8.9 - PROSPETTIVE TECNOLOGICHE

Negli ultimi anni sono stati condotti vari studi volti alla valutazione delle risorse geotermiche ad oggi inutilizzate a livello nazionale, sia negli USA che in alcuni Paesi europei (Tester et al. 2006, Paschen et al. 2003). Tali studi hanno fornito un quadro estremamente interessante, in quanto sono stati stimati potenziali di 100 GW e 35 GW rispettivamente negli USA e in Germania.

La maggior parte delle risorse geotermiche a cui può essere imputato tale potenziale è costituita dagli Enhanced Geothermal Systems (EGS), la cui tecnologia di sfruttamento non è ancora del tutto matura per garantire un uso economicamente sostenibile.

L'ulteriore e necessario sviluppo della produzione elettrica e termica da fonte geotermica richiede quindi non solo un continuo miglioramento tecnologico nell'ambito dell'esplorazione e della produzione dei sistemi idrotermali, ma anche l'introduzione di nuove tecnologie o quantomeno l'ottimizzazione delle attuali in vista della loro applicazione, a livello produttivo piuttosto che dimostrativo, alle risorse geotermiche non convenzionali.

Per l'esplorazione e la produzione dei sistemi idrotermali gli sforzi devono essere concentrati su tre linee:

1. Il miglioramento della capacità predittiva delle tecnologie d'esplorazione e di modellizzazione numerica dei sistemi geotermici al fine di individuare nuove risorse non ancora utilizzate, ridurre al minimo il numero di pozzi da perforare e prevedere la sostenibilità delle risorse nel tempo;
2. Il miglioramento delle tecnologie di perforazione e di completamento dei pozzi al fine di ridurre i tempi di esecuzione, di rendere più stabile la cementazione dei pozzi ad alte temperature e di automatizzare l'installazione delle tubazioni;
3. Il miglioramento dell'efficienza degli impianti geotermoelettrici per consentire l'uso di fluidi a bassa temperatura (90 – 130 °C) per la produzione combinata di energia elettrica e calore. Dovrà inoltre essere ulteriormente promossa l'integrazione con sistemi di generazione ibrida in combinazione con altre fonti di energia rinnovabili e tecnologie a basso utilizzo di combustibili fossili. A fronte di un auspicabile aumento delle installazioni produttive volte all'utilizzo della risorsa geotermica sarà anche fondamentale la ricerca finalizzata alla minimizzazione degli impatti connessi alla geotermia.

Negli EGS è necessario creare o aumentare artificialmente, all'interno della roccia serbatoio, il volume entro il quale far circolare la quantità di fluido necessaria ad estrarre energia termica dalle rocce e trasportarla in superficie per produrre energia elettrica e/o calore.

Ciò richiede la perforazione di molti pozzi, all'interno dei quali vengono condotte operazioni di pompaggio a pressione di acqua e altre sostanze chimiche (generalmente soluzioni acide) per produrre nelle rocce un reticolo di fratture, interconnesse tra loro, entro il quale possa circolare il fluido. Tale fluido, se non presente naturalmente nel sistema, verrà immesso dalla superficie all'interno dei pozzi di iniezione e successivamente pompato alla superficie mediante i pozzi di produzione.

Alcuni progetti sperimentali sono già stati realizzati sia in USA che in Europa (Francia, Germania, Austria e Svizzera), dimostrando la loro fattibilità tecnica e la possibilità, oltre che di utilizzare l'energia termica estratta, di produrre energia elettrica tramite impianti a ciclo binario.

Tuttavia ulteriori sforzi di innovazione tecnologica sono necessari per rendere questo tipo di progetti sostenibili in termini di performances produttive nel tempo di esercizio degli impianti, di contabilità ambientale e di competitività economica.

Per quanto riguarda gli EGS, gli aspetti che necessitano un'attenzione particolare sono indubbiamente:

1. La capacità di creare, nel sottosuolo, una fatturazione indotta che permetta un deflusso ottimale del fluido tra pozzi di produzione e di reiniezione;
2. L'introduzione, per quanto concerne la produzione elettrica da impianti binari, di fluidi secondari con caratteristiche termodinamiche tali da riuscire ad ottimizzare la produzione di energia elettrica anche in presenza di fluidi geotermici a temperature medio-basse.

Si ritiene che, con l'introduzione di nuove tecnologie e l'ottimizzazione di quelle esistenti, in una prospettiva di medio lungo periodo (10-15 anni), l'utilizzo energetico dei sistemi non convenzionali possa svilupparsi e diventare sostenibile anche dal punto di vista economico.

Tuttavia ciò potrà essere ottenuto solo mediante una rafforzata cooperazione internazionale volta a consentire ed incrementare lo sviluppo, l'accesso, la diffusione e la commercializzazione di nuove tecnologie in grado di abbassare i costi unitari di produzione dell'energia, affiancando alla generazione elettrica anche sistemi per il recupero di calore da utilizzare in altri processi industriali e, laddove possibile, utilizzare il calore residuo per reti di teleriscaldamento o in sistemi co-alimentati con altre risorse rinnovabili.

Di vitale importanza sarà infine la promozione di percorsi di formazione specializzata finalizzati alla preparazione delle risorse umane necessarie a guidare lo sviluppo ed all'applicazione di metodologie non convenzionali per l'esplorazione, per lo sviluppo e lo sfruttamento della risorsa geotermica che non sono ancora economicamente fruibili utilizzando le metodologie attualmente disponibili.

Per quanto riguarda gli impianti geotermici a pompa di calore, nonostante si abbia già a che fare con tecnologie mature ed efficienti, le prospettive future si concentrano sulla possibilità di ottenere ulteriori incrementi dell'efficienza (COP ed EER più elevati) delle PCG e sul miglioramento delle prestazioni dello scambiatore a terra, tramite l'introduzione di nuovi materiali e/o di nuove geometrie che massimizzino lo scambio termico tra sonda verticale e terreno.

Oltre agli aspetti precedentemente citati, la prospettiva forse più importante per un ulteriore incremento dello sviluppo dei sistemi PCG è legata anche ad un affinamento della conoscenza del contesto geologico ed idrogeologico in cui si situano tali sistemi. Questo punto è essenziale per uno sfruttamento ottimale in termini energetici e per una tutela assoluta delle risorse idriche sotterranee.

I maggiori rischi connessi sono infatti imputabili a:

- (i) Il rischio che nel corso della perforazione per l'installazione di sonde verticali o pozzi d'acqua si creino le interconnessioni tra falde acquifere diverse;
- (ii) Le variazioni incontrollate di temperatura negli acquiferi;
- (iii) L'inquinamento delle falde sotterranee da parte di sostanze impiegate nel processo di scambio termico.

Le prospettive di uno sviluppo sostenibile dei sistemi a PCG sono pertanto legate ad una integrazione ottimale di competenze di progettazione geologica ed ingegneristica.

In generale, per gli impianti e i processi volti all'uso diretto del calore geotermico, è prevedibile un loro costante miglioramento sia in termini di efficienza che di eco-compatibilità derivanti da una continua innovazione tecnologica.

8.10 - POTENZIALE DI SVILUPPO E BARRIERE ALLA DIFFUSIONE

Sulla base di recenti stime (riassunte da IGA e EGEC, 2008), il potenziale geotermico sviluppabile a livello globale è molto elevato: è stato stimato che la potenza elettrica installabile sia di 70 GW impiegando le tecnologie attuali e possa attestarsi ad addirittura 140 GW impiegando le già citate “tecnologie non convenzionali”.

L'EGEC ha tracciato gli scenari di crescita della produzione di energia elettrica (includendo anche i contributi attesi dai sistemi EGS e cicli binari) e dai sistemi binari ad energia termica per la climatizzazione (Tabella 8.3 e 8.4) riferite ai paesi comunitari e non, stimate al 2030.

Questi obiettivi, i più aggiornati disponibili al momento, sono stati presentati nel corso della Conferenza ECEG di Bruxelles, tenutasi nel Febbraio 2009.

Geothermal energy	2007	2010	2020	2030
<i>Heating</i>				
installed capacity (MWth)	14 100	20 000	50 000	80 000
heat delivered (Mtoe/y)	3,8	5,5	13,7	22
<i>Electric power, conservative approach</i>				
installed capacity (MWe)	960	1 300	5 000	15 000
power delivered (TWh/y)	6.9	9.8	39	117
<i>Electric power, ecologically driven approach</i>				
installed capacity (MWe)	960	1 300	10 000	30 000
power delivered (TWh/y)	6.9	9.8	78	234

Tabella 8.3: Obiettivi al 2030 riferiti all'intera Europa (EU 27 e altri) in termini di produzione di energia elettrica e calore (Fonte: EGEC, “Brussel Declaration”, Febbraio 2009, “Ambiente Italia 2008” e “Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon”, ENEA 2010)

Geothermal energy	2007	2010	2020
<i>Heating</i>			
installed capacity (MWth)	9 800	16 000	39 000
heat delivered (Mtoe/y)	2.6	4.3	10.5
<i>Electricity power</i>			
installed capacity (MWe)	830	1 000	6 000
power delivered (TWh/y)	6.5	8	50

Tabella 8.4: Obiettivi al 2030 riferiti all'Europa dei 27, in termini di produzione di energia elettrica e calore (Fonte: EGEC, "Brussel Declaration", Febbraio 2009; "Ambiente Italia 2008", "Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon")

Scendendo nel dettaglio della produzione riferita ai singoli Paesi, l'Italia si trova al primo e al secondo posto negli scenari previsionali, rispettivamente sulla produzione elettrica e per gli usi diretti del calore: il maggiore contributo alla produzione di energia elettrica in Italia è atteso dalle tecnologie convenzionali, piuttosto che dai sistemi EGS o dai cicli binari, mentre per quanto riguarda la climatizzazione l'Italia vedrà un incremento rilevante nel ricorso agli usi diretti, piuttosto che l'installazione di pompe di calore.

Gli accordi internazionali ratificati dall'Italia per la riduzione dei gas serra rappresentano indubbiamente un'opportunità per lo sviluppo della geotermia in ogni sua forma di applicazione.

A livello globale si valuta infatti che un'efficiente sfruttamento dell'energia geotermica consentirebbe di risparmiare annualmente 265 milioni di barili di petrolio e di evitare di immettere nell'atmosfera 115 milioni di tonnellate di CO₂ (Fridleiffson, 2001).

E' stato valutato che l'emissione di CO₂ per la produzione di un kWh geotermoelettrico oscilla tra i 13 e i 380 g con una variabilità legata alla presenza di gas incondensabili nel fluido geotermico (come riportato dalla Environmental Product Declaration per l'impianto ENEL di Bagnore 3), rispetto ai 1042 g/kWh nelle centrali a carbone, ai 906 g/kWh nelle centrali ad olio combustibile e ai 453 g/kWh di CO₂ nelle centrali a gas naturale (Fridleiffson, 2001).

A fronte di tali indiscutibili benefici che l'impiego dell'energia geotermica può portare in termini di sviluppo sostenibile, permangono alcune barriere che ne limitano lo sviluppo ad uno sfruttamento efficiente. Tali barriere sono riconducibili

non solo ad aspetti di natura tecnologica ma anche alla disponibilità della risorsa utile e agli alti costi di investimento iniziali. In particolare gli elevati capitali a rischio richiesti durante la fase di esplorazione e la mancanza di adeguati strumenti economico-assicurativi per coprire eventuali insuccessi nella fase di perforazione rendono difficile l'ingresso di nuovi operatori sul mercato.

Ad oggi ENEL risulta essere l'unico operatore geotermoelettrico presente in Italia; questo ha condizionato notevolmente l'affermazione di tecnologie che non rientravano nei suoi piani industriali, come ad esempio gli impianti a ciclo binario ed EGS che invece stanno acquisendo sempre maggior interesse sul fronte internazionale.

Per colmare tale carenza, nel Programma Energetico di Indirizzo Regionale (PIER) della Regione Toscana (territorio che ospita l'intero parco di impianti geotermoelettrici nazionali in attività), in accordo con ENEL, si prevede un aumento della potenza installata di 112 MWe entro il 2011, investendo sia in impianti geotermici tradizionali sia in impianti a ciclo binario, anche se, alla luce dei fatti, l'incremento, in termini di potenza installata sarà totalmente ottenuta con impianti tradizionali.

Un fattore che sicuramente gioca un ruolo sfavorevole nello sviluppo di un progetto geotermico è l'assenza di una visione univoca e di una quantificazione certa degli impatti che la coltivazione geotermica esercita sull'ambiente.

Inoltre, la carenza e la frammentarietà di informazione sulle reali potenzialità della risorsa, correlati agli aspetti ambientali interessati dallo sviluppo di un progetto geotermico (emissioni in atmosfera, fenomeni di subsidenza e sismicità ridotta) e l'attuale inadeguatezza del sistema di comunicazione sono le principali problematiche legate alla ridotta consapevolezza delle comunità delle effettive potenzialità geotermiche, e costituiscono la causa della scarsa accettabilità sociale degli impianti geotermoelettrici.

Rispetto alle risorse geotermiche ad alta entalpia, quelle a medio-bassa entalpia offrono il vantaggio di avere un'ampia diffusione sul territorio nazionale e, in linea di massima, richiedono tecnologie a basso impatto. Nonostante una certa maggiore complessità nelle fasi di progettazione e implementazione rispetto agli impianti tradizionali di riscaldamento, ci sono tutte le premesse per uno sviluppo decisamente più ampio di quello attualmente riscontrato.

Come nel caso delle risorse ad alta entalpia, una barriera che deve sicuramente essere rimossa per favorire l'incremento di queste applicazioni è rappresentata dalla scarsa conoscenza sia del grande potenziale di queste risorse geotermiche

(di cui l'Italia dispone abbondantemente), sia della molteplicità di applicazioni a cui è possibile ricorrere.

Le attuali difficoltà nella raccolta e nel reperimento di dati omogenei, completi ed aggiornati per i singoli impianti che si avvalgono dell'uso diretto del calore geotermico (molti impianti sono di ridotta dimensione e non soggetti a programmi di monitoraggio codificati) contribuiscono in maniera determinante all'ancora limitata trasferibilità delle esperienze più virtuose.

Infatti l'elevato numero di usi non elettrici con caratteristiche diverse e poco comparabili tra loro, e la difficoltà nella distinzione dei singoli usi, pongono seri problemi alla raccolta e alla diffusione di dati omogenei, evidenziando la necessità di introdurre strumenti condivisi di classificazione.

Due conseguenze dirette della carenza di dati omogenei e condivisi sono il moderato interesse e la diffidenza spesso manifestata da parte di potenziali investitori o imprenditori ad implementare ex novo tali sistemi di sfruttamento o a sostituire e/o riconvertire gli impianti già esistenti e collaudati.

Solo recentemente sono stati presi provvedimenti in alcune regioni italiane al fine di risolvere o minimizzare tale problema (Lombardia, Friuli Venezia Giulia e Trentino Alto Adige). Gli importanti riscontri positivi ottenuti da parte della popolazione inducono ottimismo verso la creazione di un mercato di settore dinamico ed indipendente da eventuali incentivi statali.

Possibili strategie per l'allargamento del mercato possono essere identificate anche nella semplificazione delle procedure amministrative finalizzate alla riduzione dei tempi di realizzazione impiantistica; in egual misura, la semplificazione amministrativa per l'ottenimento dei permessi di esplorazione e coltivazione delle risorse geotermiche favorirebbe la coltivazione delle risorse ad alta entalpia.

Per quanto concerne il settore delle pompe di calore geotermiche, in Europa da una decina di anni questo mercato ha registrato una rapida crescita per il riconosciuto significativo contributo di questi sistemi alla riduzione dei consumi energetici degli edifici e quindi all'abbassamento delle emissioni di CO₂.

Nel 2008, il numero di pompe di calore geotermiche censite in Europa è stato di 782461, con una potenza termica complessiva di 8920 MWt.

Negli ultimi cinque anni anche in Italia il mercato delle pompe di calore geotermiche ha subito un significativo incremento. In Italia, nel 2008, la stima del numero di PCG installate è di 7500, per una potenza termica di 750 MWt (dati EurObserv'ER 2009).

A livello europeo non esiste ancora una normativa unificata di riferimento per l'installazione di PCG. Inoltre, solo nei Paesi in cui il mercato delle PCG è consolidato da diversi anni (e.g. Germania, Svizzera, Svezia, Austria), l'installazione di questi sistemi è assoggettata a vincoli autorizzativi specifici. Inoltre, in questi Paesi le autorità nazionali o regionali per la gestione e protezione delle risorse idriche superficiali e sotterranee hanno pubblicato linee guida e standard di riferimento.

“In Italia manca una normativa a livello nazionale per questi sistemi, così come mancano standard e linee guida di riferimento per i progettisti ed i costruttori. A fronte della posizione nazionale, a livello regionale si registrano alcuni tentativi più o meno esaustivi (es: Provincia di Bolzano, Provincia di Vicenza), di regolamentare l'installazione delle PCG. Tuttavia, l'assenza di una normativa condivisa a livello nazionale genera uno stato di confusione che di fatto preclude uno sviluppo diffuso di questa tecnologia su scala nazionale.

La predisposizione di strumenti normativi e di procedure tecniche di installazione mirate all'ottenimento di elevate prestazioni energetiche stabili nel tempo, nel pieno rispetto della tutela dell'ambiente e degli acquiferi sotterranei, costituiranno un elemento chiave per lo sviluppo futuro dei sistemi a pompe di calore geotermiche.

Altro aspetto chiave per promuovere la diffusione di questi dispositivi è quello della riduzione dei costi iniziali di installazione.” (fonte: “Ambiente Italia 2008”).

Tali considerazioni sono state tratte sulla base degli scenari e delle valutazioni presenti all'interno delle pubblicazioni “Ambiente Italia 2008” e di “Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon”, ENEA 2010.

8.11 - ANALISI ECONOMICA DELLA TECNOLOGIA GEOTERMICA

In Italia gli sviluppi applicativi godono, indipendentemente dai sistemi di incentivazione, di condizioni tradizionalmente favorevoli anche dal punto di vista economico.

Per la generazione di energia elettrica da fonte geotermica i fattori di costo da considerare sono principalmente due: l'approvvigionamento della risorsa e la costruzione degli impianti.

Una quota rilevante dei costi connessi all'attività geotermoelettrica è relativa alla fase di ricerca e di esplorazione. Come per gli idrocarburi, infatti, la fase di ricerca risulta particolarmente rischiosa dal punto di vista industriale, in quanto si stima che solo un pozzo su cinque di quelli esplorati possa essere effettivamente usato per lo sfruttamento della risorsa. I soli costi di perforazione possono così rappresentare da un terzo fino alla metà dei costi totali di investimento.

I costi di impianto variano invece molto a seconda della tecnologia utilizzata, delle caratteristiche del serbatoio geotermico nonché della legislazione locale che può imporre o meno, in funzione dei parametri precedenti, l'installazione di determinati sistemi di abbattimento di inquinanti.

In Figura 8.16 sono riportati i risultati di un recente studio eseguito in Germania su alcuni impianti binari Organic Rankine Cycle (ORC). Il 70% dei costi di investimento è imputabile ai costi di esplorazione e costruzione di pozzi, il 15% alla costruzione dell'impianto.

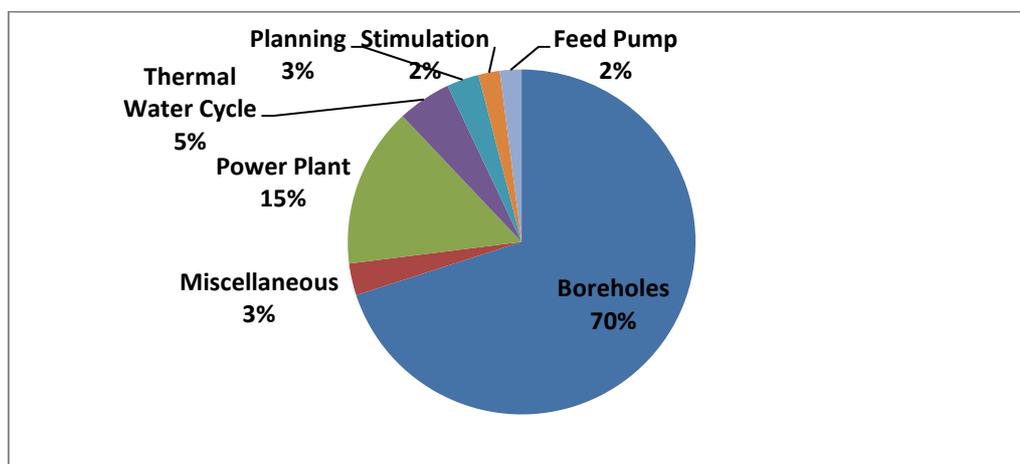


Figura 8.16: costi di investimento per impianti geotermoelettrici a ciclo binario con risorse convenzionali (Fonte: "CEGL")

In particolare, i costi per la realizzazione dei “boreholes”, sono ripartiti nella maniera evidenziata in Figura 8.17:

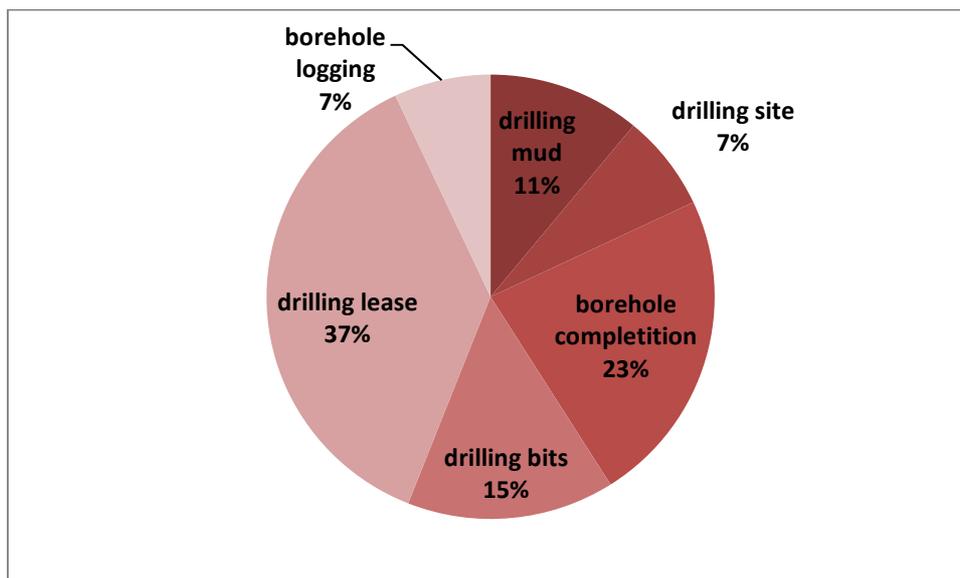


Figura 8.17: ripartizione dei costi connessi alla realizzazione dei “boreholes” (Fonte: “CEGL”)

In Italia, per poter accedere all'utilizzo di una risorsa geotermica, bisogna ottenere specifiche concessioni alla ricerca e allo sfruttamento nonché la documentazione necessaria per l'inizio dell'attività, con particolare riferimento alle autorizzazioni in materia di protezione ambientale, secondo quanto disciplinato dalla L. 896/86 “Disciplina della ricerca e della coltivazione delle risorse geotermiche”.

Ogni concessione è così soggetta a un sistema contributivo bipartito: un contributo una tantum proporzionale alla capacità dell'impianto geotermoelettrico, da versare al Comune ospitante, e un contributo annuale in favore del Comune e della Regione, in funzione dell'effettiva produzione elettrica.

Sulla base dell'esperienza maturata in Toscana (che detiene la totalità degli impianti geotermoelettrici nazionali), tali contributi sono oggi fissati in 0.0068888 €/kWh in favore del Comune di appartenenza del campo geotermico e di 0.000574 €/kWh per la Regione. Queste voci di costo, moltiplicate per la produzione annuale di energia geotermoelettrica, garantiscono il trasferimento dal gestore agli enti locali di un ammontare complessivo di circa 39 milioni di euro l'anno.

A fronte di ciò, il valore finanziario dell'energia geotermoelettrica prodotta è dato da due elementi: il prezzo pagato per il ritiro dell'energia da parte del gestore della rete e gli incentivi esistenti.

I risultati del valore finanziario complessivo della produzione geotermoelettrica registrati per gli impianti eserciti in Toscana per l'anno 2007 sono riassunti nella Tabella 8.5; il valore della componente di mercato dell'energia geotermoelettrica è derivato dal prezzo medio di vendita nella borsa elettrica per l'anno di riferimento.

La componente relativa agli incentivi, essendo la fonte geotermica classificata tra le rinnovabili, è invece calcolata nei diversi impianti secondo il regime CIP6 o secondo quello relativo ai "Certificati Verdi".

Parametro	Valore
Produzione energia geotermica (2007)	5,195 GWh
Valore di mercato	363.650.000 €
Valore Certificati Verdi / CIP6	613.010.000 €
Valore complessivo	976.660.000 €

Tabella 8.5: stima del valore finanziario della produzione di energia geotermoelettrica (Fonte: "CEGL", 2009)

Se si considera che l'ultima generazione di impianti è stata progettata con un technical life cycle di 30 anni, che i costi operativi sono contenuti e che il coefficiente di presenza della produzione è superiore al 95% annuo, il costo unitario del kwh geotermoelettrico è da considerarsi certamente molto competitivo.

Sebbene in Italia non siano finora stati condotti studi di Life Cycle Costing, è significativo considerare, a titolo del tutto indicativo, alcuni risultati stimati per alcuni impianti californiani: il costo medio di 0.05-0.08 \$/kWh, risulta in linea con il valore del kWh prodotto dalle fonti rinnovabili considerate le più convenienti, quali l'eolico e l'idroelettrico (IGA, 2008).

Relativamente agli utilizzi diretti, indipendentemente dall'applicazione, i costi maggiori da sostenere sono quelli di investimento iniziale: per la perforazione dei pozzi di produzione e reiniezione e per la costruzione degli impianti ausiliari e delle reti di distribuzione (es: nel caso del teleriscaldamento).

Per un utilizzo efficiente dell'energia rimane così auspicabile la realizzazione di sistemi a cascata o combinati. Infatti, nei sistemi a cascata, varie utenze che necessitano di livelli termici decrescenti vengono collegate in serie in modo che ciascun impianto utilizzi il calore residuo contenuto nel fluido scaricato dall'impianto precedente; invece nei sistemi combinati, il livello di servizio è reso più efficiente

dalle sinergie derivanti dall'accoppiamento degli impianti geotermici con impianti tradizionali o a fonte rinnovabile.

La rete di teleriscaldamento di Pomarance (Pisa), basata sull'impiego di vapore idoneo alla produzione di energia elettrica, rappresenta un interessante esempio del riscontro economico che gli utilizzi diretti possono avere. Sono infatti servite un totale di 2200 utenze, con un fatturato di 1.9 milioni di euro/anno. Di questi circa 690000 euro vanno a coprire le spese energetiche, 500000 euro sono versati al Comune come canone e 200000 euro costituiscono l'utile della società gestrice (GES srl).

Venendo a considerare gli impianti a pompa di calore, i costi d'investimento relativi all'installazione di tali sistemi possono essere suddivisi in costi di terreno e costi d'impianto. I costi di terreno sono quelli correlati all'esplorazione di superficie, alla perforazione, agli studi correlati (es: test di risposta termica, prove di pompaggio). I costi d'impianto sono invece quelli relativi alla progettazione, ai materiali impiegati, ai collegamenti idraulici e all'installazione.

Il costo d'investimento per un sistema di PCG è normalmente il 20-40% superiore al costo di un sistema convenzionale di climatizzazione. Tuttavia, a fronte di costi d'installazione maggiori, i costi di gestione di questi sistemi di climatizzazione rispetto a quelli tradizionali sono nettamente più bassi. Nel caso in cui un impianto a PCG sia utilizzato sia per il riscaldamento sia per il raffrescamento, il tempo di ritorno dell'investimento può variare da 3 a 5 anni; questo tempo si allunga fino a 10 anni se il sistema viene utilizzato unicamente in una delle due modalità.

In Europa, il costo d'investimento specifico per un sistema a sonde verticali è stimato sui 3000-6000 euro per un abitato di 100 m² (un pozzo di meno di 100 m di profondità).

Altri effetti economici correlati all'uso di questi sistemi sono i bassi costi di manutenzione (non è necessaria una manutenzione regolare) e un'elevata durabilità (oltre 50 anni per le sonde verticali e di diversi anni a seconda del contesto per i pozzi ad acqua di falda). La vita media delle pompe di calore geotermiche è di circa 40000 ore di funzionamento, corrispondente a circa 20 anni.

Tra i molti esempi di installazioni di impianti a pompe di calore economicamente sostenibili, possiamo citare l'impianto di teleriscaldamento per il centro di Bergamo che, dotato di una pompa di calore della potenza di 3000 kWt connessa ad acque correnti superficiali (a 13°C di temperatura), regi stra performance di valore aggiunto al netto dei costi di gestione annui, prossimi ai 3 milioni di euro.

L'impianto di climatizzazione del nuovo complesso universitario della Università Bocconi, costituito da tre pompe di calore da 1 MWt funzionanti in assetto

reversibile ed alimentato con energia elettrica, costituisce un ulteriore ed interessante esempio di utilizzo efficiente delle risorse (per ogni kW elettrico assorbito sono garantiti 4.5 MW termici prodotti), ai quali si associano notevoli risparmi, sia di energia primaria che economici rispetto ad un impianto tradizionale, a caldaia o a gas, quantificabili intorno al 40% rispetto ai sistemi tradizionali.

Secondo le analisi IEA sull'Europa ("Geothermal Essentials", 2009), a fronte di costi di generazione attuali definiti come in Figura 8.18 (un costo medio di 55-165 $\$/MWh_t$ per usi diretti per produzione di energia termica e di 100-300 $\$/MWh_e$, per produzione di energia elettrica), si stima una riduzione di circa il 30% al 2030, con l'obiettivo di raggiungere costi medi non superiori a 29 $\$/MWh_t$ per lo sfruttamento del geotermico convenzionale, e 75 $\$/MWh_e$ per lo sfruttamento di geotermia a bassa temperatura e in impianti EGS.

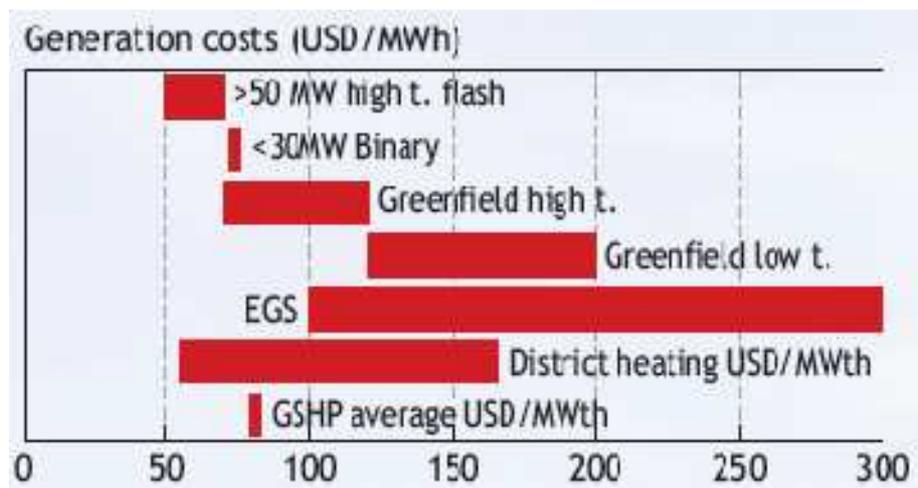


Figura 8.18: stima attuale dei costi di generazione per le differenti tecnologie geotermiche (Fonte: IEA, 2009)

CAPITOLO 9 – L'ENERGIA IDRAULICA

9.1 – INTRODUZIONE ALLA FONTE IDRAULICA

L'energia proveniente dal sole determina, tra le altre cose, anche i processi di evaporazione dell'acqua da bacini, mari, laghi e la sua successiva condensazione tramite le precipitazioni piovose (Figura 9.1), che depositano l'acqua a quote elevate, consentendo lo sfruttamento di energia potenziale idraulica tramite impianti idroelettrici.

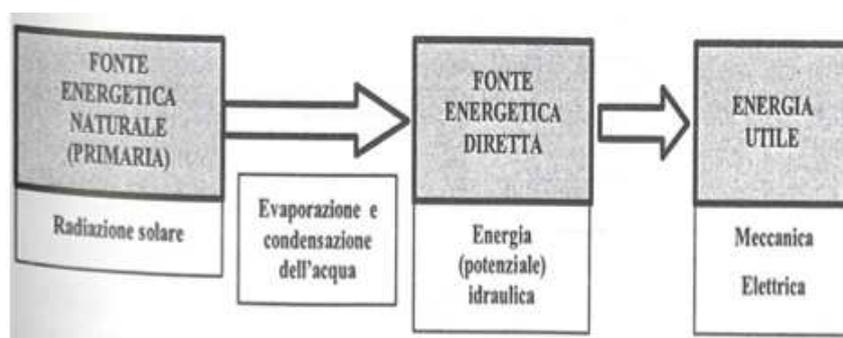


Figura 9.1: Trasformazione della fonte energetica primaria in energia potenziale idraulica (Fonte: "Impatto Ambientale dei Sistemi Energetici")

L'energia idroelettrica, infatti, è l'energia elettrica ottenibile a partire da un "movimento" di una massa di acqua. In particolare, dalla caduta di acqua, convertendo con un apposito macchinario l'energia meccanica contenuta nella portata di acqua trattata. Gli impianti idraulici, quindi, sfruttano l'energia potenziale meccanica contenuta in una portata di acqua che si trova disponibile ad una certa quota rispetto al livello al quale sono posizionate le turbine (Figura 9.2).

L'acqua viene incanalata in speciali tubi, detti condotte forzate, che convogliano l'acqua ad alta velocità. Pertanto la potenza di un impianto idraulico dipende da due termini: il salto (cioè il dislivello esistente fra la quota a cui è disponibile la risorsa idrica e il livello a cui la stessa viene restituita dopo il passaggio attraverso la turbina) e la portata (vale a dire la massa d'acqua che fluisce attraverso la macchina nell'unità di tempo).

In base alla taglia di potenza nominale della centrale, gli impianti idraulici si suddividono in:

- Micro impianti: $P < 100$ kW ;
- Mini-impianti: $100 < P$ (kW) < 1000 ;
- Piccoli impianti: $1000 < P$ (kW) < 10000
- Grandi impianti: $P > 10000$ kW.

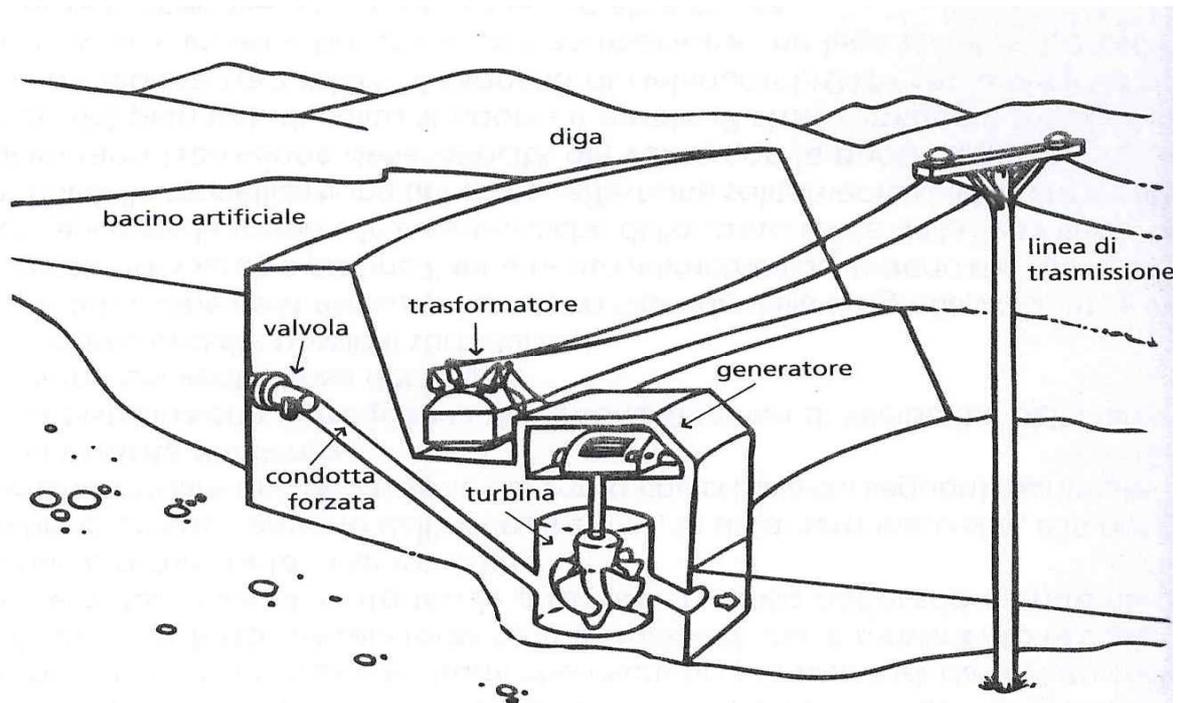


Figura 9.2: Schema di una centrale idroelettrica (Fonte: “Fondamenti di sostenibilità energetica ambientale”)

Un’ulteriore classificazione, si può effettuare sulla base delle macchine idrauliche utilizzate all’interno degli impianti. Queste sono sostanzialmente di tre tipi: le turbine Pelton (macchine ad azione adatte a sfruttare piccole portate e grandi dislivelli, mediante lunghe condotte forzate), Francis (usate in condizioni intermedie di portata e dislivello, e che sono turbine a reazione) e Kaplan (adatte a grandi portate e piccolissimi dislivelli).

La generazione idroelettrica, nella produzione globale ha raggiunto a livelli nazionali ed internazionali una notevole considerazione; attualmente, il 16% dell’elettricità mondiale è di origine idroelettrica. Un aspetto che occorre mettere in evidenza è il potenziale ancora non sfruttato degli impianti microidraulici, ovvero impianti di produzione che utilizzano salti di altezze contenute e portate altrettanto ridotte.

La spesa per la realizzazione di queste centrali dipende dalle caratteristiche del luogo dove se ne prevede la realizzazione, ovvero dalle caratteristiche dei manufatti necessari all’imbrigliamento e al convogliamento e, successivamente, allo scarico dell’acqua (utilizzata, per la produzione, all’interno del corpo idrico principale).

9.2 - STATO ATTUALE A LIVELLO MONDIALE DELLA TECNOLOGIA IDROELETTRICA

La potenza idroelettrica, al 2008, era ripartita nel mondo secondo quanto indicato nella Tabella 9.1 e in Figura 9.3 (fonte: IEA, "Data Source 2008" e United Nations Data).

Paese	Capacità installata (GW)
Cina	149
Stati Uniti	100
Brasile	77
Canada	73
Giappone	47
Russia	47
India	36
Norvegia	29
Francia	25
Italia	21
Resto del Mondo	320
Totale	924

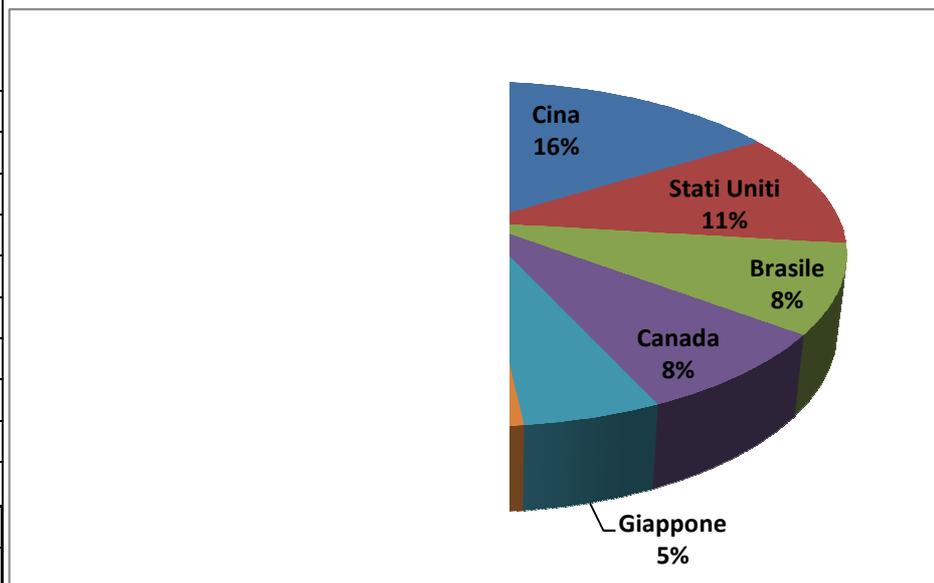


Tabella 9.1 e Figura 9.3: Distribuzione della potenza idroelettrica installata a livello mondiale, riferita al 2008 (Fonte: IEA e Nazioni Unite)

Dal 2000 al 2008, la quantità di energia prodotta a livello mondiale, espressa in TWh, è aumentata fino a raggiungere il valore di 3288 [TWh] (fonte: IEA, dati al 2008), quindi con un incremento superiore al 20%, legato soprattutto all'incremento della produzione idroelettrica in paesi in via di sviluppo come Cina ed India. Il tasso di crescita annuale, dal 1990 al 2007, è stato pari al 2.1%.

La crescita della produzione di energia da fonte idroelettrica, ripartita tra le varie Regioni del Mondo, nel periodo 1970-2008, è riportata in Figura 9.4, ed evidenzia come il mercato che più risulta essersi sviluppato in questo lasso di tempo, sia quello Sudamericano.

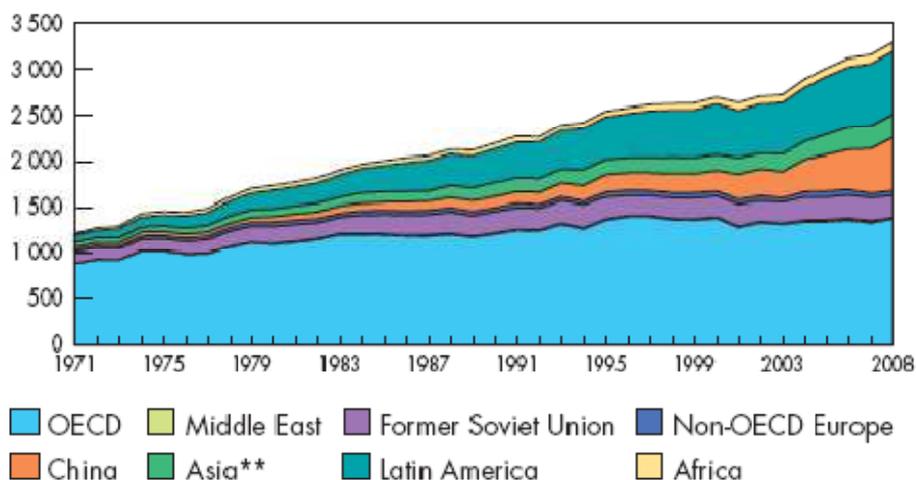


Figura 9.4: evoluzione della produzione idroelettrica per Regione, nel periodo 1971-2008 (Fonte: IEA, “Key Stats 2010”)

La ripartizione della produzione di energia da fonte idroelettrica, Paese per Paese, è riportata nella Tabella 9.2 e in Figura 9.5.

Tale incremento è inoltre dovuto al grande sviluppo del mini-idroelettrico; la crescita in termini di produzione, comunque, non rappresenta anche una crescita in termini percentuali sul totale dell’energia prodotta, visto che l’apporto del settore idroelettrico non ha subito nel tempo sostanziali variazioni.

Anche gli scenari a lungo termine (2050) prevedono una sostanziale costanza percentuale nella produzione energetica da idroelettrico, che dovrebbe mantenersi prossima al 2% dell’offerta mondiale di energia primaria.

Produttori	TWh	%
Cina	585	17,80%
Canada	383	11,5
Brasile	370	11,2
Stati Uniti	282	8,6
Federazione Russa	167	5,1
Norvegia	141	4,3
India	114	3,5
Venezuela	87	2,6
Giappone	83	2,5
Svezia	69	2,1
Resto del Mondo	1007	30,8
Totale	3288	100

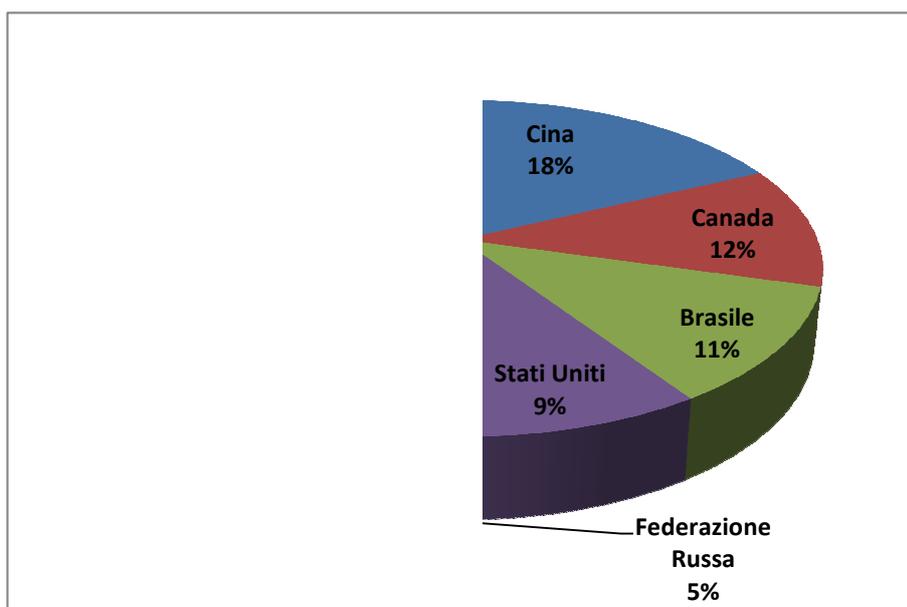


Tabella 9.2 e Figura 9.5: distribuzione della produzione di energia da fonte idroelettrica, a livello mondiale (Fonte: IEA, 2008)

Di seguito è riportata l'incidenza della tecnologia idroelettrica all'interno del mercato energetico dei Paesi leader di questo settore; si noti come, in Paesi con elevatissima disponibilità di risorse idriche, come la Norvegia, la produzione idroelettrica soddisfa quasi completamente la domanda interna di energia. Anche su mercati di grandi dimensioni (come Brasile, Cina, Federazione Russa) la produzione energetica idroelettrica risulta assumere un ruolo estremamente rilevante.

Paese	% idroelettrica (sul totale dell'energia prodotta)
Norvegia	98
Brasile	79,8
Venezuela	72,8
Canada	58,7
Svezia	46,1
Cina	16,9
Federazione Russa	16
India	13,8
Giappone	7,7
Stati Uniti	6,5
Resto del Mondo	13,6
Media	16,2

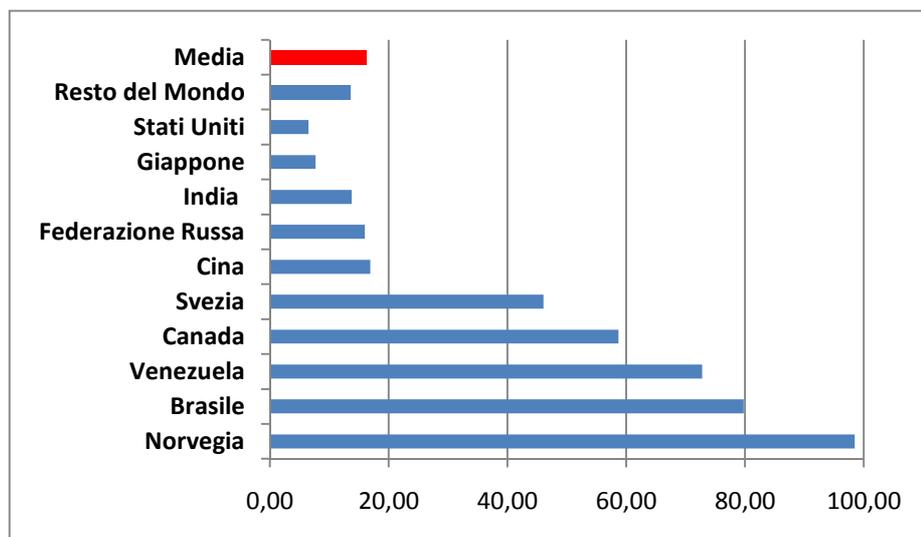


Tabella 9.3 e Figura 9.6: Percentuale di produzione di energia da fonte idroelettrica

9.3 - STATO ATTUALE A LIVELLO ITALIANO DELLA TECNOLOGIA IDROELETTRICA

Per quanto riguarda l'Italia, lo sfruttamento dell'energia idroelettrica è tra i più massicci di tutta l'Europa occidentale e rappresenta circa l'85% delle potenzialità idroelettriche territoriali accertate, che sarebbero di circa 65000 GWh/anno.

L'Italia, infatti, è stata tra i primi paesi a sfruttare questa risorsa in maniera intensiva: i primi programmi di sfruttamento dell'energia idroelettrica furono definiti ed attuati già attorno al 1920. Agli inizi degli anni '60, l'energia idroelettrica rappresentava circa il 75% dell'intera produzione nazionale, e proprio per accentrare politicamente il controllo di questa importante risorsa venne istituita l'ENEL, società all'interno della quale confluirono tutte le società elettriche private, ad esclusione delle grandi imprese industriali auto produttrici e delle aziende elettriche degli enti locali.

La produzione idroelettrica rappresenta circa il 70% della produzione rinnovabile nazionale ed ha avuto nel 2008 un anno di ripresa.

Dopo il picco negativo nel 2007, la produzione nel 2008 è tornata a crescere (+27%) fino a 41.6 TWh, ma (come si vede in Figura 9.7, tratta dalla pubblicazione ENEA 2010) resta comunque al di sotto del livello toccato nel 2001 (46.8 TWh).

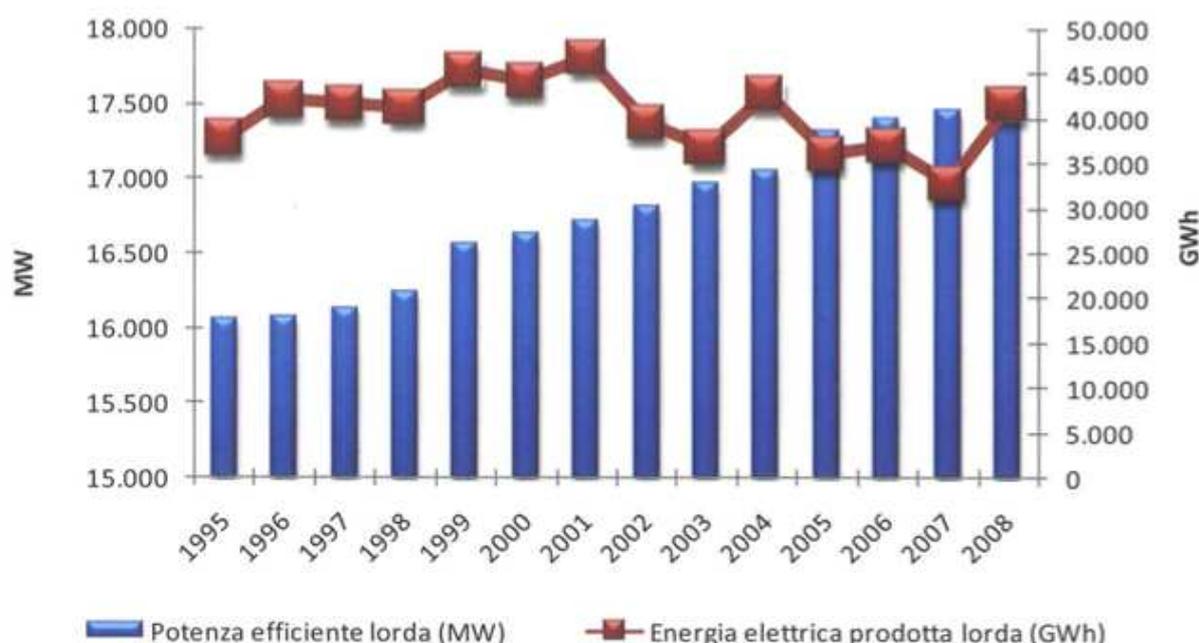


Figura 9.7: potenza idroelettrica installata ed energia prodotta in Italia, nel periodo 1995-2008 (Fonte: ENEA, rapporto 2010)

Secondo i dati più aggiornati, quelli del Gestore dei Servizi Elettrici (GSE) sullo sviluppo dell'idroelettrico in Italia, al 31 dicembre 2008 il parco impiantistico di consistenza pari a 17623 MW è costituito da 296 grandi impianti (>10 MW) che, in termini di potenza efficiente lorda, rappresentano l'85.2% del totale (vedi Figura 9.8).

Il restante 14.8% è suddiviso tra una quota del 12.2% dei 665 impianti del piccolo idroelettrico (1-10 MW) ed una del 2.6% circa dei 1223 impianti del mini idroelettrico (<1 MW).

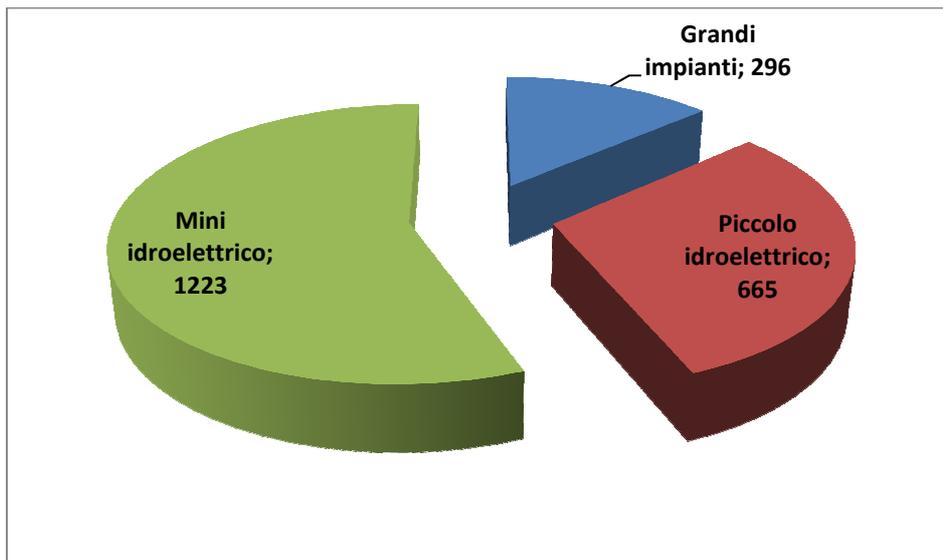


Figura 9.8: Numero di impianti idroelettrici in Italia (Fonte: GSE, 2008)

Sul totale di energia prodotta nel 2008 (i 41.6 TWh citati precedentemente), il grande, il piccolo e il mini idroelettrico hanno contribuito rispettivamente per il 78%, il 17.8% e il 4.3%.

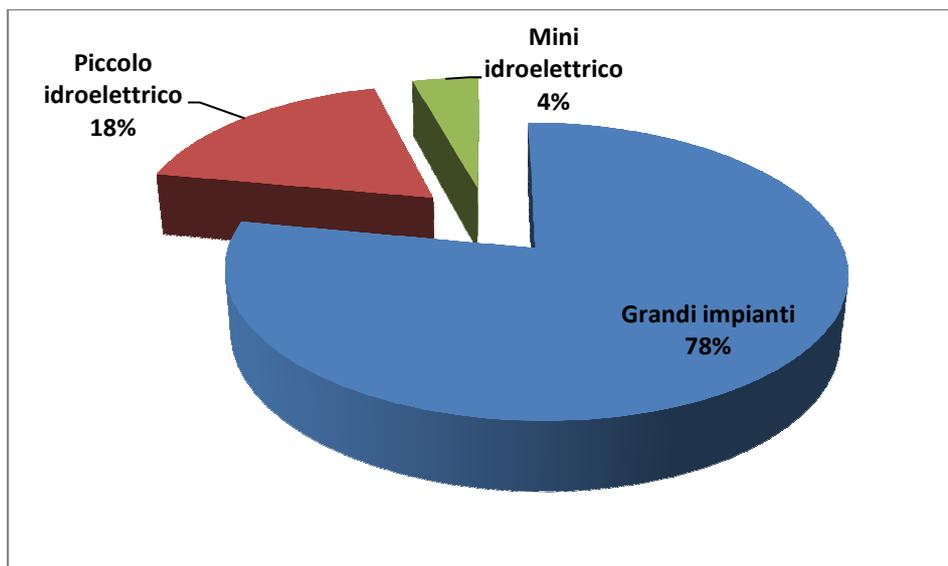


Figura 9.9: distribuzione dell'energia idroelettrica prodotta (Fonte: GSE, 2008)

Il parco idroelettrico italiano è quindi costituito, al 2008, di 2184 impianti; nel grafico seguente, è possibile vedere (Figura 9.10) come si sia evoluta la situazione e la numerosità degli impianti stessi negli ultimi undici anni.

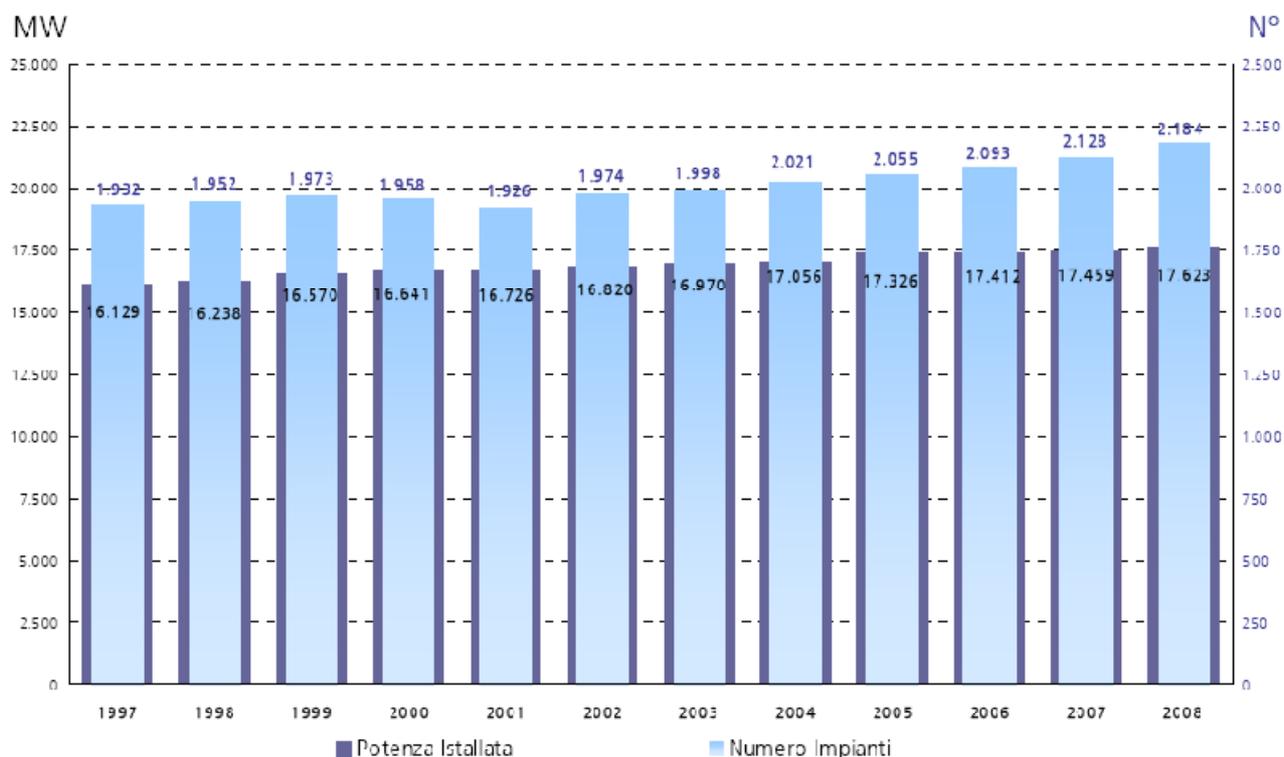


Figura 9.10: evoluzione della potenza installata e della numerosità degli impianti idroelettrici in Italia dal 1997 al 2008 (Fonte: GSE, 2009)

La numerosità degli impianti aumenta dunque secondo un tasso medio annuo pari all'1,1%, la potenza pari allo 0,8%.

Difficilmente i tassi di crescita in futuro potranno essere estremamente rilevanti. Questo perché la conformazione geomorfologica e la conseguente disponibilità idrica rendono limitata la possibilità di installare nuovi impianti; in più la legislazione, secondo il deflusso minimo vitale, vincola il prelievo idrico a limiti inderogabili capaci di garantire funzionalità e qualità degli ecosistemi.

Il fenomeno da evidenziare è il contributo, già rilevabile, che arriva dal mini idroelettrico. La Tabella seguente mostra come la dimensione media in termini di potenza sia diminuita dello 1,1% a fronte di una potenza installata che aumenta, nello stesso periodo, dello 0,8%. I valori non possono essere rilevanti ma questa tecnologia rappresenta la possibile chiave di sviluppo.

MW	2004	2005	2006	2007	2008
Potenza media	8,4	8,4	8,3	8,2	8,1

Per le categorie d'impianto del mini e piccolo idroelettrico, dal 2007 al 2008 si sono infatti riscontrati incrementi di potenza efficiente lorda installata pari rispettivamente a 13 MW (+3.1%) ed a 70 MW (+3.4%), dovuti oltre che ad un incremento dell'efficienza di impianti già esistenti, anche a nuove realizzazioni impiantistiche.

Anche il grande idroelettrico ha mostrato nello stesso periodo un leggero incremento della potenza efficiente lorda installata (+ 0.5%), pari a 82 MW in più.

A livello regionale, sempre secondo le elaborazioni statistiche del GSE (Tabella), il contributo complessivo alla produzione idroelettrica lorda di sole tre regioni quali Piemonte (5654.3 GWh), Lombardia (10504.6 GWh) e Trentino Alto Adige (9273.9 GWh) corrisponde a quasi il 72% di tutta la produzione idroelettrica nazionale.

GWh			Quote %	
	2007	2008	2007	2008
Piemonte	5.185,0	5.654,3	15,8	13,6
Valle d'Aosta	2.768,8	2.845,6	8,4	6,8
Lombardia	7.520,9	10.504,6	22,9	25,2
Trentino Alto Adige	6.958,4	9.273,9	21,2	22,3
Veneto	3.229,6	4.162,1	9,8	10,0
Friuli Venezia Giulia	1.304,6	1.761,1	4,0	4,2
Liguria	146,7	227,8	0,4	0,5
Emilia Romagna	750,9	934,3	2,3	2,2
Nord	27.865,1	35.363,6	84,9	85,0
Toscana	494,5	715,1	1,5	1,7
Umbria	920,2	1.072,8	2,8	2,6
Marche	211,2	500,7	0,6	1,2
Lazio	624,1	898,0	1,9	2,2
Centro	2.249,9	3.186,6	6,9	7,7
Abruzzo	890,5	1.299,0	2,7	3,1
Molise	120,4	172,7	0,4	0,4
Campania	354,4	405,2	1,1	1,0
Puglia	-	-	-	-
Basilicata	230,8	207,6	0,7	0,5
Calabria	705,7	651,6	2,2	1,6
Sicilia	97,5	70,3	0,3	0,2
Sardegna	300,9	266,5	0,9	0,6
Sud	2.700,3	3.072,7	8,2	7,4
ITALIA	32.815,2	41.623,0	100,0	100,0

Tabella 9.4: produzione lorda degli impianti idroelettrici ripartiti per regione (Fonte: GSE, 2008)

L'80% degli impianti sono installati al Nord. Il primato in termini di numerosità è detenuto dal Piemonte, in termini di potenza dalla Lombardia.

Dei 56 nuovi impianti installati, l'89% sono al Nord, in particolare in Piemonte e Trentino Alto Adige.

Di seguito (Figura 9.11) la ripartizione territoriale per classe di potenza al 2008.

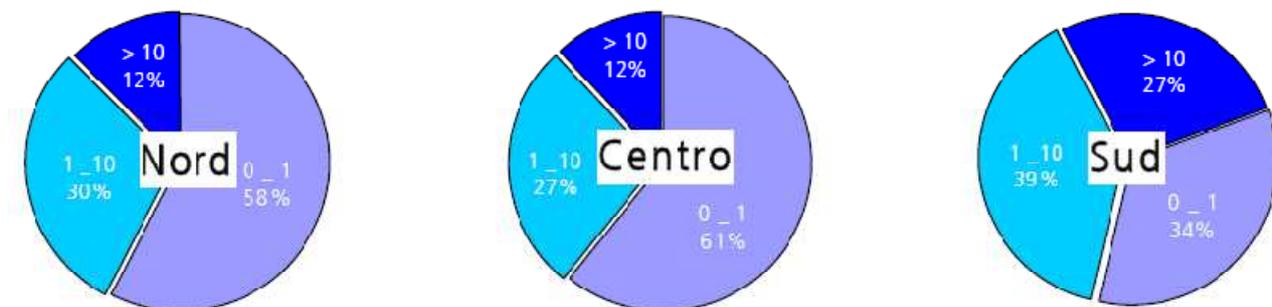


Figura 9.11: Ripartizione territoriale per classe di potenza al 2008 (Fonte: GSE, 2009, "L'idrico 2008")

Un'ulteriore classificazione degli impianti italiani può poi essere realizzata considerandoli in base alla loro tipologia ed alla taglia: in Figura 9.12 è indicata la loro ripartizione percentuale.

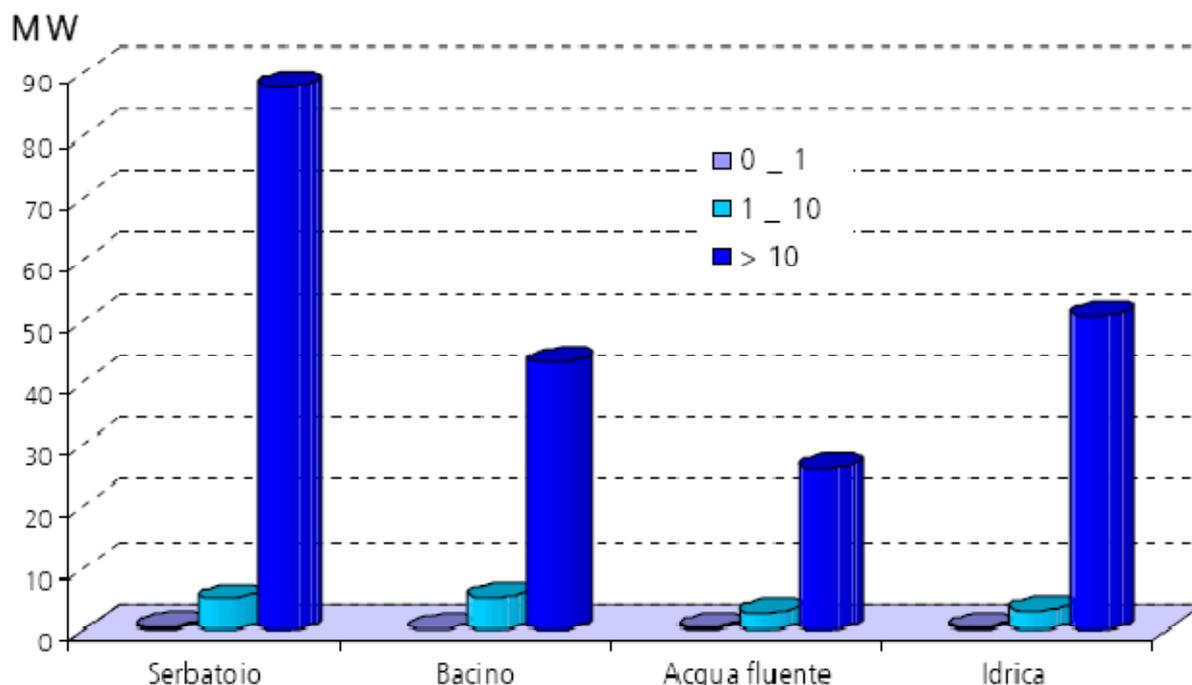


Figura 9.12: Dimensione media degli impianti idroelettrici da FER in Italia nel 2008 (Fonte: GSE, 2009, "L'idrico 2008")

Sempre la tipologia di impianto può poi essere la discriminante per verificare l'andamento nel tempo della produzione di energia elettrica e di potenza installata (vedi Figura 9.13).

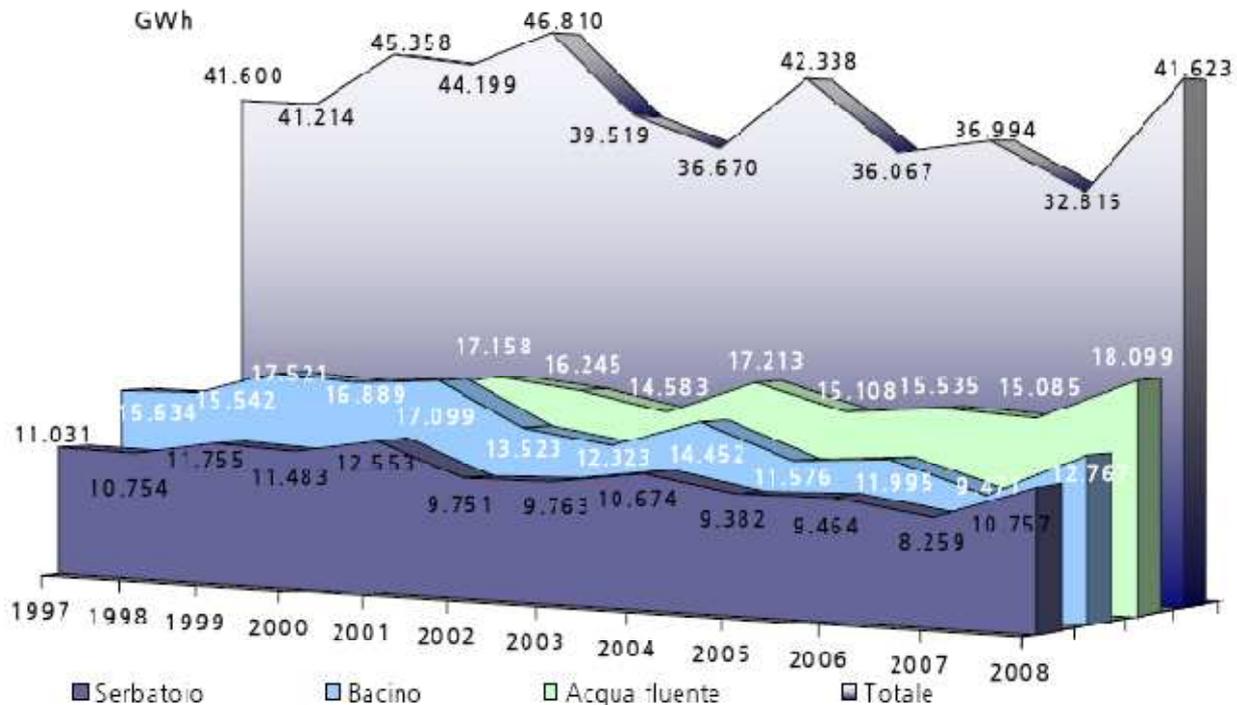


Figura 9.13: produzione idroelettrica da FER in Italia nel periodo 1997-2008 (Fonte: GSE, 2009, "L'idrico 2008")

Gli impianti ad acqua fluente sono quelli che maggiormente contribuiscono alla produzione totale idroelettrica da apporti naturali.

Il trend negativo della produzione da bacino è accompagnato da una flessione assoluta del 7% della potenza installata di questo tipo di impianti.

I grandi impianti a serbatoio sono quelli che hanno dimensione media maggiore. In effetti questi 89 impianti rappresentano il 44% della potenza installata totale in Italia (fonte: GSE, "L'idrico 2008").

Gli impianti ad acqua fluente hanno dimensione media ridotta. In particolare quelli appartenenti alla classe 0-1, che rappresentano il 55% dei 2.184 impianti presenti in Italia, hanno dimensione media intorno a 370 kW.

Il contributo del settore idroelettrico alle energie rinnovabili in Italia ha ancora margini di sviluppo, in particolare, come sottolineato in precedenza, per quanto riguarda il comparto dell'idroelettrico minore che copre il 22% della capacità produttiva da idroelettrico nazionale.

La possibilità di un recupero delle potenzialità dell'idroelettrico minore non ancora esplorate si fonda essenzialmente sulle effettive situazioni idrologiche e geomorfologiche finora trascurate, sulle possibilità sinergiche con altri settori affini come i sistemi acquedottistici, le reti di irrigazione e bonifica, i processi industriali bisognosi di ingenti risorse idriche, la gestione e sviluppo delle opere di salvaguardia dei flussi idrici (briglie, traverse, ecc..).

Gli aspetti legati all'impatto ambientale e lo sfruttamento già in atto dei principali corsi d'acqua rendono molto limitata la possibilità di realizzare nuovi impianti di grande taglia.

Alla luce di quanto espresso precedentemente in merito alla riduzione attesa di producibilità da grandi impianti idroelettrici e considerando la possibile applicazione integrale da parte delle Regioni dei vincoli del Deflusso Minimo Vitale (DMV) sulla portata derivabile o intercettabile per scopi energetici e/o irrigui, ci si attende una sensibile riduzione di producibilità.

In particolare, con riferimento al solo DMV, si stima una riduzione dell'energia prodotta pari al 25% nel 2016, rispetto ai dati del 2004.

Pertanto, le attuali condizioni di mercato trovano oggi diversi motivi per una rivitalizzazione dei settori del micro, mini e piccolo idroelettrico, fino a qualche anno fa trascurati per le modeste dimensioni aziendali dei principali operatori che non favorivano la realizzazione di piani di sviluppo territoriale.

9.4 - TIPOLOGIE IMPIANTISTICHE

Gli impianti idroelettrici, in generale, sono caratterizzati da affidabilità e flessibilità di funzionamento, in virtù dei tempi di avviamento e arresto limitati a pochi minuti. La tecnologia è matura, ampiamente collaudata, la componentistica ha una vita lunga e i malfunzionamenti sono di norma rari. La gestione degli impianti richiede generalmente poco personale (quindi costi di gestione relativamente bassi), in quanto è possibile garantirne il funzionamento interamente tramite comando remoto.

Gli impianti idroelettrici, oltre che in base alla taglia, si possono classificare in base alla tipologia di tecnologia utilizzata. Si individuano così impianti:

- Ad acqua fluente;
- A bacino (o a serbatoio);
- Di accumulo a mezzo pompaggio;
- Mini-idroelettrici.

9.4.1 - IMPIANTI AD ACQUA FLUENTE

Gli impianti ad acqua fluente non dispongono di alcuna capacità di regolazione degli afflussi, per cui la portata sfruttata coincide con quella disponibile nel corso d'acqua (a meno di una quota detta deflusso minimo vitale, necessaria per salvaguardare l'ecosistema); quindi la turbina produce con modi e tempi totalmente dipendenti dalla disponibilità del corso d'acqua.

Le turbine delle centrali ad acqua fluente sono azionate dall'acqua di un fiume. Il dislivello tra alto e basso corso del fiume è minimo se paragonato a quello delle centrali ad accumulazione, ma la quantità d'acqua disponibile è maggiore.

Le centrali ad acqua fluente funzionano ininterrottamente, coprendo la domanda di base: sono quindi centrali di base. La produzione di elettricità dipende dalla portata del fiume: di norma in Italia, tenuto conto delle caratteristiche orografiche del territorio, queste centrali producono più energia nelle stagioni piovose.

Per quanto relativamente poco diffuse in Italia, nel bilancio energetico di altri Paesi rivestono invece un ruolo assai importante; sono centrali di questo tipo, ad esempio, che coprono il fabbisogno elettrico di base della Svizzera.

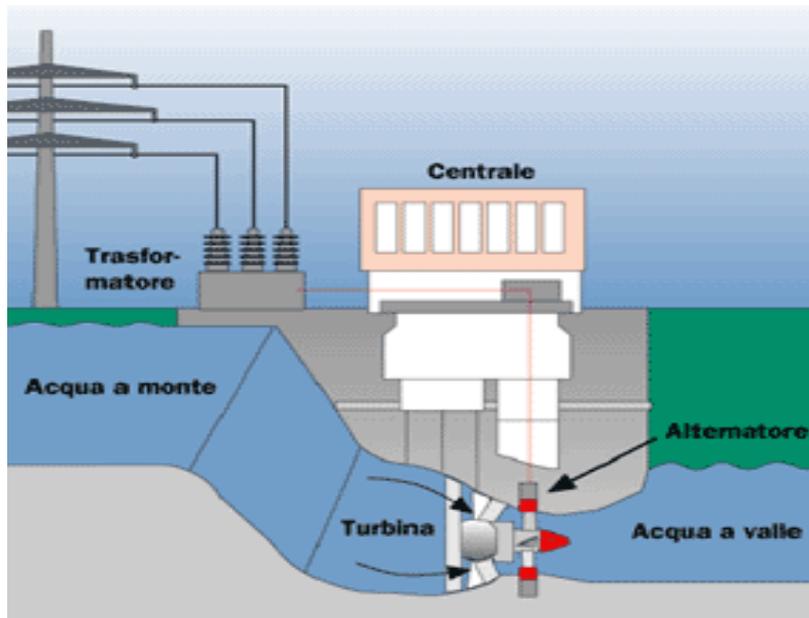


Figura 9.14: schema di impianto ad acqua fluente



Figura 9.15: una centrale svizzera ad acqua fluente

Da un punto di vista economico, negli impianti ad acqua fluente, a parità di tutte le altre condizioni, si ha un costo di investimento leggermente minore rispetto alle altre tipologie di centrale, vista la minore incidenza delle opere civili necessarie.

Le condizioni che differenziano questi impianti dai precedenti sono il maggior numero di ore di funzionamento nell'anno ed il prezzo di cessione, che in questo caso è unico.

9.4.2 - IMPIANTI A BACINO

Questi impianti, dotati di appositi bacini di raccolta di acque piovane, consentono di immagazzinare l'energia (sotto forma di potenziale idraulica), sfruttabile ad esempio nei periodi di richiesta di picco nell'arco della giornata.

Disponendo una turbina idraulica (Figura 9.16) al termine di una condotta forzata su cui grava il carico idrostatico del bacino a monte, si ottiene direttamente energia meccanica, senza dover utilizzare un processo di conversione del calore che comporterebbe efficienze di conversione peggiori.

La turbina idraulica è quindi connessa a un alternatore per ottenere energia elettrica. A valle della macchina, l'acqua viene scaricata in un canale che ovviamente deve essere ad un livello inferiore a quello del bacino di accumulo.

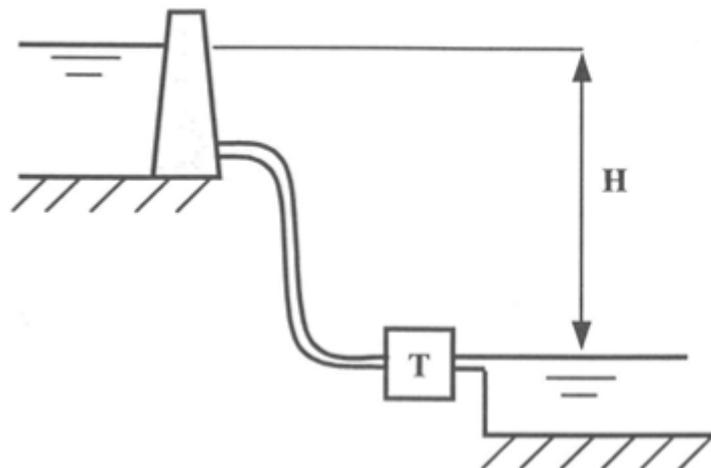


Figura 9.16: schema di un impianto elettrico a bacino (da “Impatto Ambientale dei Sistemi Energetici”)

La potenza idraulica massima raccogliabile viene definita proprio dal dislivello esistente tra bacino di accumulo a monte e bacino a valle, nonché dalla portata di acqua, secondo la relazione seguente:

$$P_{idr} = \dot{m}gH = Q\rho gh$$

Nella quale \dot{m} è la portata in massa che fluisce nella condotta, g è l'accelerazione di gravità, H è il dislivello, Q è la portata in volume di acqua e ρ è la densità (o massa volumetrica) dell'acqua.

La presenza della diga riveste un ruolo fondamentale per regolare la portata attraverso la macchina; nel caso di impianti ad acqua fluente, invece, le naturali variazioni della portata del fiume seguono naturalmente delle leggi di piena e di magra non rispondenti alle richieste della rete elettrica. La diga però costituisce la voce principale dei costi di installazione e la causa principale di impatto ambientale.

A fronte di questo bisogna però dire che, una volta installato, l'impianto idroelettrico non comporta altri costi rilevanti e fornisce una energia "pulita" ed ampiamente versatile: proprio queste due caratteristiche (l'assenza di emissioni e la possibilità di accumulo) la rendono molto interessante.

Occorre infatti notare che la maggior parte degli impianti termici non permettono la regolazione (o comunque presentano delle efficienze di conversione ridotte ai carichi parziali) e questo fa sì che essi debbano preferibilmente operare in condizioni nominali per garantire un'adeguata efficienza.

Durante le ore della giornata in cui si riscontrano, da parte della rete, le richieste maggiori che superano la capacità produttiva di tali centrali, occorre coprire in breve tempo e per durate ridotte, queste punte di richiesta. Questo viene ottenuto mediante impianti come quello idroelettrico, che hanno la capacità di stabilirsi alle condizioni di funzionamento di regime in brevissimo tempo e posseggono una grande quantità di energia immagazzinata.

Vi sono anche impianti idroelettrici che non necessitano della costruzione di dighe: è il caso dei bacini naturali (classificati come a bacino, a serbatoio o ad acqua fluente).

9.4.3 - IMPIANTI DI POMPAGGIO

Il bacino idroelettrico può essere sfruttato come vero e proprio sistema di accumulo di energia con i cosiddetti impianti di pompaggio.

La struttura di centrali di questo tipo è evidenziata in Figura 9.17: questi impianti dispongono di un bacino di accumulazione superiore e uno inferiore. Nei periodi di basso consumo (ad esempio, di notte), l'acqua è ri-pompata nel bacino superiore: può così essere riutilizzata per la produzione di elettricità quando aumenta la domanda, in pratica con energia di basso valore (ad esempio quella in eccesso prodotta nelle ore notturne) si produce energia di alto valore economico come quella richiesta nelle ore di punta.

Questo è il miglior sistema attualmente in uso per l'accumulo di energia.

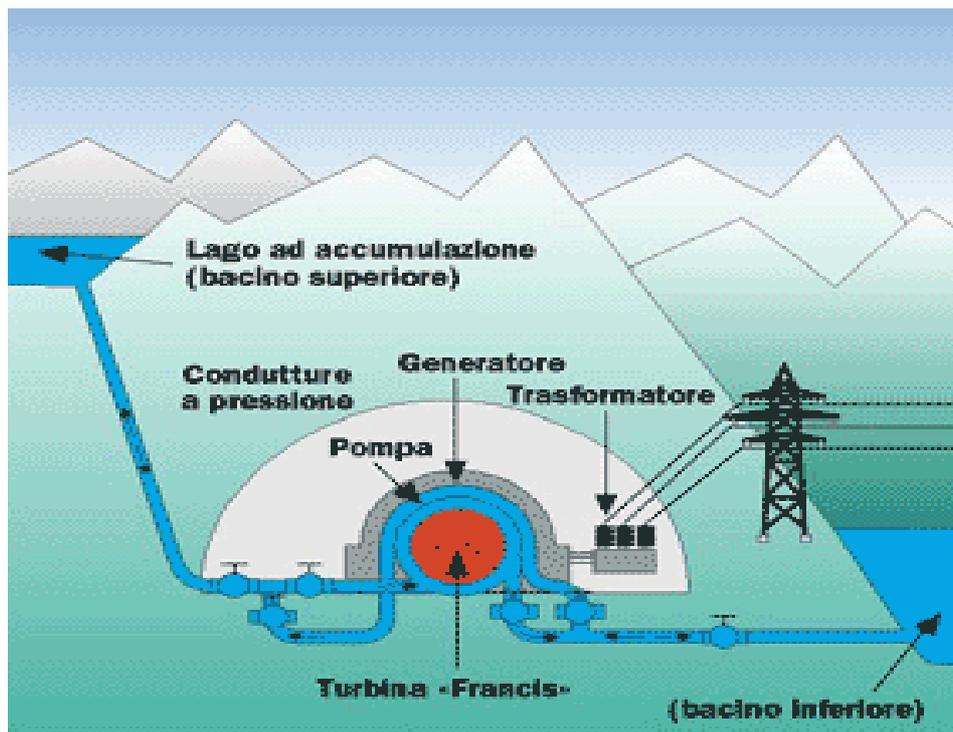


Figura 9.17: schema di una centrale idroelettrica a pompaggio

9.4.4 - IMPIANTI MINI-IDROELETTRICI

Molto interessanti, dal punto di vista anche della loro strategicità all'interno del raggiungimento degli obiettivi rinnovabili della pianificazione energetica, soprattutto a livello locale, sono gli impianti "mini-idroelettrici" e "micro-idroelettrici".

Il termine mini idroelettrico (dall'inglese small hydro) si riferisce a centrali elettriche, che oltre a sfruttare l'energia idroelettrica, sono caratterizzate dal fatto di avere una ridotta potenza installata, che comporta l'utilizzo di strutture di dimensioni molto minori rispetto ad una diga normale, più sicure, grazie al minore volume d'acqua nel bacino, e che inoltre hanno un basso impatto ambientale e paesaggistico.

Non esiste un limite accettato a livello mondiale per cui una centrale idroelettrica viene definita mini-hydro. Secondo l'ESHA (European Small Hydropower Association) tale limite è considerato pari a 10 MW di potenza installata.

La definizione quantitativa di un progetto mini-idroelettrico varia molto, ma di solito, per convenzione, una capacità di generazione che arriva fino ai 10 megawatt (MW) è generalmente accettata come il limite superiore di quello che si definisce mini idroelettrico. In nazioni abituate ai grandi impianti ed ad alti consumi elettrici, come il Canada o gli Stati Uniti, si arriva a definire mini-idroelettrici, impianti di potenza inferiore ai 30 MW.

Il minihydro ha delle peculiarità rispetto alle centrali idroelettriche di grande taglia, oltre ai vantaggi dell'uso di un'energia rinnovabile.

- Investimenti contenuti: la realizzazione di un tale impianto generalmente avviene su acqua fluente che non richiede la costruzione di opere particolarmente costose (come le grosse dighe). Questo permette un veloce ritorno dell'investimento;
- Consente un miglioramento delle condizioni idrogeologiche del territorio;
- Contribuisce alla riduzione dell'effetto serra, e quindi beneficia dei certificati verdi per la produzione di energia da fonti rinnovabili.

Come ogni centrale idroelettrica, la realizzazione di un minihydro richiede naturalmente un opportuno studio di fattibilità.

Uno dei dati più rilevanti è la curva di durata del flusso d'acqua.

9.4.4.1 - GENERAZIONE DI ENERGIA NEGLI IMPIANTI MINI-IDROELETTRICI

Una centrale idroelettrica o generatore idroelettrico richiede un flusso d'acqua piuttosto costante ed un salto d'acqua ragionevole (minimo 2-3 m di dislivello), noto come altezza geodetica (in inglese "head"). Esistono turbine ottimali per ciascuna altezza del salto e per la portata della massa d'acqua in movimento (torrente o fiume). In un'installazione mini-idroelettrica tipica, l'acqua proviene da un bacino (lago, deviazione da un fiume, da un canale, chiusa) attraverso un canale o condotta verso una turbina idraulica. L'azione del flusso d'acqua sulle pale delle turbine permette la rotazione dell'albero del generatore, che converte il movimento dell'asse in energia elettrica.

Lo small hydro viene spesso sviluppato utilizzando le dighe esistenti oppure con lo sviluppo di nuove piccole dighe che hanno come scopo primario il controllo del livello dei fiumi o dei laghi, oppure l'irrigazione. Occasionalmente possono essere acquistati siti di vecchie centrali idroelettriche, per essere risviluppati, a volte salvando parti importanti dell'istallazione come bacini di captazione, condotte e turbine, oppure semplicemente riutilizzando i diritti idrici associati al sito abbandonato.

9.4.4.2 - LOCALIZZAZIONE DEGLI IMPIANTI MINI-IDROELETTRICI

Come detto, i piccoli impianti idroelettrici sono strategicamente molto importanti nell'ottica di raggiungere, a livello locale ed in maniera distribuita, gli obiettivi di produzione energetica rinnovabile.

Questi impianti possono essere collegati alle reti di distribuzione elettrica convenzionali come fonte di energia rinnovabile a basso costo. In maniera alternativa, i progetti mini-idro possono essere sviluppati nelle zone isolate che sarebbero poco economiche da servire da una rete, o nelle zone dove non arriva la rete di distribuzione elettrica nazionale.

In genere molti impianti di piccola taglia si trovano realizzati in aree montane su corsi d'acqua a regime torrentizio o permanente e l'introduzione del telecontrollo, telesorveglianza e telecomando ed azionamento consentono di recuperarli ad una piena produttività, risparmiando sui costi del personale di gestione, che in genere si limita alla sola manutenzione ordinaria con semplici operazioni periodiche (ad es. la

sostituzione dell'olio per la lubrificazione delle parti). Molti impianti di piccola taglia possono attuare un recupero energetico.

Poiché i progetti mini-idro hanno solitamente un bacino idrico ridotto e lavori di costruzione civili minimali, sono propagandati come aventi un impatto ambientale relativamente basso se confrontato alle grandi dighe.

La diminuzione dell'impatto ambientale dipende fortemente dall'equilibrio fra la costanza di flusso idrico e la produzione di energia totale. Un calcolo che aiuta a valutare la convenienza è quello che porta ad ottenere la curva FDC (Flow Duration Curve), che confronta la portata quotidiana di un fiume rispetto alla frequenza. La riduzione della quantità di acqua deviata dal flusso naturale del torrente può aiutare l'ecosistema fluviale, ma riduce il ritorno economico del sistema mini-idro.

Il progettista del sistema micro-idro e il curatore dell'ecologia del fiume e della qualità complessiva del luogo devono elaborare un progetto che mantenga sia la salute del fiume o torrente che l'economia dell'impianto.

9.4.4.3 - ULTERIORI SOTTO-CLASSIFICAZIONI DEGLI IMPIANTI MINI-IDROELETTRICI

Il Mini idroelettrico può essere ulteriormente suddiviso in sub classificazioni: mini-idroelettrico, per impianti di meno di 15 MW di potenza, e "micro-idroelettrico" che comprende impianti di potenza inferiore ai 100 kW. Il microidroelettrico è abitualmente la produzione di una potenza idroelettrica adeguata alle necessità di piccole comunità, fattorie, singole famiglie, o piccole imprese.

Le piccole centrali idroelettriche possono essere connesse alla distribuzione elettrica convenzionale come sorgenti di energia rinnovabile a basso costo per l'immissione in griglia. Alternativamente, piccoli progetti idroelettrici possono essere costruiti in aree isolate che potrebbe essere antieconomico servire con una linea elettrica ad alta tensione, oppure in aree dove non esiste una rete di distribuzione elettrica nazionale. Dal momento che i piccoli progetti idro-elettrici abitualmente hanno dei bacini d'acqua minimi e poche ed economiche opere civili di costruzione, sono percepiti dalle popolazioni come progetti a basso impatto ambientale e paesaggistico, e si dimostrano particolarmente adatte a paesi poveri senza grandi risorse economiche, senza grande capacità produttiva di cemento o di tondini di acciaio.

9.4.4.4 - SVILUPPO MONDIALE DEL MINI IDROELETTRICO

Nel corso del 2005 il numero di piccole installazioni small-hydro sono cresciute del 8% per aumentare la capacità di "piccolo idroelettrico" mondiale a 66 Gigawatt. Circa il 50% di questi impianti erano localizzati in Cina (con 38,5 GW), seguito dal Giappone (3,5 GW) e dagli Stati Uniti (3 GW). La Cina ha piani per fornire elettricità a ulteriori 10.000 villaggi per l'anno 2010, nell'ambito del China Village Electrification Program utilizzando energia rinnovabile, includendo ulteriori investimenti nello "small hydro" e nel fotovoltaico.

9.4.4.5 - SVILUPPO EUROPEO DEL MINI IDROELETTRICO

Nel 2008 sono stati prodotti complessivamente nei Paesi UE 43545,5 GW di energia elettrica, produzione in aumento (+9.2%) rispetto all'anno precedente (39891,4 GW).

Di questi, 9159,4 GW sono stati prodotti in Italia, primo Paese UE in termini di produzione elettrica da impianti idroelettrici a bassa potenza. Al secondo e terzo posto vi sono Germania e Francia con produzioni di energia elettrica, nel 2008, rispettivamente pari a 7002 GW e 6924 GW.

Nel 2008 l'Italia è risultato essere anche il Paese UE a possedere la più elevata capacità cumulata installata su impianti in funzione e pari a 2605,6 MW, seguita dalla Francia con 2049 MW e dalla Spagna con 1872 MW di potenza totale.

Complessivamente, nei Paesi UE la capacità cumulata installata nel settore mini-idroelettrico a fine 2008 è di 12618.5 MW, cresciuta di 199.7 MW (+1.6%) rispetto al 2007 (12418.8 MW).

Le previsioni di crescita del settore mini-idroelettrico sono di arrivare a 13000 MW di capacità cumulata installata nel 2010, avvicinandosi quindi all'obiettivo europeo (definito dal documento COM(97)599 del Novembre 1997) di 14000 MW di potenza installata entro quella data.

9.4.4.6 - ASPETTI ECONOMICI E COSTI DEL MINI-IDROELETTRICO

Il costo medio del kWh degli impianti mini-hydro varia da 0,045 a 0,065 €, in funzione delle caratteristiche del sito (salto e portata).

Alcune turbine Banki, realizzate in Italia, per impianti micro-hydro hanno costi compresi fra 800 e 1300 Euro/kW nella classe da 10 a 60 kW.

Un possibile incentivo alla realizzazione degli impianti, ipotizzati per le aree urbane e/o suburbane, potrebbe venire dalla loro integrazione in sistemi DPS (piccoli impianti distribuiti di accumulo a mezzo pompaggio) del tipo proposti da REYNOLDS (1995) ed in questo caso tali impianti potrebbero, significativamente, partecipare al miglioramento della qualità del sistema di distribuzione elettrica a livello locale, specie nelle aree appenniniche della penisola.

9.5 - CALCOLO DEL RENDIMENTO GLOBALE DI UN IMPIANTO IDROELETTRICO

Nel caso delle centrali a bacino, nella conversione dell'energia idraulica occorre tenere presenti le diverse perdite che si incontrano a partire dal bacino fino ad arrivare alla turbina. Complessivamente si può esprimere la potenza erogata dall'alternatore (quindi la potenza elettrica messa a disposizione) come:

$$P_e = \eta_{tot} \cdot P_{idr}$$

Dove il termine di rendimento, η_{tot} , ingloba i rendimenti che esprimono le perdite incontrate nei diversi processi di conversione:

$$\eta_{tot} = \eta_i \cdot \eta_c \cdot \eta_m \cdot \eta_{el}$$

Nella quale η_i ed η_m sono, rispettivamente, il rendimento interno e meccanico (cuscinetti, ingranaggi, ecc..) della macchina, η_c è il rendimento della condotta forzata, η_{el} è il rendimento elettrico, inteso come rendimento di conversione da energia meccanica ad elettrica (tipico dell'alternatore).

Nel caso di centrali ad acqua fluente, il rendimento è espresso in maniera analoga, senza però prendere in considerazione il termine di rendimento della condotta forzata, che in questa tipologia di impianto non è presente.

In generale, il rapporto tra la potenza netta immessa in rete, cioè dopo che sono avvenute tutte le perdite (dovute al rendimento della turbina, del generatore, del trasformatore e dell'eventuale moltiplicatore di giri), e la potenza teorica dell'impianto idroelettrico, rappresenta il rendimento globale di impianto. Nei moderni impianti questo varia tra l'80 e il 90%, senza dubbio il valore più alto tra le varie fonti rinnovabili.

9.6 - PROBLEMATICHE E IMPATTO AMBIENTALE DEGLI IMPIANTI IDROELETTRICI

L'impatto ambientale degli impianti è legato, prima di tutto, alla trasformazione del territorio e alla derivazione o captazione di risorse idriche da corpi idrici superficiali. Il deflusso minimo vitale costituisce un elemento di valutazione importante per la stima dell'effettiva incidenza che hanno le derivazioni sui corpi idrici interessati.

L'impatto ambientale degli impianti idraulici è ben diverso e varia in misura notevole a seconda che si tratti di impianti a bacino o meno.

Fermo restando la presenza di notevoli opere di captazione e contenimento, e la stessa esistenza del bacino, che mutano il paesaggio e la fruibilità del territorio, esistono due aspetti che sono strettamente correlati al prelievo di acque superficiali e che possono generare impatti notevoli di due diversi ordini : l'impatto relativo alla variazione (diminuzione) della quantità dell'acqua, con possibili conseguenze conflittuali per gli utilizzatori, e l'impatto relativo alle modificazioni che la vegetazione e la fauna possono subire in prossimità dei corsi di acqua interessati.

Queste modificazioni sono legate al fatto che gli sbarramenti (dighe) bloccano il trasporto solido dei fiumi (sabbie e ghiaie) alterando l'equilibrio tra l'apporto solido e l'attività erosiva nel corso d'acqua a valle (erosione del letto del fiume e, talvolta, "taglio dei meandri" per la maggiore velocità) fino al mare dove, per il diminuito o nullo apporto solido si assiste al fenomeno dell'erosione delle coste.

Un altro problema connesso alle centrali idroelettriche è il progressivo interrimento in cui inevitabilmente vanno incontro, nel tempo, i bacini di accumulo. Per evitare ciò, questi devono essere periodicamente dragati.

Grandi bacini idroelettrici, inoltre, possono in alcuni casi avere impatti ambientali e socio-economici di diversa entità o gravità sulle zone circostanti (modifica del paesaggio e distruzione di habitat naturali, spostamenti di popolazione, perdita di aree agricole, ecc.) e lo studio di fattibilità deve essere particolarmente accurato soprattutto per quanto concerne l'analisi puntuale della geologia dei versanti e delle "spalle" su cui si attesterà la diga non tralasciando alcun particolare.

Tutte queste considerazioni di carattere ambientale sono invece molto meno critiche per il mini-idroelettrico, che, come si è visto prima, è caratterizzato da modalità costruttive diverse: questi impianti sono infatti distribuiti e integrati sul territorio, gestiti in piccole comunità e spesso generano addirittura benefici per il corso d'acqua sul quale insistono.

9.7 - PROSPETTIVE TECNOLOGICHE E R&S

Lo sfruttamento delle acque, prima per produzione puramente di forza meccanica, a partire dal secolo scorso anche a fini idroelettrici, è di antica data. Una simile conoscenza della risorsa ha permesso di ottenere un buon grado di sviluppo tecnologico per quanto riguarda i grandi impianti, accompagnato da costi di installazione contenuti ed uno sfruttamento giunto quasi al limite per la realizzazione di impianti avvenuta nei siti più convenienti dal punto di vista tecnico ed economico.

La restante quota di potenzialità del grande idroelettrico appare difficilmente sfruttabile a causa dei problemi autorizzativi e dell'elevato impatto ambientale che questi sistemi hanno.

Nel caso delle applicazioni idroelettriche con potenze di macchinario contenuta, anche se il trasferimento della tecnologia non è possibile per evidenti limiti economici, l'esperienza e l'affinità con la fonte energetica, maturate con i medi e i grandi impianti, hanno permesso di semplificare i disegni delle micro e mini turbine a vantaggio delle economie di scala dei manufatti.

A beneficio della riduzione del costo di fabbricazione del kW, le prospettive tecnologiche di R&S mirano a semplificare la struttura meccanica della macchina, realizzare in lamiera saldata le casse tradizionalmente fuse, a produrre le pale in lamiera calandrata eliminando dove possibile la doppia curvatura caratteristica tipica di tutte le turbine classiche e semplificando la configurazione dei distributori: accorgimenti di questo tipo stanno dando origine a macchinari piccoli ed economici, accreditati di rendimento accettabile, se adottati in schemi di funzionamento idonei allo specifico settore idraulico.

Gli impianti micro idraulici trovano applicazione ottimale in siti in cui coesiste un fabbisogno energetico da soddisfare ed una disponibilità di portata d'acqua, eventualmente limitata, su di un salto che può scendere a pochi metri.

In simili circostanze, l'introduzione di sistemi di utilizzo delle acque risulta di impatto limitato senza modificare l'uso prevalente del corso d'acqua che può essere vitale per alimentare utenze isolate come nelle aree montane, difficilmente raggiungibili o non servite dalla rete nazionale e dove maggiore è, infatti, la diffusione degli impianti di piccolissima taglia. In queste zone vengono tipicamente realizzate, o rimesse in funzione, micro centrali su corsi d'acqua a regime torrentizio o permanente, a servizio di comunità locali o fattorie o alberghi isolati, gestite all'interno di una pianificazione che predilige, per la tutela e conservazione del

territorio, la generazione distribuita rispetto a quella centralizzata, convenzionale e di grossa taglia.

Il vantaggio dal punto di vista operativo è la facilità di gestione degli impianti con l'introduzione di telecontrollo e telecomando che delegano al personale le sole attività di manutenzione ordinaria e straordinaria. Così sono utilizzati piccoli corsi d'acqua, ruscelli e torrenti con applicazioni mininvasive (gruppo turbina ed alternatore stagni sommersi in alveo con il cavo dell'energia elettrica connesso direttamente all'utilizzatore), inserite nel contesto naturale senza necessità di opere civili e/o di controllo, che forniscono contributi di alcuni kW sufficienti per l'alimentazione di elettrodomestici, impianti di illuminazione di rifugi o sistemi di trasmissione radio.

Gli impianti di mini idraulica, introducendo degli accorgimenti sulle derivazioni principali a tutela del deflusso minimo vitale, superano l'accusa diffusa di togliere acqua dal corso del fiume impedendone la vita immediatamente a valle delle traverse. La diminuzione della portata nel corso d'acqua immediatamente a valle dell'opera di presa, come accade anche in modo naturale in diversi mesi dell'anno a prescindere dalla presenza delle opere di derivazione, varia a seconda della tipologia di centralina, ma la lunghezza del tratto impoverito si attesta generalmente a poche centinaia di metri, con un impatto sul territorio debolmente invasivo.

Le micro centrali idroelettriche sono centrali di piccola potenza con regolazione tipicamente automatica e potenza elettrica ottenuta proporzionalmente a salti (cadute) e soprattutto alla portata dell'acqua (portate turbinate) modestissime. Appartenenti alla categoria DC e AC, le micro centrali erogano rispettivamente corrente continua a 24 V, accumulabile in batterie, e corrente alternata monofase e trifase a 220/380 V e 50 Hz.

Un grande interesse stanno riscuotendo i nuovi impianti con turbine a bulbo sommerso per applicazioni di idro a bassissimo impatto visivo (centrale idroelettrica di Paulio sul canale Muzza, Milano). La turbina a bulbo è una turbina a reazione di derivazione Kaplan, con il generatore e il moltiplicatore contenuti in una cassa impermeabile, a forma di bulbo, immersa in acqua. Nel bulbo sono pertanto installati sia la turbina che il generatore (tipicamente a magneti permanenti). Questa soluzione garantisce la totale assenza di rumore esterno, perché il bulbo è sommerso e non necessita di un edificio di grandi dimensioni, riducendo al minimo l'impatto visivo dell'opera edile.

9.8 - POTENZIALE DI SVILUPPO E BARRIERE ALLA DIFFUSIONE

Il rapporto con gli ecosistemi è un aspetto fondamentale nella progettazione di un impianto idroelettrico. Due sono gli elementi strettamente collegati con il prelievo di acque superficiali e che possono generare impatti di due ordini diversi: l'impatto relativo alla variazione (diminuzione) della quantità dell'acqua, con possibili conseguenze conflittuali per gli utilizzatori ed effetti sulla fauna acquatica e l'impatto relativo alla variazione di qualità dell'acqua in conseguenza di variazioni di quantità ed anche in conseguenza di possibili modificazioni della vegetazione riparia.

La problematica principale nella pianificazione di un impianto idroelettrico è pertanto quella della variazione quantitativa e qualitativa dell'acqua lungo il corso dell'asta fluviale prescelta. Una prescrizione nazionale, utile in linea di principio al mantenimento di valori ambientali accettabili lungo il corso d'acqua, è quella del DMV. A livello italiano non esiste ancora un riferimento normativo che lo quantifichi, ma molte Regioni italiane ed Autorità di Bacino hanno legiferato in tal senso.

L'impiego tecnico di un criterio di progetto basato su tale parametro non è facile, in quanto lo stesso può essere valutato sulla base di due diversi punti di vista: quello idrologico (basato su dati statistici e formule empiriche) e quello idrobiologico (basato su criteri scientifici, applicabili solo a quel corso d'acqua). Fra i due esiste una notevole diversità. In ogni caso la stima del DMV è assai delicata ed il parametro va impiegato con notevole accuratezza.

Per ciò che riguarda la previsione dello sviluppo idroelettrico minore in Italia, le stime realizzate sono piuttosto discordanti: in particolare il Libro Bianco ENEA (1999) riporta una previsione di circa 3000 MWe installati entro il 2008-2012 (corrispondenti ad una crescita di circa il 37% riferiti ai valori del 1997).

Alcune stime di operatori privati indicano addirittura un potenziale di ben 10 GW, corrispondenti almeno a molte migliaia di nuovi impianti, includendo le micro centrali. Tuttavia queste stime sono da considerarsi di larga massima e andrebbero supportate da un'analisi rigorosa considerando scenari di lungo periodo e ipotizzando un forte incentivo allo sviluppo della micro generazione distribuita.

La stima del vero potenziale dell'idroelettrico minore italiano risulta molto complessa in primo luogo perché richiede studi sul territorio ad una scala molto dettagliata, ed in secondo luogo perché, oltre agli aspetti energetici, tali studi devono anche considerare la "sostenibilità" dell'utilizzo della risorsa idrica a livello locale.

Di conseguenza è sempre più necessario, sia per chi deve pianificare le fonti di energia elettrica da privilegiare nell'ambito di politiche energetiche nazionali e regionali, sia per chi deve gestire il territorio, sia, infine, per chi deve costruire gli impianti, avere a disposizione informazioni aggiornate sulla disponibilità di tale risorsa, sui siti maggiormente adatti all'installazione di centrali mini idro e sul potenziale di producibilità idroelettrica ancora sfruttabile-

La mappa della producibilità idroelettrica massima annua dell'Italia redatta dal CESI Ricerca (ora ERSE) mostra la distribuzione della producibilità idroelettrica di tutto il territorio nazionale (vedi Figura 9.18).

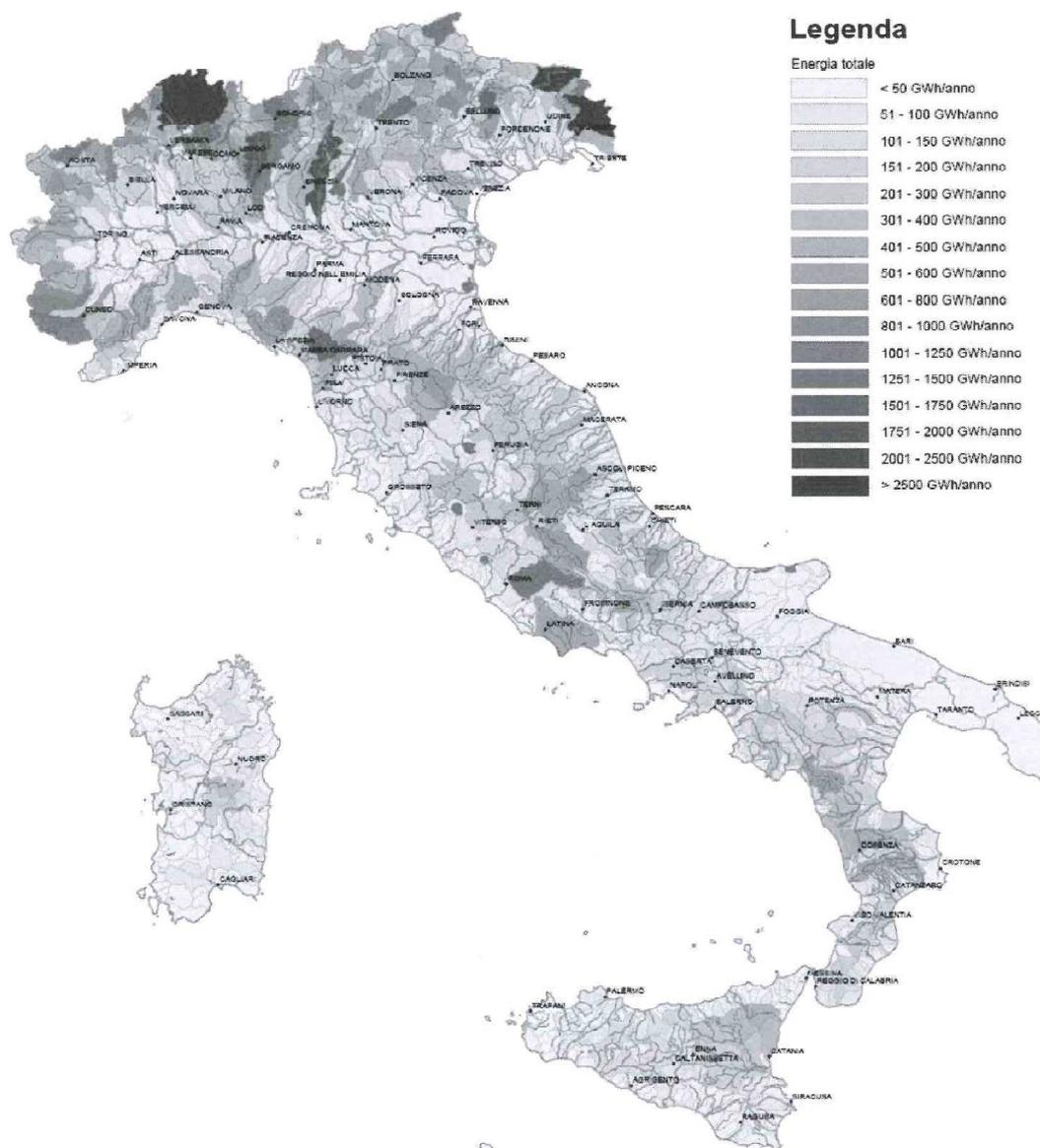


Figura 9.18: Distribuzione della producibilità idroelettrica sul territorio nazionale (Fonte: ERSE, 2008)

Si può osservare che le zone di più elevato potenziale si localizzano lungo l'arco alpino ed in certi bacini appenninici, dove si coniugano salti geodetici e piovosità consistente, dovuti alle condizioni orografiche e climatiche favorevoli.

Il peso delle condizioni climatiche è notevole, e si evidenzia ad esempio considerando la correlazione esistente tra produzione elettrica e piovosità: Il confronto viene fatto tra la variazione dei GWh prodotti e la variazione dei mm/ m2 caduti tra un anno e l'altro in tutte le regioni (vedi Figura 9.19).

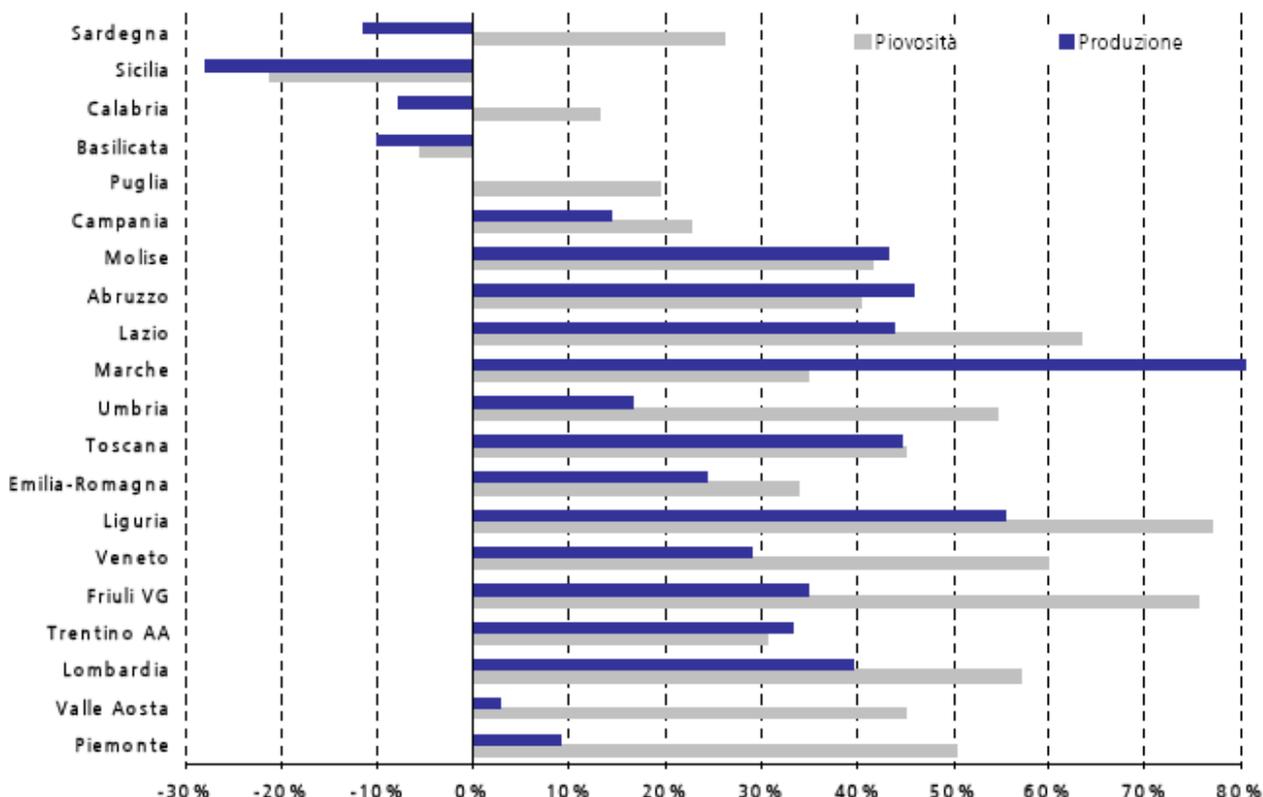


Figura 9.19: confronto tra produzione elettrica e piovosità, regione per regione, nel 2008 (Fonte: GSE, 2009, “L’idrico 2008”)

I segni delle variazioni sono concordanti per la maggior parte delle regioni: dove cioè le precipitazioni sono state più consistenti anche la produzione è aumentata, al contrario dove sono diminuite anche la produzione è decresciuta.

Unici casi nei quali è evidente una discordanza sono Calabria e Sardegna. L’analisi puntuale indica che nell’ultimo anno alcuni impianti installati in queste regioni hanno avuto ore di utilizzazione molto basse presumibilmente risultanti da fermi impianti e opere manutentive.

Il valore complessivo della producibilità idroelettrica massima, ottenuto con la metodologia sviluppata da CESI Ricerca tenendo conto di queste valutazioni, sarebbe di circa 200 TWh/anno. Questo valore, molto elevato se confrontato con

l'intera richiesta elettrica nazionale 2006 che è stata di circa 338 TWh, è puramente teorico; l'ipotesi di convertire in energia elettrica il potenziale idrico disponibile non è realistica dal punto di vista tecnico ed ambientale. Rispetto al suddetto valore teorico di producibilità idroelettrica massima, la quota realmente sfruttabile può essere stimata all'incirca pari al 25%.

Lo studio più approfondito delle potenzialità idroelettriche italiane è quello che ha portato alla redazione della Carta Nazionale del potenziale della Mini-Idraulica, realizzata da ENEA attraverso l'utilizzo di software (ESRI ArcInfo) e di tutti i dati provenienti dall'Unione Europea (Progetto THERMIE 1999-2000).

I risultati sono mostrati nella Tabella 9.5.

REGIONE	AREA (mq)	NUMERO SITI	POTENZA (kW)	ENERGIA (GWh/anno)
ABRUZZO	10830099706.30	24	5397	24.74
BASILICATA	10072924744.00	3	4731	16.40
CALABRIA	15223382896.70	46	10070	41.13
CAMPANIA	13669716758.00	19	2888	12.20
EMILIA ROMAGNA	22118911995.50	131	28393	110.75
FRIULI VENEZIA GIULIA	7858360322.94	45	8328	39.08
LAZIO	17226430310.30	17	4433	21.38
LIGURIA	5407388384.60	27	6049	22.01
LOMBARDIA	23860302717.20	84	15253	77.76
MARCHE	9752430227.84	36	8659	32.59
MOLISE	4461110761.53	7	3252	13.48
PIEMONTE	25375743344.30	81	20887	88.75
PUGLIA	19538719955.20	0	0	0.00
SARDEGNA	24105172419.40	0	0	0.00
SICILIA	25832713113.30	4	202	0.78
TOSCANA	22970082050.10	115	36975	146.58
TRENTINO ALTO ADIGE	13601522313.80	37	4360	19.85
UMBRIA	8460889430.75	70	20125	83.48
VALLE D'AOSTA	3277370322.20	113	230368	1061.16
VENETO	18422632248.30	62	11324	61.56
TOTALE		921	421694	1873.68

Tabella 9.5: potenzialità idroelettrica regionale italiana (Fonte: ENEA, 2010)

La regione della Valle D'Aosta potrebbe sviluppare una potenza di 230368 kW e la relativa produzione elettrica eccedente potrebbe suggerire un'eventuale esportazione verso regioni con deficit energetici (vedi Figura 9.20).

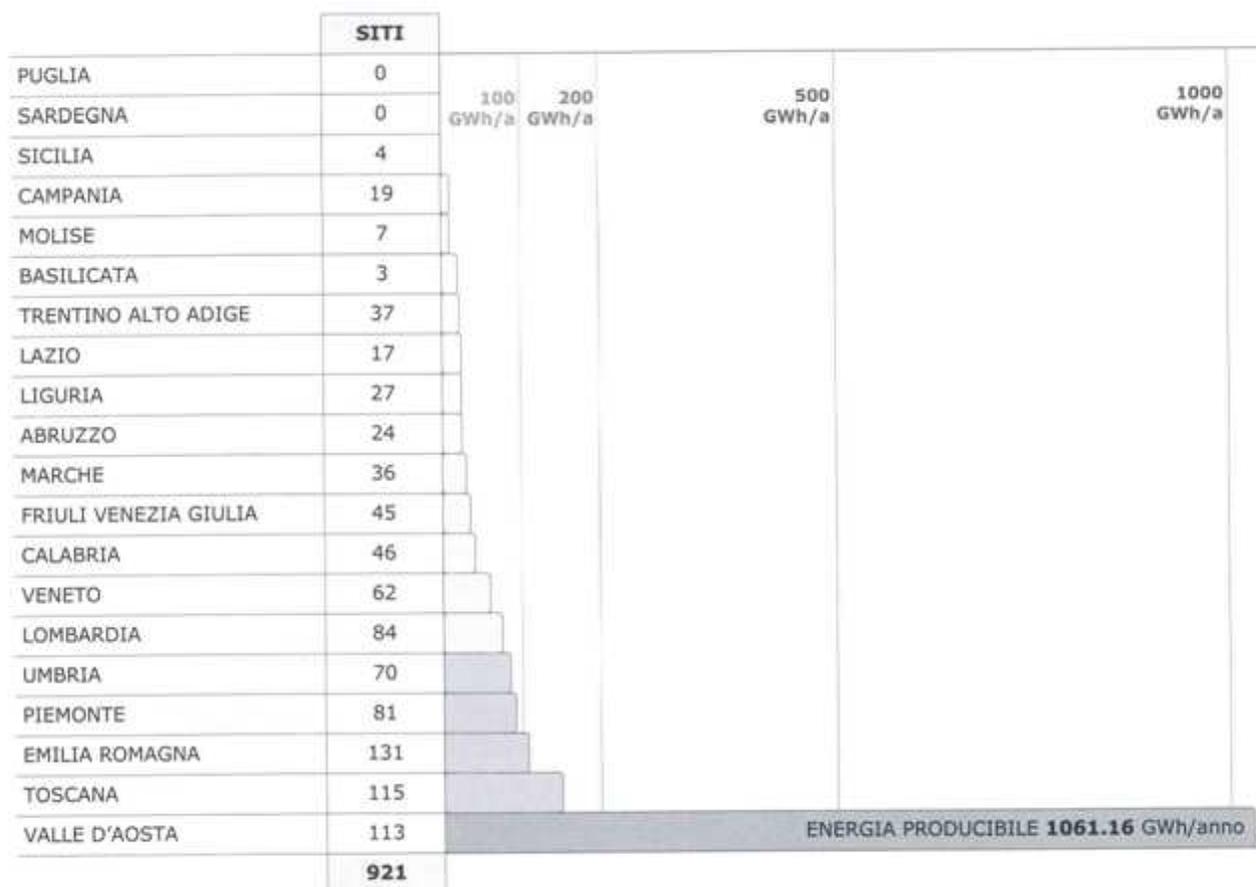


Figura 9.20: Diagramma della producibilità energetiche regionali da fonte mini-idroelettrica (Fonte: ENEA)

Tutti i siti esaminati sono stati sottoposti ad uno studio di pre fattibilità che ha riscontrato costi di generazione di corrente elettrica medi molto competitivi, di circa 5 cent €/kWh. Gli impianti mini-idro, pur essendo di limitata potenza unitaria, possono diventare complessivamente molto numerosi e quindi apportare un contributo, anche se non risolutivo, certo non trascurabile alla copertura della domanda elettrica nazionale.

L'Enel, ad esempio, gestisce 250 centraline idroelettriche per una potenza complessiva di circa 1400 MW. L'intera potenza mini-idraulica nazionale (Enel + altri produttori) ammonta invece a 2290 MW, pari a circa il 14% di tutta la potenza idroelettrica da apporti naturali (16820 MW nel 2003, esclusa la produzione da pompaggio).

Nelle condizioni attuali si può ritenere che il potenziale massimo sfruttabile con installazioni idroelettriche di taglia inferiore ai 10 MW presenti un limite realistico di circa ulteriori 1800 MW rispetto al 2005, a fronte di un limite fisico probabilmente dell'ordine di 3000 MW o anche superiore.

E' ipotizzabile, inoltre, di larga massima, che all'incirca l'80% dei 1800 MW riguardino impianti con sviluppo strutturale oltre i 200 m (con costi di produzione al di sotto dei 70-80 €/kWh).

Supponendo un ripotenziamento complessivo di tutti gli impianti oltre 1 MW e sommando le suddette potenzialità residue (nuovi impianti) del piccolo e mini idroelettrico, si giunge ad un limite realistico di circa 19800 MW complessivi in termini di potenza efficiente lorda installata (Tabella 9.6).

Tale valore risulta leggermente superiore ai 18000 MW indicati nel Libro Bianco ENEA del 1999 per il periodo 2008-2012.

Fonte	Installato 2005 (MW)			Potenziale tecnico (MW)		Producibilità (TWh)	Note
	>10 MW	<10 MW	Totale	Totale	Residuo	Totale	
Grande Idroelettrico	14920	0	14920	15517	597	34,9	Riduzione progressiva della producibilità (fino a -25% al 2016) per assicurare il DMV
Piccolo e mini Idroelettrico	0	2405	2405	4277	1872	15,3	Possibile un maggiore potenziale di 1000 MW
Idroelettrico complessivo	14920	2405	17325	2469	2469	50	

Tabella 9.6: stima dei potenziali di penetrazione dell'idroelettrico (Fonte: CESI ricerca, 2010)

Negli ultimi decenni si è instaurata la necessità di recuperare quante più risorse possibili: in quest'ottica rientrano anche i recuperi a carattere energetico derivanti dagli acquedotti potabili.

L'acqua a destinazione potabile derivata solitamente in quota, arriverebbe all'utenza con una pressione eccessiva per essere utilizzata normalmente, perciò gran parte della sua energia idraulica deve essere in qualche modo dissipata.

Per dissipare l'energia idraulica si usano vari sistemi, più o meno sempre riconducibili a delle valvole appositamente progettate. Quest'energia residua, anziché dissipata, può essere trasformata in energia elettrica inserendo nella condotta, in prossimità dell'utenza, una turbina idraulica con generatore elettrico.

Una realizzazione di questo tipo offre oltre vantaggio della produzione elettrica, soprattutto il vantaggio che l'impianto a divenire è già parzialmente realizzato: l'opera di presa, la condotta ecc. solitamente sono già stati realizzati permettendo così un ulteriore risparmio di costi e d'impatto ambientale.

C'è tuttavia da notare che in un impianto idroelettrico posto su un acquedotto potabile, sussistono dei vincoli di carattere tecnico severi: rispetto ad un impianto normale ad acqua fluente, un impianto a recupero comporta un livello di complessità maggiore in fase progettuale, in quanto dovrà essere considerato prioritario l'utilizzo dell'acqua a scopo potabile.

A questo fine è necessario dimensionare una sezione opportuna di by-pass per consentire l'erogazione dell'acqua, quando l'afflusso alla turbina fosse interrotto per manutenzione o riparazione della stessa.

Nello stesso circuito by-pass sarà poi incluso un dissipatore di energia (valvola di laminazione tradizionale) per consentire l'afflusso del fluido sotto pressione senza lo svuotamento completo della condotta di approvvigionamento idrico. Impianti di questo tipo stanno diffondendosi, dove le condizioni lo permettono, sempre più attivamente.

9.9 - ANALISI ECONOMICA

Lo studio di fattibilità di un impianto finalizzato alla verifica dei costi e dei rientri economici, e volto alla scelta delle macchine più appropriate ed al loro dimensionamento, è un compito affidato ai progettisti, ai consulenti o ai costruttori stessi. Si tratta infatti di un'attività piuttosto complessa che deve tenere in considerazione diversi fattori.

Per procedere alla valutazione economica di un impianto idroelettrico tipo, appurato l'andamento della potenza generabile e dell'energia effettivamente utilizzabile nel periodo di funzionamento dell'impianto stesso, si procede alla definizione di tutte le voci di costo, ripartite in costi di investimento ed oneri di gestione.

Si può supporre, in prima approssimazione, che la distribuzione dei costi di un impianto mini idro sia imputabile per un 40% al costo delle opere fisse in muratura e per un 30% al costo delle opere elettriche e di regolazione. A tali costi vanno sommati quelli propri dell'acqua, delle assicurazioni, delle imposte (10%) e delle opere di adduzione e scarico (10%). I costi complessivi vanno completati con il costo del macchinario idraulico (10%).

Occorre osservare che i costi delle opere murarie, delle opere di adduzione e scarico variano moltissimo da caso a caso; nelle valutazioni precedenti si è fatto riferimento alle situazioni più favorevoli, pertanto tali costi potrebbero risultare sottovalutati in modo sensibile.

Per esempio, nei settori mini idro, l'incidenza delle opere fisse murarie è spesso superiore a quella indicata poco sopra e questo aspetto induce o a ricercare macchine più economiche o ad aumentare il costo del kWh. La mini turbina intesa come turbina grande miniaturizzata non risponde in genere a questo requisito economico, perché il suo costo cresce fortemente al ridursi della potenza installata. In ogni caso il macchinario idraulico si attesta su un costo limite di circa 250 €/kW.

Per quanto concerne i benefici ricavabili vi è sovente una notevole diversità a seconda che l'impianto sia autonomo o lavori in parallelo con la rete elettrica locale.

Brevemente si può affermare che mentre il costo del macchinario è più facilmente definibile a priori, i costi relativi alle opere civili risultano fortemente variabili in funzione delle caratteristiche dei siti e degli eventuali imprevisti tecnico-burocratici che si possono incontrare in fase di esecuzione dei lavori. L'esperienza comunque conferma che l'idroelettricità in piccola scala risulta normalmente competitiva rispetto alle altre fonti energetiche rinnovabili e sovente anche nei confronti delle

fonti tradizionali, soprattutto quando per queste ultime vengono calcolati gli “effettivi” costi globali unitari.

Le idroenergie di piccola potenza manifestano tutte le potenzialità operative ed economiche ove applicate non soltanto per produrre energia da immettere nelle reti di distribuzione interconnesse, quanto principalmente nel produrre energia finalizzata ad accrescere la competitività aziendale, pubblica e privata, riducendo i costi dell’approvvigionamento energetico e favorendo l’uso plurimo della risorsa idrica nel rispetto della compatibilità ambientale.

Da questo punto di vista, diventa un vantaggio fondamentale il fatto che gli impianti idroelettrici di piccola taglia sono caratterizzati da modalità costruttive e gestionali di modesto impatto sul territorio; inoltre possono essere gestiti, almeno per l’ordinario funzionamento, anche da piccole comunità (alcuni impianti, ad esempio, sono condotti dai gestori di rifugi alpini) ed anche integrati in un uso plurimo ed equilibrato della risorsa acqua. Altro aspetto, per certi versi il più importante legato alla presenza di piccoli impianti sul territorio, è quello di indurre costantemente l’uomo all’osservazione e manutenzione del territorio stesso.

L’aspetto di tutela idrogeologica è importante e va sottolineato: gli impianti mini idro sono generalmente collocati in zone dove le attività umane tradizionali, l’agricoltura di montagna e la pastorizia sono praticamente scomparse, facendo mancare il controllo e la manutenzione del territorio che tradizionalmente ne derivava.

I costi specifici di costruzione e gestione di un impianto mini-idroelettrico, considerando tutte le sue componenti (centrale, impianti elettrici, opere di presa, condotta forzata, ecc.) dipendono dalla portata e dal salto disponibile, e diminuiscono ovviamente al crescere della potenza installata. Valori tipici di impianti in zone montane sono all’incirca 2000-3000 €/kW, per impianti con potenza installata tra 1-4 MW; mentre i costi d’impianti di minore potenza possono arrivare a 6000-7000 €/kW.

Per quanto riguarda i costi di generazione per impianti di maggiore sviluppo strutturale e potenza installata essi si aggirano intorno ai 40-50 €/MWh, mentre per impianti di minori dimensioni si può arrivare a 80-100 €/Mwh.

La scelta dei siti più idonei per l’installazione di centrali mini idro è condizionata dal costo dell’impianto e dalla capacità di ammortamento dello stesso (prezzo di vendita dell’energia prodotta).

Per quanto riguarda la fase di valutazione economica, occorre arrivare alla stesura di un computo metrico estimativo che deve essere riferito a quelle opere, sia civili sia elettromeccaniche, che hanno maggior peso nella composizione del costo totale, come la centrale, il sistema di condotte forzate e le opere di presa e rilascio.

Il costo della centrale si considera comprensivo di costo delle turbine, dei generatori e dei trasformatori, degli impianti elettrici ausiliari e linea e dei costi delle opere civili a corpo. Il costo della condotta forzata è invece calcolato considerando i diversi elementi che influiscono sulla sua costruzione ed è funzione del diametro installato e della lunghezza. Tale costo espresso per metro lineare installato è composto dalla fornitura in cantiere della condotta (calcolato dal costo a kg di acciaio per m di tubazione), dalla protezione della superficie esterna (bitumatura pesante), dalla saldatura in opera, posa e controlli e dalle opere di scavo e rinterro e realizzazione di pezzi speciali (giunti, ecc.), pozzetti, attraversamenti.

Il costo delle opere di presa comprende invece i costi della struttura idraulica di intercettazione (traversa), della struttura idraulica di derivazione e della vasca di carico.

Il costo di gestione degli impianti (O&M), per una vita attesa di circa 30 anni di operatività, viene ipotizzato proporzionale al costo dell'investimento iniziale per la costruzione e considerato pari al 3% annuo dell'investimento iniziale.

CAPITOLO 10 – L'ENERGIA SOLARE

Le tecnologie che sfruttano la captazione dell'energia solare per la generazione di calore o elettricità appaiono oggi sufficientemente mature, anche se è prevedibile che, con uno sviluppo rilevante per il prossimo futuro, ci si aspetti un miglioramento in termini di affidabilità e, soprattutto, di costi.

10.1 - INTRODUZIONE E RIFERIMENTI NORMATIVI

La radiazione solare costituisce la più abbondante risorsa energetica disponibile sulla terra; ha però il difetto di avere una densità piuttosto bassa e variabile nel tempo e in funzione della latitudine.

I dati sull'irraggiamento sono disponibili in letteratura; solitamente sono raccolti in software di grande diffusione.

I riferimenti normativi principali sono:

- Norma UNI 10349, nata per fornire elementi per il calcolo dei flussi energetici in edilizia. Contiene i dati relativi a 101 capoluoghi di provincia, ottenuti in parte mediante elaborazione a partire da dati rilevati con osservazioni sperimentali;
- ENEA, "Atlante italiano della radiazione solare", consultabile sia in formato cartaceo che sul sito dell'ente;
- Il PVGIS del JRC di Ispra, facente capo alla commissione europea e particolarmente ricco di contenuti per approcciare una buona simulazione sul comportamento di un campo fotovoltaico connesso in rete.

Conoscendo quindi i parametri geografici della località (latitudine e longitudine), l'esposizione del modulo (angolo di azimuth, cioè lo scostamento rispetto al Sud), la sua inclinazione sull'orizzontale (angolo di inclinazione) e ricostruendo le ombre che si proiettano sul sito o che possono creare ostacoli sull'orizzonte, si potrà avere una stima dell'irraggiamento disponibile di un sito.

Il sole presenta un irraggiamento a livello della fotosfera di circa 63000 kW/m^2 ad una temperatura di 5779 K . La potenza solare che giunge sulla Terra decresce in ragione geometrica della distanza, fino ad attestarsi sul valore di 1367 W/m^2 , definito “costante solare”, riferito all'esterno dell'atmosfera terrestre. A livello del suolo questo valore risulta minore per la presenza dell'atmosfera e dei conseguenti fenomeni di assorbimento, diffusione e riflessione, che modificano il contenuto spettrale della radiazione.

Il valore preso come riferimento dalle norme per le valutazioni dei componenti di un impianto solare e nella progettazione della radiazione solare al suolo, nelle condizioni di giornata serena, è di 1000 W/m^2 .

L'energia solare è sfruttata per la produzione di energia termica (solare termico) e per generazione di energia elettrica (solare fotovoltaico).

10.2 - MODALITA' DI SFRUTTAMENTO DELLA RISORSA SOLARE

Come noto, l'energia solare ha natura elettromagnetica: dalle reazioni solari si origina energia radiante (Figura) che può essere convertita direttamente in energia utile nel caso degli impianti fotovoltaici (energia elettrica) e solari termici (energia termica).

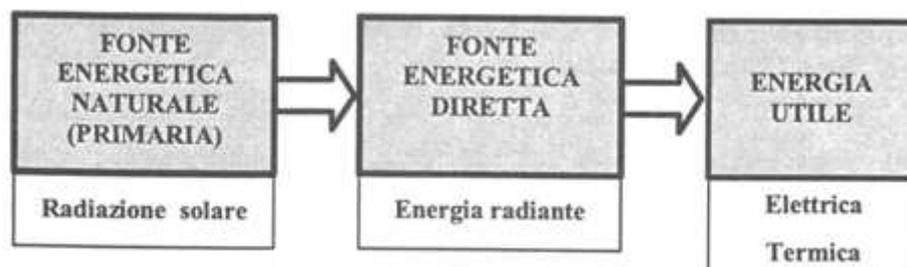


Figura 10.1: trasformazione della fonte energetica primaria in energia utile (Fonte: “Impatto Ambientale dei Sistemi Energetici”, Bologna, 2004)

Nel caso dei pannelli fotovoltaici l'energia colpisce un semiconduttore innescando un flusso di elettroni e quindi il passaggio di corrente elettrica attraverso di esso.

Gli impianti solari termici concentrano invece la luce mediante opportuni specchi eventualmente mobili (eliostati) verso un ricevitore che riscalda un fluido (acqua, soluzione salina o sali fusi).

L'energia termica può essere direttamente impiegata per usi domestici (ad esempio, un collettore solare di 4 m² permette la produzione di acqua sanitaria in quantità tale da soddisfare la richiesta di una famiglia media di 4 persone), oppure può essere impiegata in un ciclo termodinamico e convertita in energia meccanica (e poi elettrica).

Le seguenti considerazioni, relative alle modalità di sfruttamento della fonte solare, sono tratte dal testo "Impatto ambientale dei sistemi energetici" (Bianchi, Peretto, Gambacorta, Bologna 2004).

10.3 - STIMA DELL'ENERGIA DISPONIBILE DA FONTE SOLARE – SFRUTTAMENTO “ELETTRICO”

L'energia che ogni anno incide sulla superficie terrestre equivale a circa $19 \cdot 10^6$ tep (si ricordi che il fabbisogno energetico mondiale è pari a circa 9000 tep). La conversione diretta in energia elettrica presenta comunque efficienze ridotte (solamente il 10% circa dell'energia radiante è convertita in energia elettrica) e densità energetica limitata: il flusso di energia incidente è approssimativamente di 1.4 kW/m^2 in assenza di atmosfera. Volendo effettuare una valutazione della densità energetica realmente disponibile, si può assumere che in un giorno si abbia un'insolazione media di sei ore. La quantità di energia irradiata risulta allora pari a $1.4 \text{ kW/m}^2 \cdot 6 \text{ h/giorno} = 8.4 \text{ kW/m}^2$ giorno.

Bisogna però osservare che, come detto, non tutta questa quantità di energia arriva sulla terra: i fenomeni di assorbimento e di dispersione nell'atmosfera possono ridurre l'energia irradiata sulla superficie al 60% con cielo sereno e fino al 28% quando il cielo è nuvoloso. Ciò costituisce una notevole limitazione allo sfruttamento dell'energia solare in forma diretta. Stime prodotte in questo senso portano a concludere che il cielo risulta mediamente nuvoloso per circa il 54% del tempo, quindi l'energia che effettivamente arriva sulla superficie terrestre può essere indicativamente stimata come:

$$8.4 \cdot 0.60 \cdot 0.46 + 8.4 \cdot 0.28 \cdot 0.54 = 3.6 \text{ kW/m}^2 \text{ giorno.}$$

Come detto, il rendimento di conversione da energia radiante a elettrica è piuttosto basso (intorno al 10-15%) e questo fattore, associato ai problemi di esposizione della superficie terrestre (peraltro abbastanza differente a seconda della zona geografica e della latitudine), rende tale fonte non molto efficiente, poiché essa richiede ampie superfici.

Ad esempio, si supponga di avere un impianto fotovoltaico con un rendimento di conversione pari al 14%: in base a quanto detto in precedenza, l'energia captabile ogni giorno è pari a $3.6 \cdot 0.14 = 0.5 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ giorno})$, che in un anno risulta pari a $180 \text{ kWh}/(\text{m}^2 \text{ anno})$. Supponendo di realizzare un sistema di questo tipo su una superficie pari ad un campo da calcio (indicativamente di circa 7000 m^2), ricoprendolo al 50% con pannelli, si riuscirebbero a raccogliere 630 MWh/anno di energia. Considerando che il consumo pro-capite italiano è di circa 16 MWh/anno , un tale impianto riuscirebbe a soddisfare le esigenze energetiche di appena 16 abitanti.

10.4 - STIMA DELL'ENERGIA DISPONIBILE DA FONTE SOLARE – SFRUTTAMENTO “TERMICO”

Un altro esempio può invece evidenziare le potenzialità dei collettori solari termici per soddisfare le esigenze domestiche in termini di acqua calda sanitaria per una famiglia tipo di 4 persone.

In media il fabbisogno giornaliero in Italia è di 50 litri/giorno pro capite di acqua a 50-55°C circa.

La richiesta annua diventa dunque:

$$Q = M_{\text{H}_2\text{O annua}} \cdot C_{\text{H}_2\text{O}} \cdot \Delta T = 4 \cdot 50 \cdot 365 \text{ [kg/anno]} \cdot 4.18 \text{ [kJ/kg°C]} \cdot (55-15) \text{ °C} \cdot [\text{MWh} / 3.6 \cdot 10^6 \text{ kJ}] = 3.4 \text{ [MWh/anno]}$$

In genere, una tipica installazione, con un pannello solare per scaldare l'acqua di 4-6 m² e un serbatoio di capacità in media di 150-300 litri, si riesce a produrre acqua a 55-65 °C (con punte di 85 °C).

Il pannello rende disponibile in media 1.5 – 3.5 kW/m² a seconda del periodo dell'anno. In una tipica realizzazione si affianca a questo sistema una piccola caldaia d'integrazione, che fornisce circa il 30% del fabbisogno annuo e che serve soprattutto a coprire i picchi di richiesta nei periodi di scarsa insolazione.

CAPITOLO 11 – IL SOLARE FOTOVOLTAICO

11.1 - INTRODUZIONE E PRINCIPI DI FUNZIONAMENTO

La conversione della radiazione solare in energia elettrica si ottiene grazie all'effetto che si ha a partire da un materiale semiconduttore drogato quando viene investito da un flusso luminoso. Un materiale semiconduttore si definisce drogato se all'interno del suo reticolo cristallino viene posto un atomo che nell'orbita esterna presenta un numero di elettroni diverso da quello dell'atomo in questione.

Nel caso del Silicio, che trova le maggiori applicazioni nel campo fotovoltaico, vuol dire porre all'interno del suo reticolo un atomo di boro o un atomo di fosforo, formando rispettivamente un reticolo con una lacuna in più nel primo caso (drogaggio di tipo P) o con un elettrone in più nel secondo caso (drogaggio di tipo N). il flusso luminoso, in pratica, apporta l'energia necessaria per far muovere delle coppie lacune/elettrone una volta che sono state messe a contatto due cristalli di questo tipo.

La cella, cioè l'unione di silicio drogato di tipo P e di tipo N, diventa così un generatore elettrico.

Soltanto una parte dell'energia solare incidente viene utilizzata per consentire il movimento delle cariche, mentre la rimanente viene trasformata in calore. Il rendimento delle celle risulta così un valore molto basso, anche se la tecnologia si sta evolvendo verso soluzioni sempre più efficienti.

Dal collegamento di più celle si ottiene il modulo fotovoltaico e dal collegamento di più moduli si arriva a costruire il generatore fotovoltaico, la parte più costosa di un impianto fotovoltaico.

A questo deve essere aggiunto poco altro: il sistema di gestione elettrica, le necessarie protezioni del circuito elettrico, la struttura di supporto ed un eventuale

sistema di accumulo. In relazione al tipo di accumulo si può parlare di impianti stand-alone (isolati) o impianti grid-connected (connessi in rete).

Nel primo caso si tratta di impianti dotati di accumulo dell'energia elettrica. Le loro applicazioni si limitano a carichi di piccola potenza e per tutte le situazioni caratterizzate da assenza di connessione alla rete elettrica, quali utenze isolate. Nel secondo caso si avranno impianti in cui il sistema di accumulo verrà ad essere costituito dalla rete elettrica stessa. In questo caso si parlerà anche di generazione distribuita, perché l'impianto verrà a costituire un generatore che si allaccerà alla rete e la rete assorbirà l'energia prodotta.

Il posizionamento dei pannelli dipende dalla configurazione dell'impianto elettrico, in funzione del sito, della potenza da installare, delle esigenze delle utenze.

Solitamente si tende a posizionare questi pannelli sul terreno per realizzare quegli impianti che possono essere considerati vere e proprie centrali fotovoltaiche. L'estensione di queste centrali può raggiungere ragguardevoli dimensioni e si preferisce allocarle in terreni dallo scarso valore commerciale.

Uno schema semplificato di questo tipo di impianti fotovoltaici è riportato in Figura 11.1.

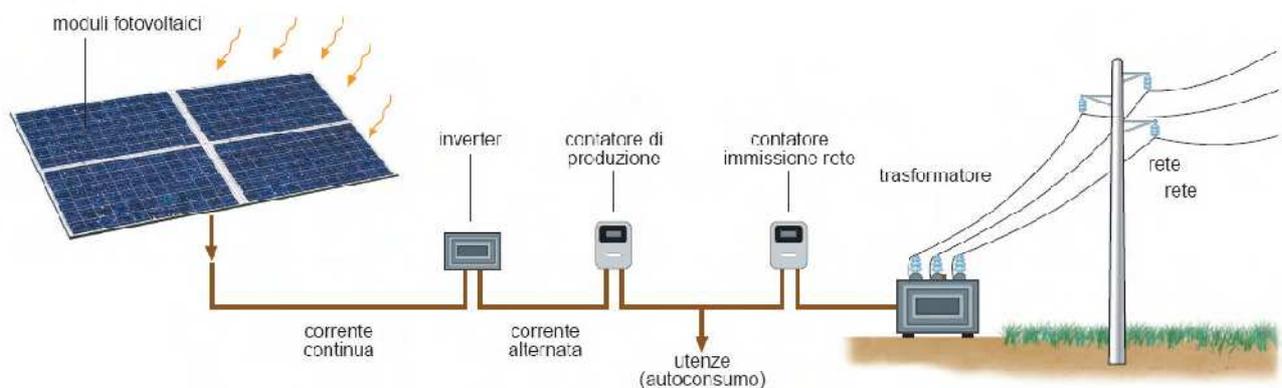


Figura 11.1: schema semplificato di un impianto fotovoltaico (Fonte: GSE)

Gli impianti presentano lunghi periodi di esercizio quantificabili (sulla base dell'esperienza e delle ricerche finora effettuate) nell'ordine delle decine di anni, con comportamenti prestazionali decisamente stabili e buone caratteristiche di resistenza meccanica. Richiedono poca manutenzione, limitata soprattutto ad aspetti di pulizia del territorio, dei moduli e ai componenti più delicati, come l'inverter.

Gli “impianti non integrati” non sono tipicamente solo quelli con i moduli fotovoltaici posti al suolo; infatti si considerano “non integrati” anche gli impianti con i moduli posti su strutture edili o di arredo urbano realizzati senza accorgimenti di carattere estetico per ottimizzarne l’integrazione architettonica.

Gli “impianti parzialmente integrati” sono essenzialmente quelli con i moduli installati su tetti o facciate di edifici in modo complanare alle superfici, senza sostituire i materiali di rivestimento delle superfici delle pareti o dei tetti.

Gli “impianti integrati” sono quelli in cui i moduli fotovoltaici sostituiscono i materiali di rivestimento degli edifici, assumendone le funzioni. In questo caso i moduli sono installati al posto di: tegole, vetri nelle facciate, elementi di balaustre, pannelli fonoassorbenti in barriere acustiche, ecc.

Attualmente sul mercato sono presenti diversi prodotti che fanno riferimento comunque a pochi tipi di tecnologie, legate nella maggior parte dei casi all’uso del silicio come materia principale. Esistono però soluzioni alternative che presentano vantaggi e svantaggi in termini di reperibilità del materiale, efficienza della conversione, costi, affidabilità, resa nel tempo e LCA.

Il mercato dei semiconduttori è attualmente, a livello mondiale, nelle mani di pochi grandi produttori. Sono quindi queste poche grandi società a produrre il silicio raffinato necessario alla realizzazione delle celle. Il grado di purezza richiesto è notevole, comunque inferiore a quello per applicazioni elettroniche.

Il silicio viene reso disponibile sotto forma di pani cilindrici che verranno successivamente sagomati sotto forma quadrata o ottagonale prima di essere tagliati a fette per ottenere quello che si definisce il “wafer”.

Il wafer è costituito da sottili fette di 0.3 mm di spessore di silicio che dovranno essere sottoposte al trattamento di “drogaggio” consistente nell’introduzione, all’interno del reticolo cristallino, di atomi di materiale diverso tali da creare squilibri nella struttura elettronica della matrice di silicio.

Le celle disponibili sul mercato sono di tre tipi: monocristallino, policristallino, amorfo.

A seconda della tipologia di silicio utilizzato, cambiano le efficienze e quindi le superfici da occupare a parità di potenza da produrre; infatti se si vuole installare 1 kWp con efficienza del 14% (valore di riferimento per un ottimo modulo in silicio monocristallino) sarà necessario disporre di 7.14 metri quadri di pannelli, mentre se l’efficienza scende al 12% (valore di riferimento per un buon modulo policristallino) saranno necessari 8.33 metri quadri.

Oltre alla tecnologia del silicio cristallino ci sono le celle a film sottile; queste sono costituite da sottili strati di semiconduttori applicati ad un substrato di altro materiale attraverso un processo di deposizione.

I semiconduttori più utilizzati sono:

- Silicio amorfo;
- Diseleniuro di rame e indio (CIS);
- Telloruro di cadmio (CdTe).

I principali vantaggi di questa tecnologia sono:

- 1) Impiego molto ridotto di materiale fotosensibile per l'elevata capacità di assorbimento della radiazione solare. Lo strato può essere ridotto fino a 0.001 mm;
- 2) La temperatura di processo è compresa tra i 200 e i 500 °C;
- 3) Il processo di produzione consente di usare meno materiale e meno energia;
- 4) Sono più sensibili alla radiazione diffusa delle celle in silicio cristallino;
- 5) Risentono meno della perdita di efficienza al crescere della temperatura di funzionamento.

I moduli a film sottile consentono quindi di avere una produzione in kWh annui per kWp installati superiore rispetto ai moduli in silicio cristallino anche del 15% e più. I vantaggi saranno più evidenti, quindi, in siti soggetti ad ombreggiamento, altamente inquinati o particolarmente assolati e caldi, dove le condizioni di componente diffusa della radiazione e di alta temperatura penalizzano le prestazioni dei moduli cristallini.

Presentano comunque un notevole svantaggio: l'efficienza della conversione si limita a valori compresi tra il 6 ed il 9%, quindi per poter installare la stessa potenza di picco di un impianto con il silicio cristallino occorrerà una superficie circa doppia.

In relazione al sistema di incentivazione "conto energia" si deve considerare la possibilità di fruire dello "scambio sul posto", ossia della possibilità di scalare dal fabbisogno di energia prelevata dalla rete quella che è stata immessa dal sistema di generazione. Questo vuol dire che l'energia prodotta sarà doppiamente qualificata dal punto di vista economico: primo perché riceverà il contributo a prescindere dalla sua destinazione d'uso finale, secondo perché consentirà di risparmiare i circa 16 centesimi di euro che viene a costare ogni kWh consumato.

Bisogna però essere attenti nel dimensionamento dell'impianto, perché ogni kW prodotto ceduto alla rete eccedente il consumo, non verrà retribuito in alcun modo oltre all'incentivazione erogata dal GSE. Per evitare di regalare pregiata energia elettrica prodotta, si consiglia di ricavare il dato relativo al fabbisogno a partire dalla

media dei fabbisogni degli ultimi tre anni, ritenuti uno “storico” già sufficiente. Altrimenti si può cercare di stimare il fabbisogno in base agli apparecchi utilizzatori e alla loro fruizione; di fatto prendere un riferimento medio risulta comunque un comportamento con forti margini di aleatorietà perché il consumo elettrico di una famiglia dipende molto dai comportamenti, dalla sensibilità e dalle necessità o presunte tali dei vari membri componenti.

11.2 - STATO ATTUALE A LIVELLO MONDIALE DELLA TECNOLOGIA SOLARE FOTOVOLTAICA

Il mercato mondiale del solare fotovoltaico, nonostante i costi ancora elevati (e a fronte di una carenza di silicio ed una riduzione della sua produzione, che dal 2007 provocano forti ritardi e speculazioni sui prezzi), ha conosciuto uno sviluppo estremamente importante.

Bisogna infatti considerare l'estrema versatilità "dimensionale" delle tecnologie fotovoltaiche (che consentono la conversione della radiazione solare in energia elettrica, permettendo una produzione diretta e modulare per applicazioni in soluzioni impiantistiche), che spaziano dai pochi kW di potenza degli impianti residenziali ai diversi MW delle centrali fotovoltaiche a terra.

A livello mondiale, il parco installato è più che raddoppiato negli ultimi tre anni: a fine 2007 la potenza fotovoltaica mondiale, secondo il programma PVPS della IEA, superava i 7.8 GW (vedi Figura 11.2). Germania e Giappone, rispettivamente con oltre 3862 MW e 1918 MW installati, occupano la prima e la seconda posizione della classifica, seguiti dagli USA (830 MW) e dalla Spagna (655 MW).

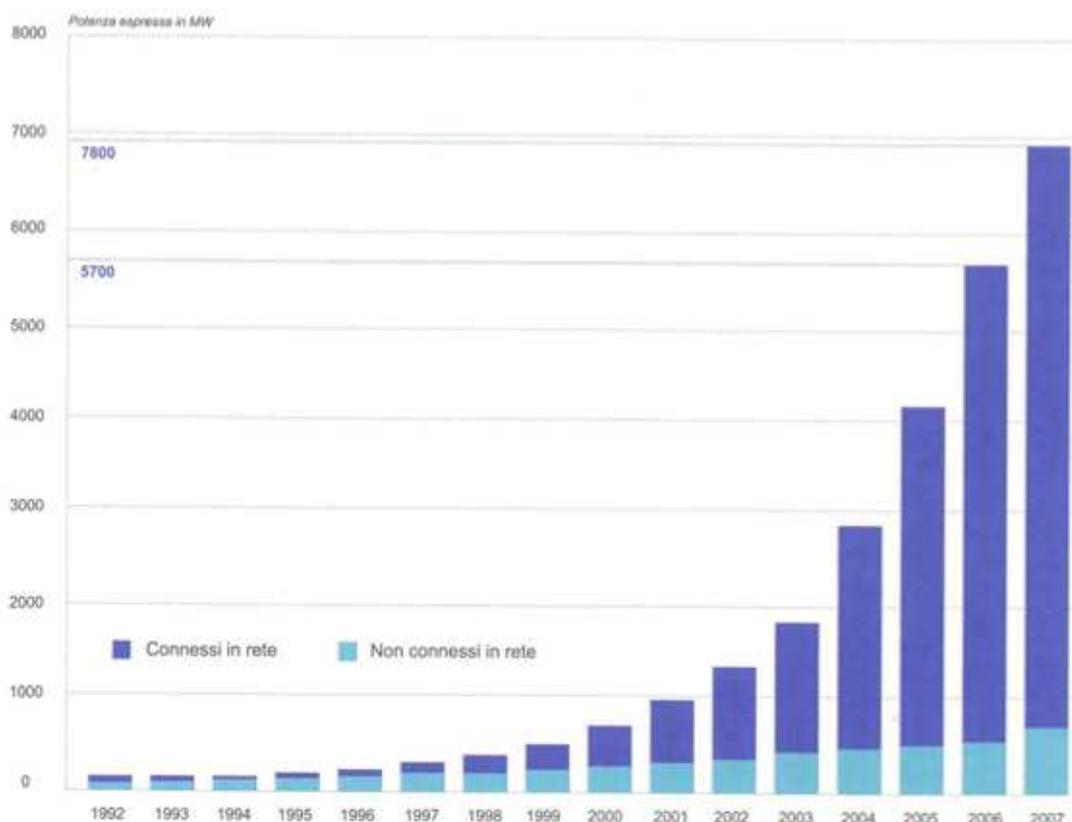


Figura 11.2: Potenza mondiale fotovoltaica a fine 2007 (Fonte: IEA, 2008)

Secondo la European Photovoltaic Industry Association (EPIA), a fine 2008 la capacità totale installata cumulata nelle più importanti aree geografiche del pianeta e nel resto del mondo risultava essere pari a quasi 15 GW (vedi Figura 11.3).

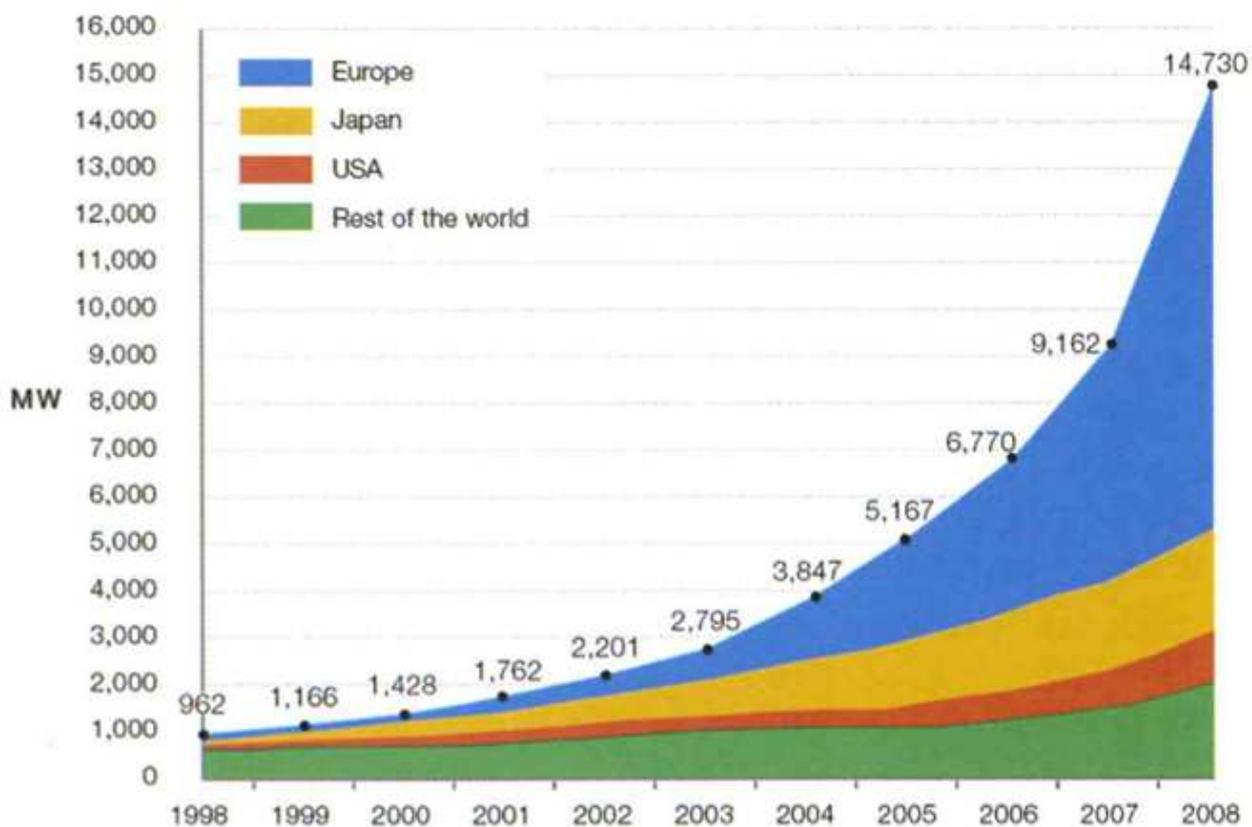


Figura 11.3: Potenza installata cumulata nelle principali aree geografiche (Fonte: EPIA – European Photovoltaic Industry Association; 2010)

Facendo un quadro storico, rispetto al 2000 (vedi Grafico nella pagina successiva), la potenza fotovoltaica è quintuplicata su scala mondiale, è aumentata addirittura di venti volte su scala europea e di almeno quattro volte in Italia. I pur ambiziosi obiettivi del Libro Bianco Europeo sulle rinnovabili sono dunque stati raggiunti in anticipo di quattro anni.

L'Europa risulta dunque la regione in cui vi è stato il maggiore sviluppo di capacità (9 GW), pari al 65% della capacità cumulata globale, in parte grazie alla straordinaria spinta dei mercati spagnolo, tedesco ed italiano. Menzione particolare merita la crescita fotovoltaica della Germania: 113 MW installati nel 2000, 800 MW nel 2004, 1900 MW nel 2005 e oltre 3000 MW nel 2006, con una quantità annua installata di oltre 1000 MW.

In questa classifica di sviluppo, seguono Giappone e Stati Uniti con, rispettivamente, il 15% e l'8% di capacità cumulata globale.

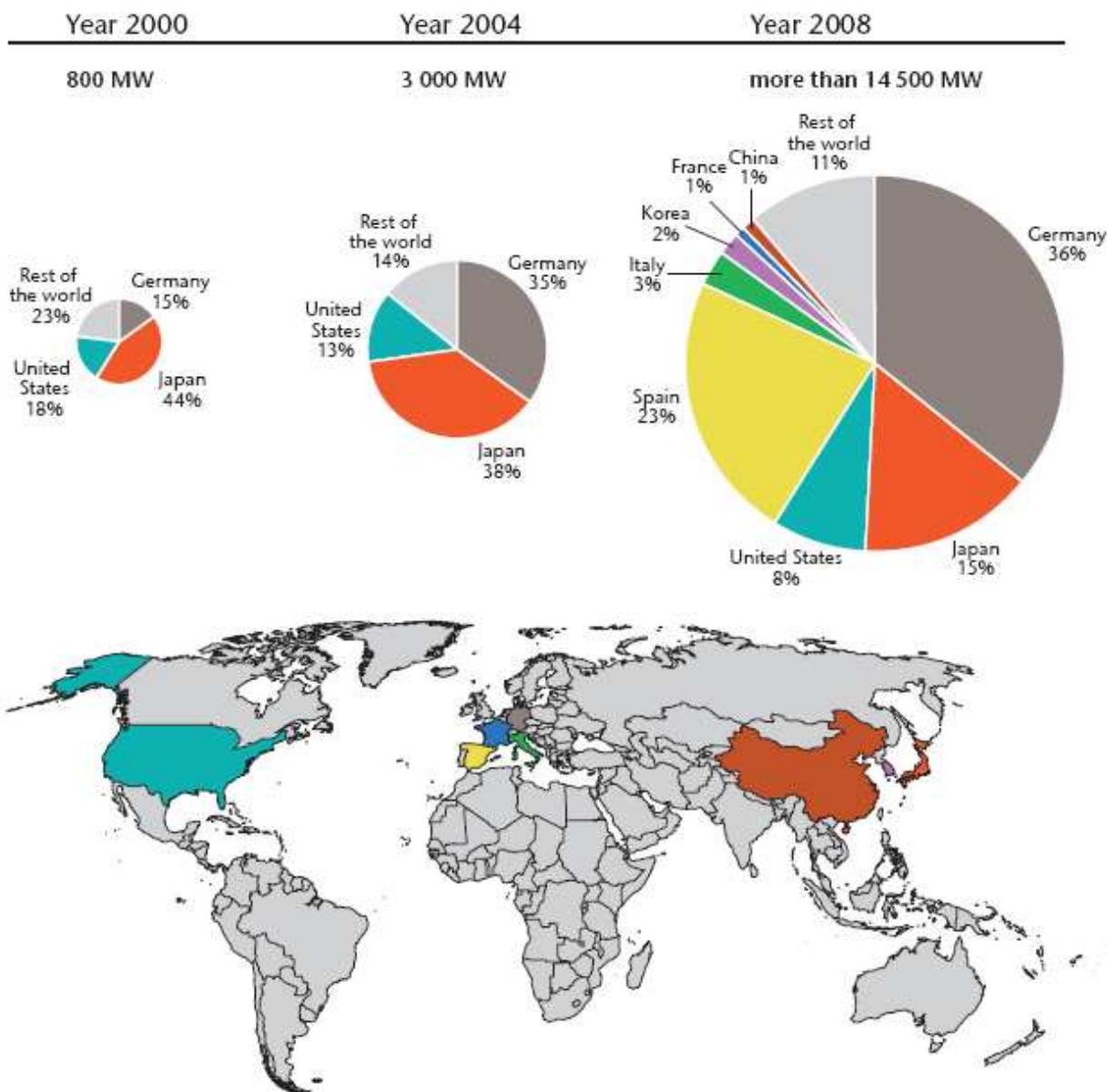


Figura 11.4: distribuzione del solare fotovoltaico, in termini di potenza installata, nei Paesi leader della tecnologia (Fonte: IEA, “PV Roadmap 2010”)

L’eccezionale prestazione del fotovoltaico è stata comunque sospinta dalla presenza di un efficace e sostanzioso meccanismo di incentivi economici, che dovrebbe nei prossimi anni far decollare le installazioni anche in altri Paesi Europei (per effetto del nuovo sistema “conto energia”).

Il contributo totale del fotovoltaico alla produzione elettrica resta comunque marginale (la produzione mondiale è sostanzialmente equivalente a quello di una grande centrale termoelettrica). Proprio in virtù del suo alto costo, a differenza di altre fonti rinnovabili, il solare fotovoltaico resta una tecnologia prodotta e usata essenzialmente solo nei paesi più ricchi.

Forti investimenti anche nella produzione di celle fotovoltaiche sono stati programmati nei prossimi anni: tali previsioni si basano sull'analisi dello storico dei dati relativi agli investimenti condotti negli ultimi anni dai Paesi leader della tecnologia: si noti come, recentemente, gli Stati Uniti e il Giappone, si siano confermati i mercati nei quali sono stati realizzati gli investimenti più rilevanti.

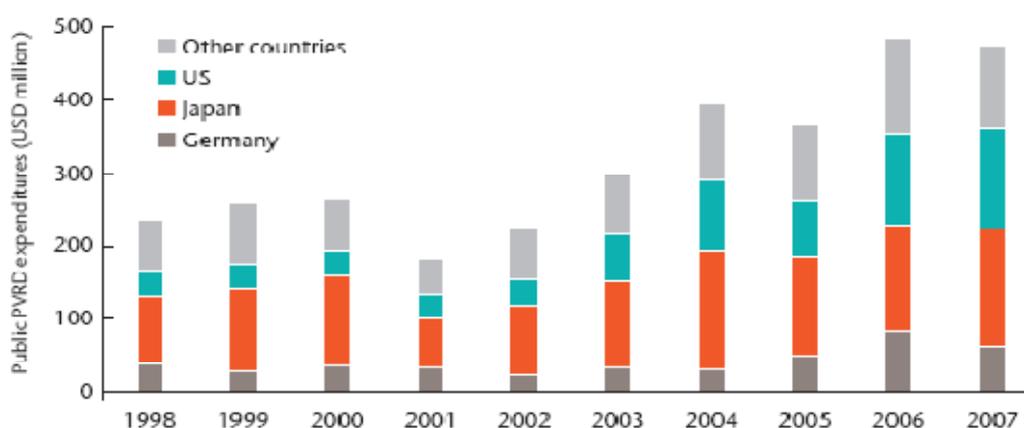


Figura 11.5: Investimenti nel settore fotovoltaico da parte dei Paesi leader della tecnologia (Fonte: IEA, “PV Roadmap 2010”)

Le previsioni di sviluppo del mercato fotovoltaico sono differenti a seconda degli “attori” coinvolti nell’analisi, con discrepanze tanto più marcate quanto maggiore è l’arco temporale sul quale si proietta lo studio; ciò si evidenzia nel confronto tra gli scenari EPIA, IEA ed ETP “Blue Map”, sul periodo 2010-2030-2050 (Figura 11.6).

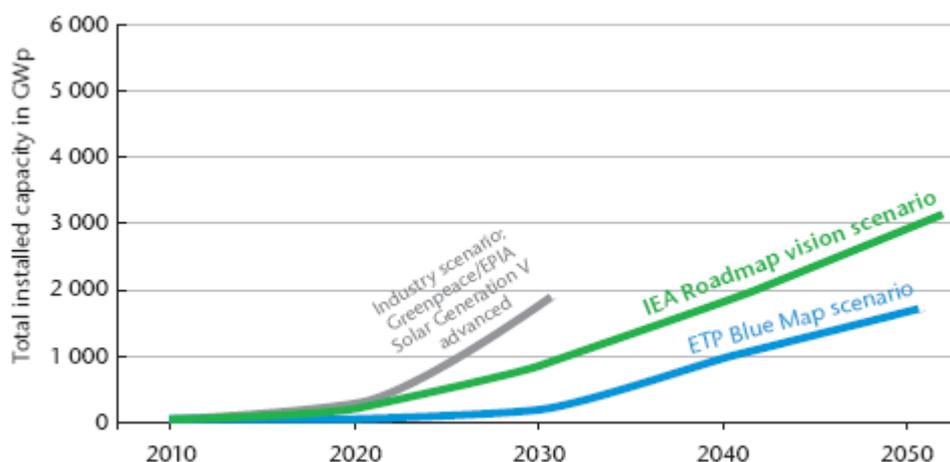


Figura 11.6: Confronto tra Scenari (Fonte: IEA, “PV Roadmap 2010”)

Si nota in particolar modo come lo scenario EPIA preveda il raggiungimento della “fatidica” quota obiettivo di 2000 GWp totali installati a livello mondiale nel 2030, l’IEA nel 2043, l’ETP soltanto dopo il 2050.

EPIA, in particolare, prevede infatti per il 2025 una forte crescita del settore, con una potenza fotovoltaica mondiale installata di 433 GW ed una produzione di energia elettrica pari a 589 TWh, corrispondente a circa il 3% della stima di consumo mondiale di energia elettrica.

Nel breve termine (fino al 2013), invece, EPIA realizza la sua analisi sul mercato, suddividendola in due possibili scenari, “moderato” e “di forte sviluppo”: le stime di crescita del mercato fotovoltaico, nel periodo 2009-13, sono riportate in Figura 11.7 (fonte “Global Market Outlook For Photovoltaics Until 2013”).

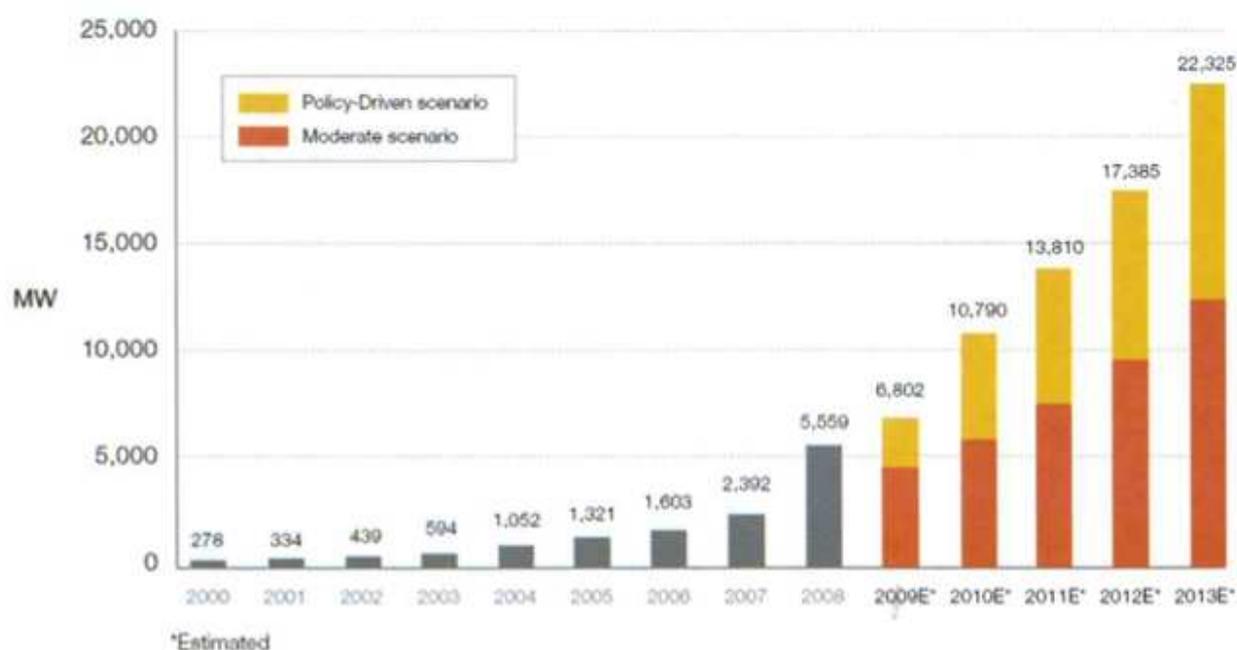


Figura 11.7: Previsione del mercato fotovoltaico annuo mondiale fino al 2013 (Fonte: EPIA – Global market outlook for photovoltaics until 2013)

Le previsioni IEA si riferiscono anche all’evoluzione, nel lungo termine, della produzione di energia elettrica mediante tecnologia fotovoltaica, suddivisa per settore di destinazione finale: dal Grafico e dalla Tabella (Fonte: IEA, “PV Roadmap 2010”), si nota come il settore residenziale sia destinato ad assorbire la maggior parte della generazione fotovoltaica, pur riducendo progressivamente, nel corso degli anni, la sua incidenza totale, a scapito delle “utilities”.

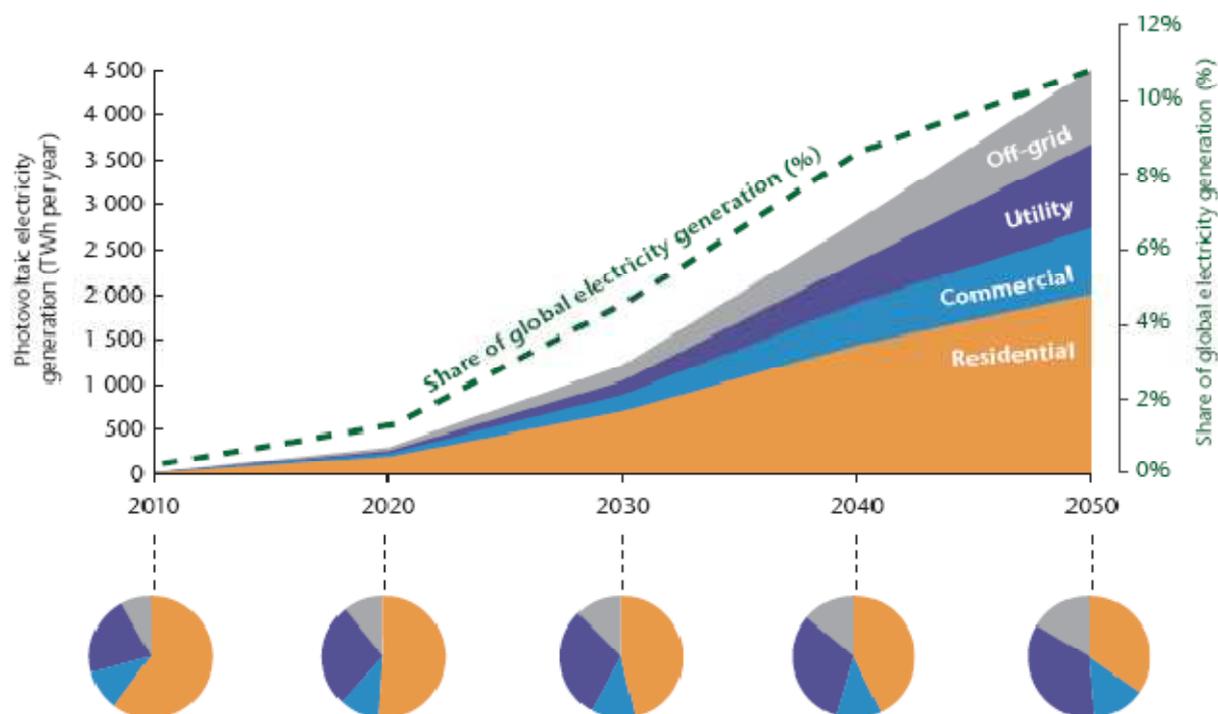


Figura 11.8: evoluzione della generazione di elettricità da fonte fotovoltaica, secondo la destinazione d’uso finale (Fonte: IEA, “PV Roadmap 2010”)

Annual electricity generation (TWh)	2010	2020	2030	2040	2050
Residential	23	153	581	1244	1794
Commercial	4	32	144	353	585
Utility	8	81	368	910	1498
Off-grid	3	32	154	401	695
Total	37	298	1247	2907	4572

PV capacity (GW)	2010	2020	2030	2040	2050
Residential	17	118	447	957	1380
Commercial	3	22	99	243	404
Utility	5	49	223	551	908
Off-grid	2	21	103	267	463
Total	27	210	872	2019	3155

Tabelle 11.1 e 11.2: evoluzione della generazione annuale di elettricità da fonte fotovoltaica e della capacità installata, secondo la destinazione d’uso finale (Fonte: IEA, “PV Roadmap 2010”)

11.3 - STATO ATTUALE A LIVELLO ITALIANO DELLA TECNOLOGIA SOLARE FOTOVOLTAICA

Per quanto riguarda la situazione italiana attuale, fino al 2005 la presenza del fotovoltaico, in termini di potenza installata e tassi annui di crescita, è stata piuttosto modesta: a fine 2005 si censivano appena 13 grandi impianti per un totale di 7.1 MW a cui andavano aggiunti circa 27 MW relativi ad impianti fotovoltaici di piccola taglia, prevalentemente connessi con la rete di distribuzione, che complessivamente nel 2005 hanno prodotto 31 GWh di energia elettrica.

Sebbene in fortissimo aumento negli ultimi due anni, il settore fotovoltaico italiano contribuisce ancora in misura assai ridotta alla produzione di energia elettrica nazionale. Tuttavia, la spinta dei meccanismi di incentivazione, introdotti a partire dal 2005, ha dato grande vigore allo sviluppo del mercato italiano, avvicinandolo a quello delle nazioni più virtuose, con un grande interessamento di soggetti privati e società di ingegneria.

Le installazioni fotovoltaiche italiane del 2006, secondo i dati di EurObserv'ER, realizzavano una potenza cumulata pari a 50 MWp, potenza che nel 2007 ha raggiunto la quota di 120 MWp, con una crescita record di oltre il 140% in un anno. Il dato risulta notevole pensando che la potenza installata nel solo 2007 ha superato, di fatto, quanto ottenuto nei precedenti 25 anni.

Tale crescita è proseguita in maniera progressivamente più marcata nei due anni successivi, considerato che al 1° Aprile 2009, secondo i dati elaborati dal Gestore dei Servizi Elettrici (GSE), risultavano in esercizio 5177 impianti, per una potenza di 128.4 MWp, realizzati con meccanismi di finanziamento pubblico del primo Conto Energia (DM 28 Luglio 2005 e 6 febbraio 2006). Il nuovo Conto energia (DM 19 febbraio 2007) ha aggiunto a questi ulteriori 28178 impianti equivalenti a 299.7 MWp, portando il numero di realizzazioni al totale di 33355 impianti fotovoltaici per una potenza cumulativa installata pari a 428 MW.

Dati ancora più aggiornati sono però quelli della recente (Aprile 2010) pubblicazione del GSE, relativi al 31 Dicembre 2009: in corrispondenza di questa data, il parco impianti annovera 71.284 unità (+123 %) per una potenza installata di 1.142,3 MW (+165 %).

Rispetto all'anno precedente il 2009 ha visto il parco impianti più che duplicarsi sia in termini di numerosità che di potenza. Nel particolare dei 39.266 nuovi impianti ben 19.485, circa il 50%, hanno potenza compresa tra 3 e 20 kW. Un ulteriore 43%

è costituito dagli impianti piccoli (1-3 kW) e solamente il 7% è la quota di quelli maggiori di 20 kW.

Il riassunto del parco solare Italiano (in termini di numero di impianti e potenza complessiva installata), secondo quella che è la fotografia ufficiale più recente, è riportato nella seguente Tabella, in cui si indica anche la percentuale di crescita registrata tra 2008 e 2009.

	2008		2009		'09 / '08 %	
	n°	MW	n°	MW	n°	MW
Classi di potenza:						
1 - 3	15.721	40,6	32.670	86,7	+108	+113
3 - 20 (kW)	13.865	112,7	33.350	262,9	+141	+133
> 20	2.432	278,2	5.264	792,7	+116	+185
Totale	32.018	431,5	71.284	1.142,3*	+123	+165

Tabella 11.3: Potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici in Italia (ripartiti per taglia; Fonte: GSE, 2010)

Come detto, l'evoluzione della numerosità e della potenza negli ultimi anni è avvenuta a ritmi estremamente sostenuti: gli impianti esistenti a fine 2008 sono circa 5 volte di più rispetto a quelli installati fino al 2007, e nel 2009 il parco impianti è più che raddoppiato: lo "storico" dell'evoluzione del numero degli impianti e della potenza fotovoltaica complessivamente installata in Italia è riportato in Figura 11.9.

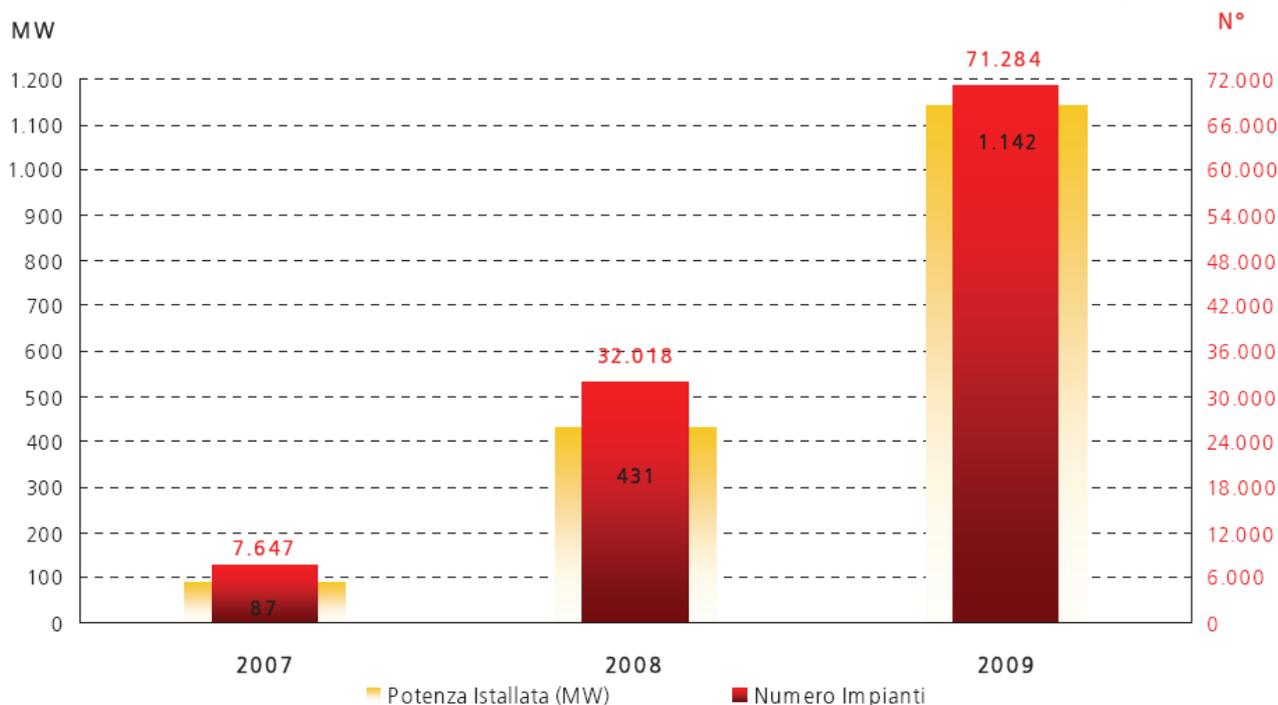


Figura 11.9: evoluzione della potenza e della numerosità degli impianti fotovoltaici in Italia (Fonte: GSE, 2010)

In linea anche l'evoluzione della potenza, dagli 87 MW del 2007 a 5 volte tanto nel 2008 e ancor più del doppio nel 2009, come si evidenzia dalla Tabella seguente.

kW	2007	2008	2009
Potenza media cumulata	11,1	13,5	16,0
Potenza media annua	10,4	14,1	18,1

Tale potenza può essere "ripartita" in base alla taglia degli impianti, facendo riferimento agli ultimi due anni:

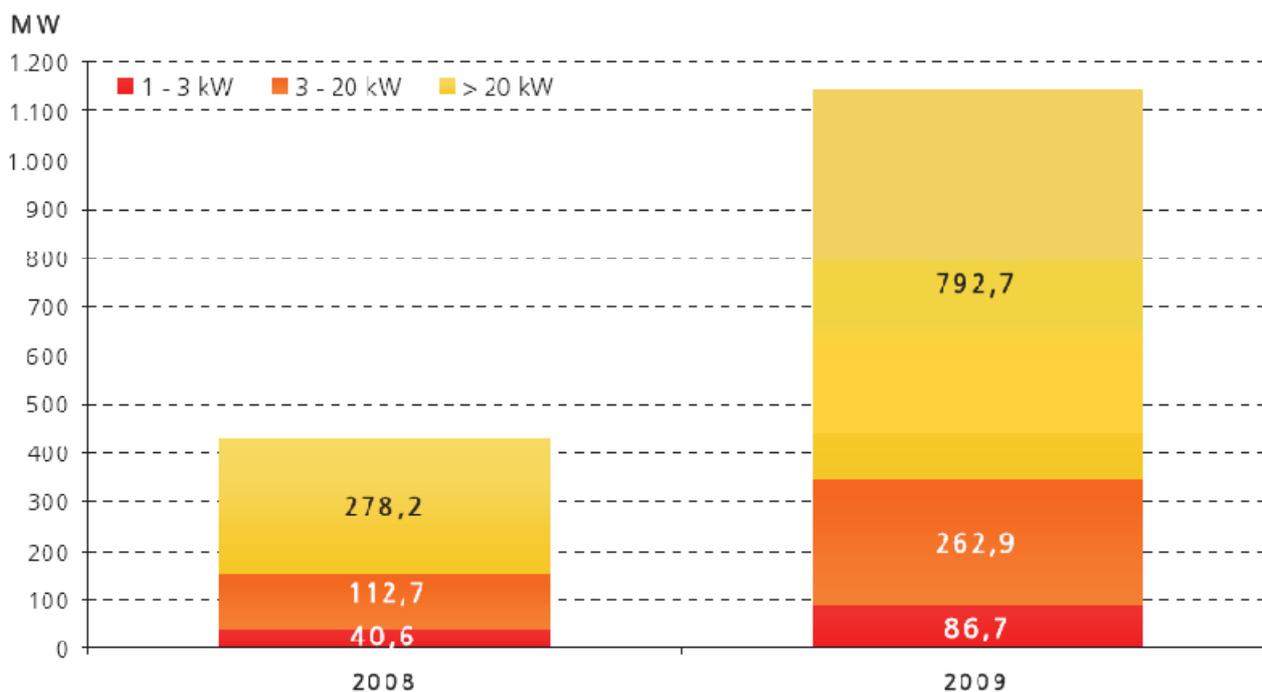


Figura 11.10: Composizione per classi della potenza degli impianti fotovoltaici installati in Italia (Fonte: GSE, 2010; "Il Solare 2009")

E' evidente come, mentre le classi tra 1-3 kW e 3-20 kW poco più che raddoppiano la loro potenza installata, la classe comprendente gli impianti con potenza maggiore di 20 kW passi da 278,2 MW installati a 792,7 fino quasi a triplicare rispetto all'anno precedente.

Questo incremento è certamente legato all'applicazione del Conto Energia, se si considera che nel 2008, in seguito a tale Decreto Ministeriale si è arrivati a raggiungere il ragguardevole numero medio di circa 1550 nuove unità installate al mese per una potenza di 18.4 MWp: in soli 30 giorni si installava in Italia il doppio di quanto realizzato nel 2006.

Non solo è aumentata la potenza installata degli impianti appartenenti alla classe >20 kW, ma è aumentata del 32% rispetto al 2008 anche la loro dimensione media. Ha subito una riduzione del 3% la classe compresa tra 3 e 20 kW ed è cresciuta del 3% la potenza media dei piccoli impianti, come evidenziato nella Tabella seguente.

Potenza media	2008	2009
1 – 3	2,6	2,7
3 – 20	8,1	7,9
> 20	114,4	150,6
Totale	13,5	16,0

La “fotografia” aggiornata del GSE, relativa alla distribuzione geografica degli impianti stessi, evidenzia che la regione Lombardia si conferma al primo posto in termini di numerosità di impianti (10.814 unità); seguono a notevole distanza il Veneto (6.867 unità) e l’Emilia Romagna (6.657 unità).

Regione	2008		2009		'09 / '08 %	
	n°	MW	n°	MW	n°	MW
Piemonte	2.655	32,7	5.777	81,3	+118	+149
Valle d'Aosta	38	0,3	96	1,0	+153	+240
Lombardia	5.148	49,8	10.814	126,3	+110	+154
Trentino Alto Adige	1.691	33,7	3.723	63,7	+120	+89
Veneto	3.052	28,8	6.867	78,3	+125	+172
Friuli Venezia Giulia	1.683	12,9	3.491	29,1	+107	+125
Liguria	415	3,8	934	7,8	+110	+105
Emilia Romagna	3.420	39,8	6.651	95,0	+95	+139
Toscana	2.251	28,9	4.973	54,8	+121	+90
Umbria	791	18,4	1.645	33,9	+108	+84
Marche	1.367	21,8	2.820	62,0	+106	+150
Lazio	1.873	22,8	4.302	85,1	+130	+273
Abruzzo	608	9,9	1.370	24,3	+125	+146
Molise	92	1,1	230	8,5	+150	+676
Campania	627	15,5	1.710	31,7	+173	+105
Puglia	2.496	53,3	5.290	214,4	+112	+302
Basilicata	284	4,6	966	29,2	+240	+535
Calabria	637	17,6	1.657	29,1	+160	+65
Sicilia	1.557	17,4	3.760	45,2	+141	+160
Sardegna	1.303	15,5	4.202	41,5	+222	+168
ITALIA	32.018	431,6	71.284	1.142,3	+123	+165

Tabella 11.4: Potenza e numerosità degli impianti fotovoltaici in Italia, distribuiti per Regione (Fonte: GSE, 2010)

Le regioni che hanno evidenziato i maggiori tassi di crescita sono state Basilicata e Sardegna (+240% e +222%).

In termini di potenza il primato spetta alla Puglia (214,4 MW) seguita da Lombardia (126,3 MW) ed Emilia Romagna (95 MW).

Le variazioni più rilevanti rispetto all'anno precedente si riconducono a Molise e Basilicata, anche se in termini assoluti la regione con la maggiore nuova potenza installata è la Puglia con 161 MW.

La maggiore numerosità degli impianti fotovoltaici riscontrata nelle regioni del nord e del centro è da attribuirsi anche alla elevata densità abitativa di queste regioni.

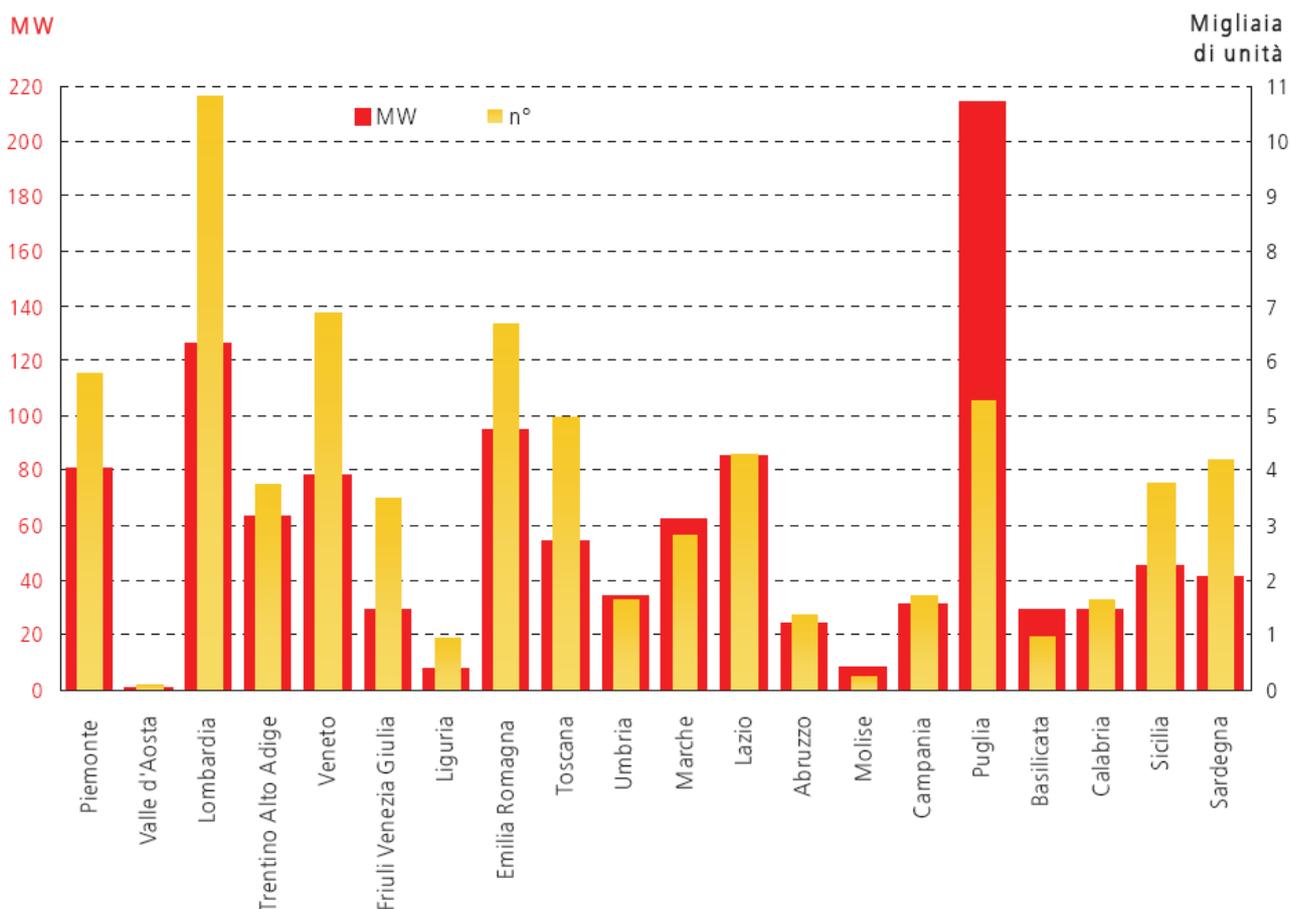


Figura 11.11: Analisi della distribuzione regionale della numerosità e della potenza al 2009 (Fonte: GSE, 2010)

La distribuzione della potenza e della numerosità per regione è piuttosto variegata. La tendenza di fondo evidenzia però che al nord la dimensione media per impianto risulta minore che al sud (vedi Tabella seguente).

La Puglia è caratterizzata dagli impianti più grandi, seguita da Molise e Basilicata. Le isole si attestano invece su valori caratteristici del nord Italia.

Dimensione media per regione kW

Piemonte	14,1	Friuli Venezia Giulia	8,3	Marche	22,0	Puglia	40,5
Valle d'Aosta	10,6	Liguria	8,3	Lazio	19,8	Basilicata	30,3
Lombardia	11,7	Emilia Romagna	14,3	Abruzzo	17,8	Calabria	17,5
Trentino Alto Adige	17,1	Toscana	11,0	Molise	37,1	Sicilia	12,0
Veneto	11,4	Umbria	20,6	Campania	18,5	Sardegna	9,9

Interessante è anche considerare la distribuzione regionale di potenza procapite (riferita al 2009): la mappa tematica (Figura 11.12) rappresenta per ogni singola regione i W installati per abitante.

Il primato è detenuto dal Trentino Alto Adige, spinto dalla bassa densità abitativa. Contrariamente a quanto descritto fino ad ora le regioni del Nord mostrano valori

molto bassi: il fenomeno si spiega considerando l'alta densità abitativa delle stesse. La Puglia si attesta al secondo posto con 52,6 W per abitante seguita dalla Basilicata con 49,5 W per abitante.

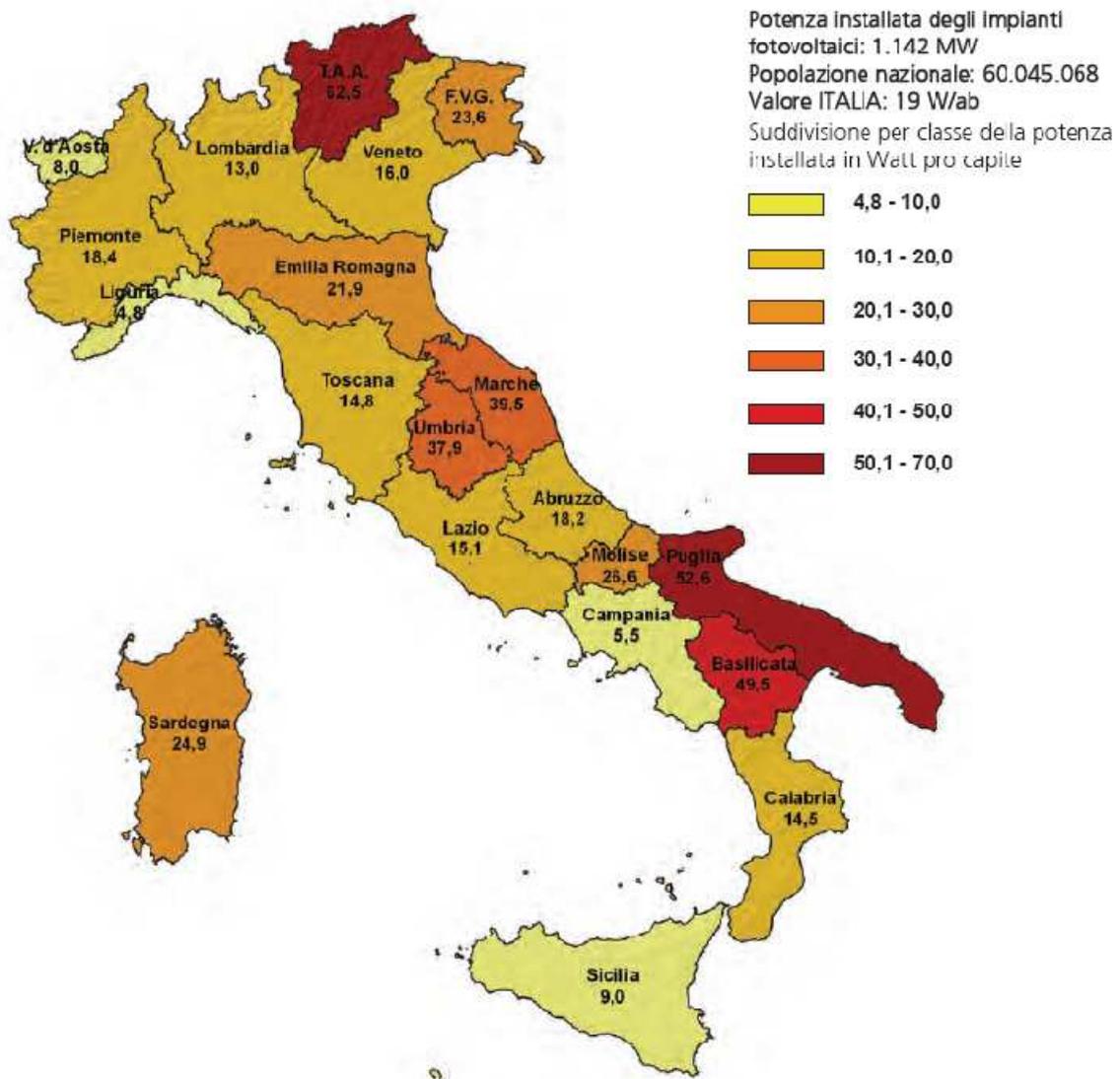


Figura 11.12: distribuzione della potenza regionale procapite da fotovoltaico nel 2009 (Fonte: GSE, 2010)

La “fotografia” dello stato del solare fotovoltaico in Italia, non può prescindere anche dalla considerazione della ripartizione percentuale (sempre in termini di potenza) delle attuali installazioni, secondo la differente tipologia.

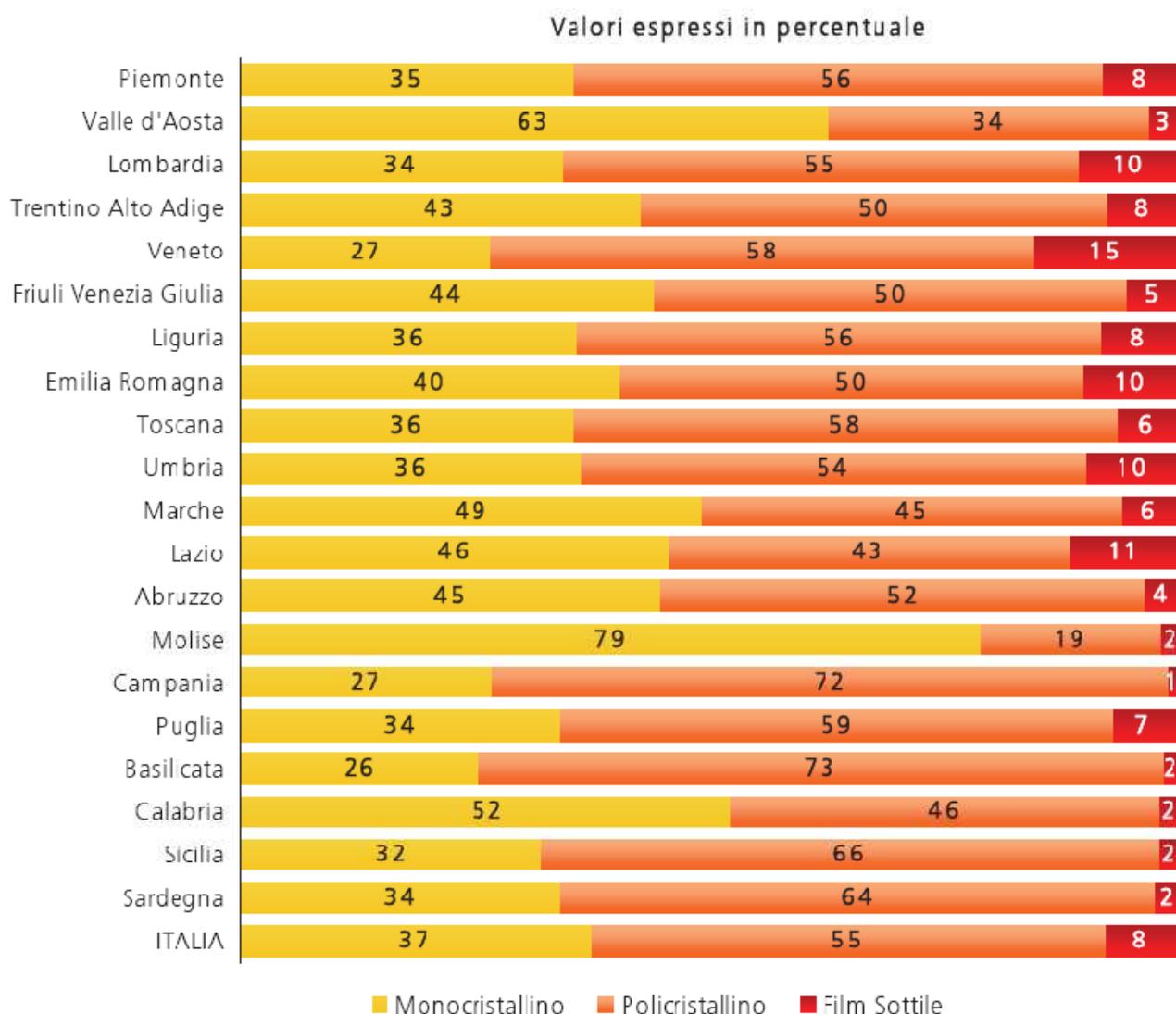


Figura 11.13: Potenza percentuale secondo tipologia dei pannelli (Fonte: GSE, 2010)

Nella maggior parte delle regioni i pannelli più utilizzati sono a silicio policristallino anche se il silicio monocristallino ricopre sempre larga parte del residuo. Si distinguono in tal senso Molise e Valle d’Aosta (anche se in termini assoluti sono gli ultimi). A livello nazionale il 55% degli impianti hanno tecnologia policristallino, il 37% monocristallino e l’8% altro.

Veneto e Lazio sono le regioni con la più elevata percentuale di film sottile.

Passando a considerare la produzione di energia, da fonte fotovoltaica, si evidenzia un significativo incremento anche di questo parametro, per quanto –tra 2008 e 2009- la ripartizione percentuale della produzione tra le differenti aree geografiche

italiane si sia modificata (vedi Tabella 11.5, tratta da “Il Solare 2009”, pubblicato dal GSE nell’aprile 2010).

Regione	Produzione GWh		Quote %		Variazione %
	2008	2009	2008	2009	'09/'08
Piemonte	11,3	50,2	5,9	7,5	+344
Valle d'Acsta	0,1	0,4	0,1	0,1	+182
Lombardia	20,3	72,9	10,5	10,8	+259
Trentino Alto Adige	19,3	42,3	10,0	6,3	+119
Veneto	10,6	45,4	5,5	6,7	+329
Friuli Venezia Giulia	5,6	18,1	2,9	2,7	+223
Liguria	1,3	5,1	0,7	0,8	+294
Emilia Romagna	17,6	55,3	9,1	8,2	+214
Toscana	13,3	40,4	6,9	6,0	+204
Umbria	10,2	25,8	5,3	3,8	+153
Marche	9,8	35,8	5,1	5,3	+265
Lazio	9,3	38,1	4,8	5,7	+309
Abruzzo	5,1	12,7	2,6	1,9	+150
Molise	0,4	2,5	0,2	0,4	+529
Campania	6,5	20,0	3,4	3,0	+208
Puglia	23,7	95,4	12,3	14,2	+302
Basilicata	1,9	21,7	1,0	3,2	+1.030
Calabria	8,0	27,1	4,1	4,0	+239
Sicilia	10,7	33,2	5,5	4,9	+210
Sardegna	7,9	31,2	4,1	4,6	+295
ITALIA	193,0	673,8	100	100	+249

Tabella 11.5: Produzione degli impianti fotovoltaici in Italia (Fonte: GSE, 2010)

La produzione degli impianti fotovoltaici in Italia ha raggiunto nel 2009 i 673,8 GWh, con un incremento del 249% rispetto all’anno precedente.

Il 43% dell’energia elettrica è stata prodotta al Nord, in leggero calo rispetto al 45% dell’anno precedente; è cresciuto invece il peso del Sud, passato dal 33 al 36%, mentre il Centro, con il suo 21%, è decresciuto di circa un punto percentuale.

Tutte le regioni hanno più che raddoppiato la loro produzione rispetto all’anno precedente. In percentuale la variazione più cospicua è stata quella della Basilicata che passa da 1,9 GWh a 21,7 GWh; in senso assoluto la crescita maggiore invece è da ricondursi alla Puglia che ha visto aumentare la sua produzione di 71,6 GWh.

Sempre nell’ultimo anno, quindi secondo la fotografia più aggiornata, le ore medie di produzione da impianti fotovoltaici in Italia, sono state pari a 1200, calcolate dal GSE “depurando” i dati dagli impianti che, per problemi tecnici, hanno prodotto per meno di 500 ore.

Nella Tabella seguente sono riportati i dati relativi alle ore di utilizzazione degli impianti, ripartite per Regione:

Piemonte	1.111	Friuli	1.139	Marche	1.221	Puglia	1.285
Valle d'Aosta	1.109	Liguria	1.133	Lazio	1.278	Basilicata	1.195
Lombardia	1.119	Emilia Romagna	1.115	Abruzzo	1.211	Calabria	1.288
Trentino Alto Adige	1.132	Toscana	1.221	Molise	1.129	Sicilia	1.371
Veneto	1.146	Umbria	1.214	Campania	1.226	Sardegna	1.369

Nel Nord le regioni si attestano intorno alle 1.125 ore, la migliore performance è del Veneto (1.146), la peggiore della Valle d'Aosta (1.109), non a caso fanalino di coda per potenza installata.

Le regioni del Centro hanno una media di ore di utilizzazione pari a 1.233, comprese tra le 1.214 ore dell'Umbria e le 1.278 ore del Lazio.

Il Sud registra le migliori performance: le ore medie sono pari a 1.266, frutto dell'aggregazione di regioni come Molise e Basilicata, che si comportano in maniera simile a quelle del Nord, con regioni come Sicilia e Sardegna che si attestano intorno alle 1.370 ore.

In conclusione, gli incrementi che si registrano, anno dopo anno (e specialmente nell'ultimo quinquennio) nel settore del fotovoltaico italiano sono la testimonianza di un settore in continua espansione; il fotovoltaico italiano, però, appare un fenomeno prevalentemente privato e meno attraente per il settore delle imprese. Conferma di ciò è l'analisi delle domande di accesso al Conto Energia 2006 e i dati di potenza installata e numerosità delle installazioni, che risultano fortemente sbilanciati su piccole dimensioni impiantistiche, per lo più destinate al segmento privato residenziale. Le richieste di accesso al Conto Energia risultano per lo più indirizzate ad impianti di capacità ridotta, mentre il segmento imprese, per l'alto fabbisogno energetico, necessita di impianti di capacità produttiva superiore.

Dall'entrata in vigore del Conto Energia, al 1° Feb braio 2009, comunque, sono stati erogati dal Gestore dei Servizi Elettrici incentivi per un totale di circa 96 milioni di euro, relativi ad una produzione di circa 210 milioni di chilowattora.

11.4 - PROSPETTIVE TECNOLOGICHE E R&S

E' parere comune che il fotovoltaico rappresenti, attualmente, la tecnologia capace di condurre agli obiettivi di lungo termine previsti dalla politica energetica della Commissione Europea, che punta, come da tempo avviene in Giappone, proprio sul fotovoltaico per la produzione di energia elettrica.

In ambito comunitario, infatti, si ritiene che il fotovoltaico possa contribuire all'approvvigionamento elettrico in una prospettiva di lungo periodo, e che quindi il suo contributo non potrà risultare apprezzabile fino al 2030, data in cui si valuta si raggiungerà un'incidenza non superiore all'1% della domanda elettrica europea.

In ambito fotovoltaico, le attività di ricerca, sviluppo e prototipazione si sono diversificate molto, definendo una suddivisione preliminare in celle e/o moduli, da un lato, e sistemi e applicazioni, dall'altro.

Le attività di ricerca su celle e moduli per usi terrestri variano dallo studio dei materiali ai processi di laboratorio scalabili per l'industria, con i maggiori sforzi concentrati sulle tecnologie di fabbricazione del dispositivo fotovoltaico e l'ottimizzazione dell'automazione dei processi mirati a ridurre il consumo di silicio.

11.4.1 - FOTOVOLTAICO PIANO

In questo specifico ambito, la tecnologia del Silicio cristallino (c-Si), che consiste nell'impiego di wafer di Silicio tipicamente destinato all'industria elettronica, è di gran lunga la più consolidata, sia essa monocristallina che policristallina, con copertura del mercato mondiale per quote, almeno negli ultimi anni, comprese tra il 90 e il 95%.

La produzione di celle fotovoltaiche di area ormai superiore ai 150 cm², permette di cablare moduli piani con potenze elevate e record di efficienza prossimi al 20%.

Gli impianti realizzati in Italia nel periodo dicembre 2007-febbraio 2008 utilizzano quasi esclusivamente moduli al silicio cristallino (99.3%) in linea con l'analisi di mercati effettuata a livello internazionale.

Appare in controtendenza, invece, il dato relativo alla quota di silicio policristallino (42%) utilizzata rispetto al monocristallino, molto inferiore al dato internazionale (>66%).

Le potenze di targa tipiche dei moduli impiegati per impianti di media e grande taglia (>50 kWp) sono comprese tra 160 Wp e 240 Wp, con una grande diffusione di dispositivi da 200 Wp. Gli impianti di piccola taglia stanno premiando la scelta di moduli di potenza media, pari a 160 Wp.

In merito alla provenienza dei moduli fotovoltaici installati nel medesimo periodo, dicembre 2007-febbraio 2008, si evidenzia una quota preponderante di prodotti giapponesi per oltre il 54% dell'intera potenza installata, seguita da quelli tedeschi (16%) e cinesi (4.5%). La quota nazionale è superiore al 15% del totale installato (7.4% SE Project, 5.5% Helios Technology e 2.5 Eni Power).

La tecnologia dei film sottili è nata invece per contenere il consumo di materiale e contrarre il periodo di recupero energetico (Energy Payback Time) che caratterizza negativamente i dispositivi al Silicio cristallino (tipicamente compreso tra 4 e 5 anni). I film sottili richiedono spessori di materiale non superiore a qualche micron e processi per la realizzazione dei moduli fotovoltaici più economici perché, a temperature sensibilmente inferiori, richiedono costi energetici più bassi e sono tipicamente realizzati in un unico processo di linea che avviene su larga superficie di lavoro.

Stante il minor valore di efficienza accreditato, i dispositivi con tecnologia del silicio amorfo o degli altri film sottili sono relegati ad applicazioni di integrazione in facciata che richiedono risultati di pregio, come semitrasparenza o effetto cromatico.

L'attenzione della ricerca sui film sottili è stata per molto tempo monopolizzata dal silicio amorfo, depositato anche su substrati flessibili di grande area per favorire il livello di integrabilità della tecnologia negli edifici; più recentemente, si è invece focalizzata sullo sviluppo di celle a base di telluriuro di cadmio (CdTe), di diseleniuro di indio e rame (CIS), di diseleniuro di indio, rame e gallio (CIGS) e di altri film sottili policristallini, per i quali acquista spesso importanza lo sviluppo di substrati trasparenti flessibili e di film trasparenti conduttori.

La tecnologia CIS è nota già da tempo al mercato tedesco ed americano in cui sono siti i principali produttori di moduli (Würth Solar, Shell Solar e Global Solar). L'incremento recente dell'interesse per il CIS è testimoniata dall'annuncio di realizzazione di molti nuovi impianti di produzione che confermano il livello di prestazione e affidabilità ottenuto da questa tecnologia nell'arco temporale di un decennio.

I moduli al CdTe stanno invece dimostrando un'ottima stabilità ai test di invecchiamento accelerato e le innovazioni della R&S riguardano soprattutto la

scalabilità a livello industriale del processo di produzione e la riproducibilità delle prestazioni dei moduli.

L'interesse per questa tecnologia è anche italiano, con un progetto industriale per la produzione di moduli, condotto nei laboratori del Dipartimento di Fisica di Parma, che ha portato alla realizzazione di celle solari a base di CdTe/CdS con un'efficienza di conversione tra le più alte, di oltre 15% in un processo di produzione semplificato e innovativo. La tecnologia sviluppata è pronta perché possa essere progettata e costruita una macchina automatizzata in grado di produrre 150000 metri di moduli all'anno, corrispondenti a 15 MW di potenza elettrica.

Per quanto riguarda le celle a bassissimo costo, appaiono promettenti i dispositivi basati sull'uso di materiali organici (polimeri), ibridi (organici/inorganici) ed a base di ossido rameoso (Cu_2O), oggetto di numerosi programmi di ricerca, mentre restano ad elevato rischio, sotto il profilo economico, le attività esplorative su materiali e strutture del dispositivo fotovoltaico ad altissima efficienza.

Dal punto di vista delle applicazioni, nel decennio 1980-90 l'attenzione è stata prevalentemente rivolta agli impianti di grande taglia (dell'ordine di qualche MWp), in connessione alla rete, per i quali erano apprezzabili gli evidenti vantaggi di costo dell'energia prodotta grazie alle economie di scala.

	Prima generazione		Seconda generazione			Terza generazione	Concentrazione
	Si mono	Si multi	Si amorfo	CdTe	CIS/CIGS	DSC	Point focus
Efficienza (%)	14 – 17	12 – 14	6 – 8	10 – 11	10 – 11	10	12 – 20
EPBT* (anni)	2,0	1,7	1,5	1,0	1,0	-	-
Costo di produzione (€/W)	3,2 – 3,5	2,8 – 3,2	1,2 – 1,5	1,5 – 2,2	2,2 – 2,5	-	3,5 – 5,0

Tabella 11.6: Confronto tra diverse tecnologie fotovoltaiche (Fonte: Energy & Strategy Group 2009).

***EPBT (Energy Pay Back Time): tempo necessario al modulo per produrre una quantità di energia pari a quella consumata per la sua fabbricazione (inclusi componenti e semilavorati).**

Anche se restano numerosi i progetti europei VLS PV (Very Large Scale Photovoltaic Systems) con il nuovo vigore di mercati emergenti come quello spagnolo e nazionale, le attività di ricerca e sviluppo si sono focalizzate, oggi, su taglie impiantistiche inferiori per rispondere all'esigenza di potenziare la diffusione del modello di generazione distribuita e promuovere fortemente l'integrazione

architettonica del fotovoltaico nell'edilizia, con gli obiettivi di riduzione dei costi di installazione attraverso l'integrazione della tecnologia solare fotovoltaica su scala ampia, sia in ambito residenziale che industriale.

11.4.2 - FOTOVOLTAICO A CONCENTRAZIONE

Gli impianti fotovoltaici a concentrazione si distinguono da quelli piani essenzialmente per il fatto che la radiazione solare viene concentrata da un opportuno sistema ottico, prima di raggiungere la cella. Tale soluzione tecnologica comporta sia l'impiego di celle a maggior efficienza, sia di un complesso sistema di movimentazione ad "inseguimento" del disco solare.

Il fotovoltaico a concentrazione è una delle opzioni tecnologiche più promettenti per accelerare il processo di riduzione dei costi per la tecnologia fotovoltaica, riducendo il peso del componente fotovoltaico sul costo di investimento dell'intero sistema. Mediante l'uso di ottiche è possibile ridurre l'area delle celle (fino a 1000 volte) con conseguente risparmio di materiale attivo ed altri elementi pregiati, ed utilizzare celle a concentrazione di alto costo per unità di superficie, che realizzano valori di efficienza superiori al 40%, non raggiungibili con le tecnologie tradizionali del fotovoltaico piano.

La progettazione di un sistema fotovoltaico a concentrazione si presenta più complessa se si vuole assicurare lo stesso grado di affidabilità del fotovoltaico convenzionale e, nello stesso tempo, cogliere tutti i vantaggi tecnici ed economici legati alla concentrazione della radiazione solare.

Il progetto PhoCUS (Photovoltaic Concentrators to Utility Systems) di ENEA + finalizzato allo sviluppo di una tecnologia a media concentrazione (200x), per un utilizzo localizzato prevalentemente nelle aree mediterranee tipicamente caratterizzate da una maggiore insolazione diretta (unica radiazione utile per la conversione fotovoltaica nelle applicazioni a concentrazione).

L'approccio point-focus del progetto PhoCUS implica l'uso di lenti rifrattive per concentrare la radiazione solare ed è stato ritenuto il sistema di concentrazione più versatile ed economico per il mercato fotovoltaico.

L'unità PhoCUS di ENEA presso il Centro Ricerche di Portici è in grado di lavorare in maniera autonoma in connessione alla rete in bassa tensione, oppure connessa in parallelo ad altre unità per costituire impianti di potenza fino a 1 MW.

Per quanto riguarda il sistema ricevitore PhoCUS, è stato sviluppato e standardizzato il processo per la realizzazione di una cella solare in c-Si ad alta efficienza: la cella sviluppata ha un'efficienza del 22% a 30 soli ed è in grado di lavorare fino a 130 soli con valori di efficienza superiori al 20%.

Il dispositivo è stato realizzato ottimizzando strutture di tipo convenzionale, basate su processi già presenti presso i laboratori ENEA in Casaccia, perfezionando le prestazioni del dispositivo per la concentrazione, e su tecniche per la realizzazione di antiriflesso e griglia di raccolta sviluppate nell'ambito delle tecnologie sui film sottili presso i laboratori del Centro Ricerche di Portici.

Un approccio innovativo alla concentrazione fotovoltaica è quello proposto dal prototipo di Sistema Dicroico realizzato presso l'Università di Ferrara, costituito da due dischi parabolici (concentratori) ricoperti con opportuni riflettori dicroici progettati per inviare diverse porzioni dello spettro solare su moduli diversi, trattandosi, a tutti gli effetti, di un sistema a doppio concentratore.

La struttura che realizza la condizione ottica di separazione spettrale è costituita da un guscio trasparente in plexiglass, sul cui retro aderisce una speciale pellicola riflettente solo per determinate lunghezze d'onda (colori) della luce, trasmettendo selettivamente le altre. La radiazione riflessa dal primo film viene concentrata su un'area del pannello fotovoltaico, quella trasmessa raggiunge un secondo riflettore che la concentra su una diversa regione del pannello fotovoltaico.

Con tali materiali e riflettori, l'efficienza di conversione può superare il 30% e l'esigua quantità di silicio utilizzato permetterebbe una realistica espansione dei sistemi fotovoltaici.

11.5 - POTENZIALE DI SVILUPPO E BARRIERE ALLA DIFFUSIONE

La disponibilità fisica della fonte solare è teoricamente molto ampia se comparata al fabbisogno nazionale. La stima del potenziale si basa sulla valutazione della effettiva disponibilità di superfici idonee ad ospitare moduli fotovoltaici (decurtata della frazione destinata ad ospitare i collettori solari termici); le considerazioni riportate nel seguito sono tratte da valutazioni riportate nelle pubblicazioni “Il Solare 2009” (GSE, 2010) e “Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Sviluppo per un futuro Low – Carbon”, ENEA 2010).

L’impegno di una quota inferiore al 3% del territorio italiano con impianti fotovoltaici correttamente posizionati in termini di angoli tilt-azimutali dei moduli, coprirebbe, in termini di bilancio annuo, il fabbisogno nazionale di energia elettrica. La fonte in sé non pone dunque vincoli allo sviluppo del fotovoltaico. La penetrazione della tecnologia dipende invece da fattori legati ai costi impiantistici, all’accettabilità dell’impatto paesaggistico ed alla capacità della rete nazionale di trasmissione di accogliere una moltitudine di installazioni fotovoltaiche distribuite.

Resta difficile ed in buona misura arbitrario stimare a priori dei limiti, anche teorici, di penetrazione del fotovoltaico in rapporto alla disponibilità di siti idonei (prescindendo quindi da considerazioni di tipo economico). Si può ritenere che ad aree con destinazione differenziata di utilizzo del territorio, corrispondano differenti caratterizzazioni di impianti fotovoltaici.

In aree urbane, con un’elevata densità di installazioni fotovoltaiche in ambito residenziale, saranno privilegiate le soluzioni impiantistiche di piccola taglia con una funzione legata al risparmio energetico e finanziario.

Nelle aree industriali prevarranno impianti di maggiore dimensione e potenza per ottenere, oltre ad un significativo risparmio energetico, anche una redditività di impresa.

Nelle aree seminative, infine, gli impianti fotovoltaici, oltre al soddisfacimento del fabbisogno energetico, permettono di ottenere reddito attraverso i meccanismi di vendita dell’energia prodotta. A riguardo, l’integrazione del fotovoltaico a terra con le attività agricole e pastorizie nel rispetto delle attività locali, sta dimostrandosi elemento di forte valorizzazione dei terreni.

Per produrre una stima realistica di potenziale a partire dalle superfici utilizzabili (tenendo conto di fattori di esposizione all’irradiazione solare, di fattibilità

tecnologica e capacità industriale nel supportare le forniture di impianti), è conveniente distinguere tra impianti di piccola-media taglia (dal kW a circa un MW), integrati tipicamente su coperture di edifici, capannoni, ecc. , da quelli di potenza maggiore, da immaginare distribuiti su aree marginali del territorio.

Per i primi, può essere stimato un valore orientativo di potenza installata compresa tra 6000 e 12000 MW, oltre il quale la fattibilità potrebbe essere discutibile per ragioni fisiche. Con una producibilità degli impianti fotovoltaici che cresce fortemente dalle 1000 ore equivalenti di funzionamento annuo nel Nord Italia alle 1400 delle regioni più meridionali del Paese (vedi Figura 11.14) è ragionevole presumere una producibilità teorica compresa tra i 7.5 e i 15 TWh/anno.

Ciò è ottenibile con l'impegno di circa 2 m² di copertura fotovoltaica (su tetto o altro) per ogni abitante, con un'efficienza media dei moduli del 10% (tale da realizzare una superficie d'impianto pari a 10m² per ogni kWp).

Per impianti multi megawatt, invece, lo sfruttamento di aree marginali potrebbe essere significativo, data la disponibilità di terreni aridi e non coltivati, tipici delle regioni meridionali ad alta insolazione. Risulta tuttavia complesso valutare le condizioni di accettabilità di una copertura intensiva del terreno per impatto paesaggistico ed alterazione delle condizioni microclimatiche locali.

Con una superficie corrispondente fino a circa lo 0.1% del territorio nazionale (indicativamente, 300 km²) destinata a tale impiego, ne risulterebbe un limite a lungo termine ambizioso e tecnicamente non irrealistico, di circa 10000 MW, realizzabili in un migliaio di centrali VLS di potenza nominale pari a 10 MW, che garantirebbero una producibilità energetica pari a ulteriori 12 TWh.

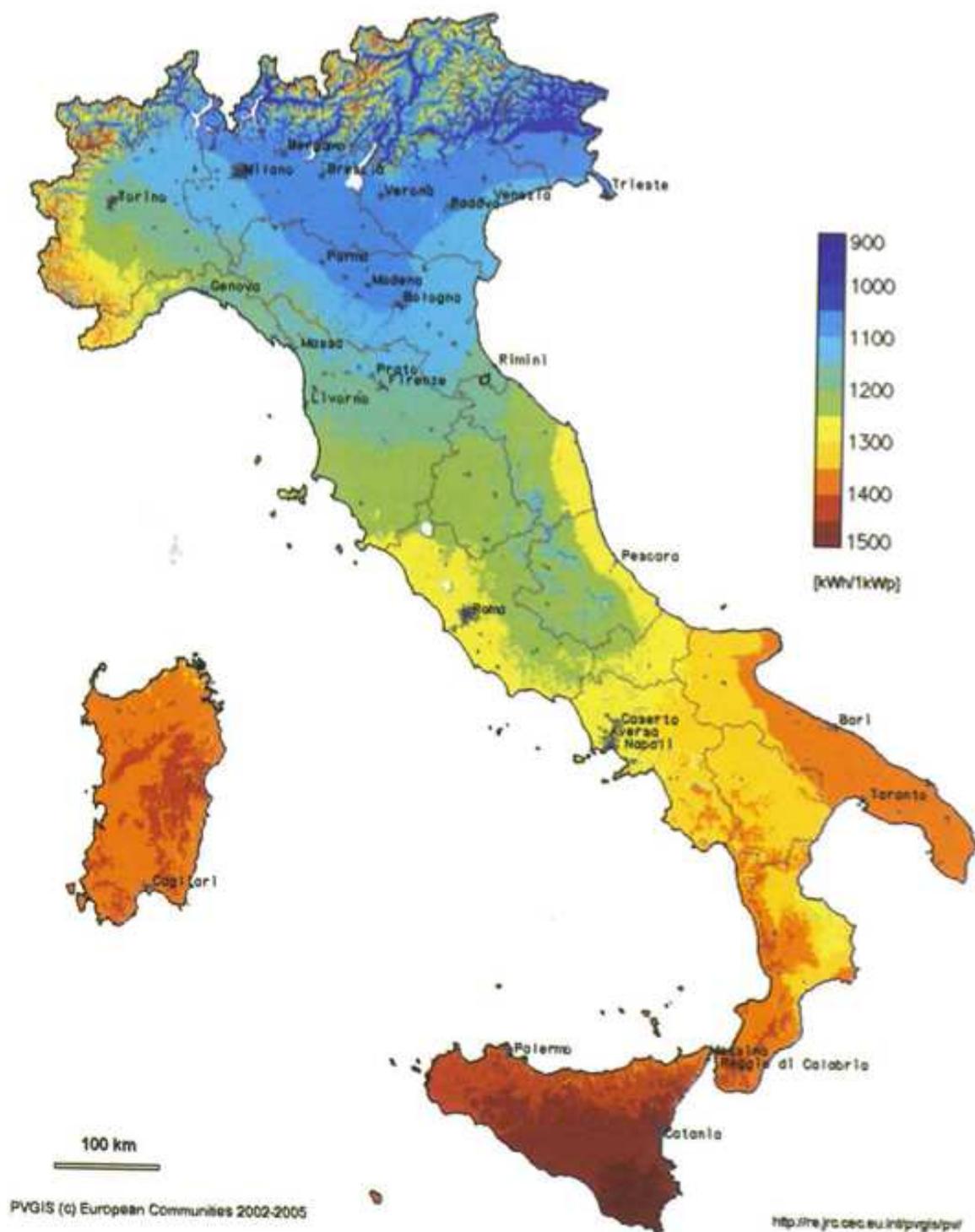


Figura 11.14: Generazione elettrica fotovoltaica per i 1 kWp con angoli di inclinazione ottimali (Fonte: PVGIS – Photovoltaic Geographical Information System; GSE, “Il Solare 2009”; ENEA, “Le Fonti Rinnovabili 2010”)

Per le proiezioni fino al 2030, il potenziale realistico installabile in Italia secondo la Commissione Nazionale per l’Energia Solare è espresso in Tabella 11.7, in considerazione delle diverse tipologie di uso del suolo.

Tipologia di territorio	2005	2015	2020	2030
Tessuto urbano continuo	2090	3440	5620	9720
Tessuto urbano discontinuo	2670	4400	7180	12430
Aree industriali o commerciali	290	900	1520	2710
Reti stradali o ferroviarie	7	20	40	70
Aree portuali	9	30	50	90
Seminativi in aree non irrigue	390	1060	1920	3200
TOTALE POTENZA INSTALLABILE (MWp)	5500	9800	16300	28200

Tabella 11.7: Potenza totale installabile in MWp dal 2005 al 2030 in Italia (Fonte: CNES – Rapporto preliminare sullo stato attuale del fotovoltaico nazionale; GSE, “Il Solare 2009”; ENEA, “Le Fonti Rinnovabili 2010”)

In considerazione dell’esiguità della frazione della superficie che si è supposto destinare alla realizzazione di impianti fotovoltaici, risulta palese che la percentuale di territorio destinabile potrebbe essere ampliata, con un incremento di potenza cumulativa installata ed energia annua prodotta.

Restano tuttavia aperte le complesse problematiche di carattere tecnico e normativo inerenti il trasporto e il dispacciamento dell’energia fotovoltaica sulla rete nazionale di distribuzione, progettata, strumentata e gestita in funzione di un flusso unidirezionale di corrente elettrica (dal produttore al consumatore) ed attualmente inadatta ad accettare e gestire una percentuale rilevante di generazione distribuita con carattere di bi direzionalità.

11.6 - DATI TECNICO – ECONOMICI

L'efficienza di conversione, definita come il rapporto tra l'energia elettrica prodotta ed il totale dell'energia solare incidente per secondo, come detto è uno dei parametri più indicativi delle prestazioni di un pannello fotovoltaico. Tale parametro è inevitabilmente connesso allo sviluppo e, conseguentemente, al costo della tecnologia; una stima aggiornata dei costi e delle efficienze delle differenti tipologie fotovoltaiche, è riportata in Figura 11.15 (Fonte: IEA, "PV Roadmap 2010").

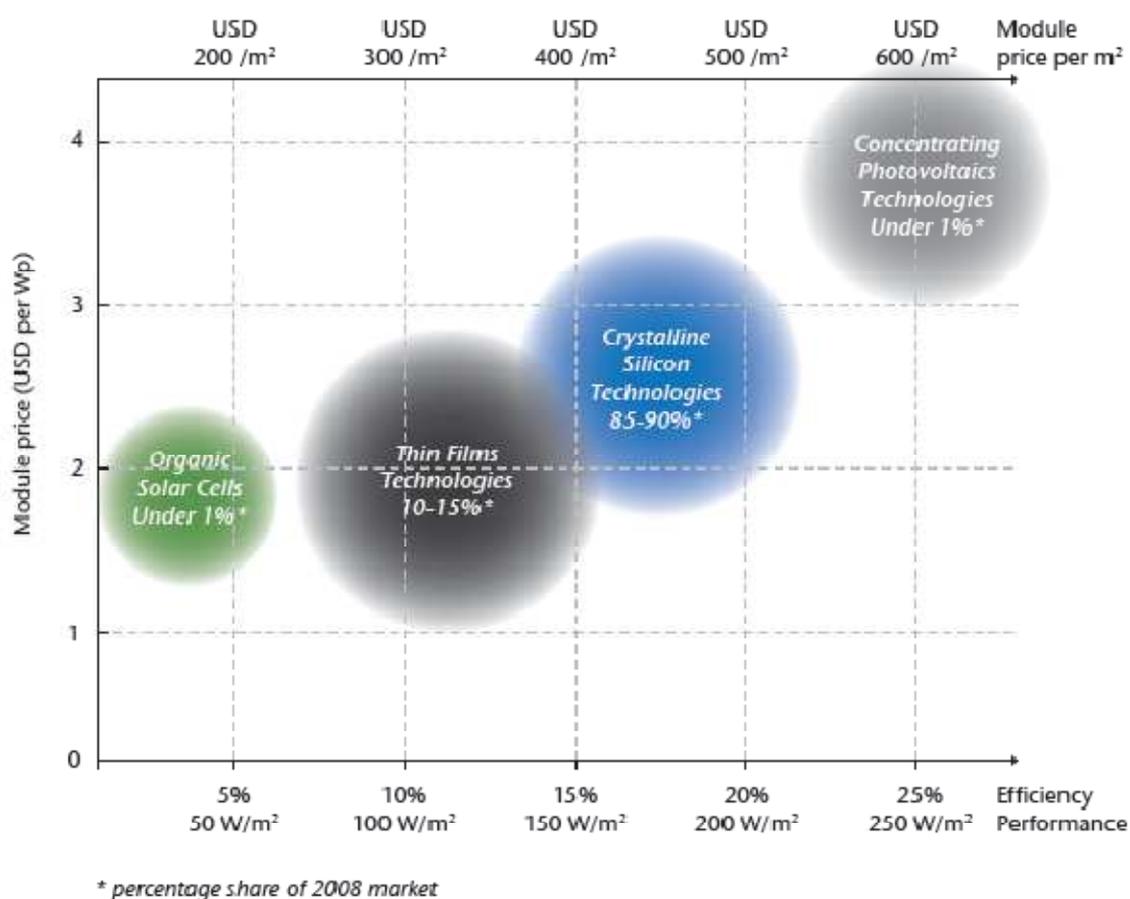


Figura 11.15: prezzi e prestazioni attuali delle differenti tecnologie fotovoltaiche (Fonte: IEA, "PV Roadmap 2010")

La sostanziale riduzione del costo dell'energia prodotta costituisce la chiave di affermazione della tecnologia fotovoltaica: i costi di investimento delle tecnologie fotovoltaiche sono infatti ancora relativamente alti, per quanto, con lo sviluppo della tecnologia e grazie ad un'economia di scala, questi si stiano riducendo rapidamente.

Più nel dettaglio, il costo d'investimento e la producibilità di un impianto sono, di fatto, i principali fattori nella determinazione del costo dell'energia elettrica prodotta: per la tecnologia fotovoltaica, questi, sono sensibilmente legati alle caratteristiche del materiale impiegato ed ai processi di fabbricazione del dispositivo.

Intervenire sul costo del kWh generato, perciò, significa diminuire la spesa di investimento dell'impianto abbattendo il costo di fabbricazione dei moduli ed aumentare l'efficienza di conversione, superando il limite di rendimento attuale dei moduli commerciali.

Grazie allo sviluppo dell'automatizzazione della produzione di serie ed al miglioramento tecnologico, è previsto anche un forte incremento della penetrazione del fotovoltaico negli usi finali, attesa anche la diminuzione dei costi di produzione.

Nella "Technology Roadmap" dell'IEA si stima che entro il 2020 il costo dell'energia elettrica prodotta tramite tecnologia fotovoltaica diventerà competitivo con i prezzi di quella al dettaglio, iniziando da quei paesi dove vi è un buon livello di insolazione e prezzi elevati dell'energia elettrica; bisognerà invece aspettare il decennio successivo per la competitività con il prezzo dell'elettricità all'ingrosso (vedi Figura).

A dispetto dell'attuale monopolio di mercato del silicio cristallino, l'evoluzione dei costi nel lungo termine sarà contraddistinta dai cambiamenti delle tecnologie di mercato a vantaggio di quote crescenti per le tecnologie del silicio amorfo e dei film sottili.

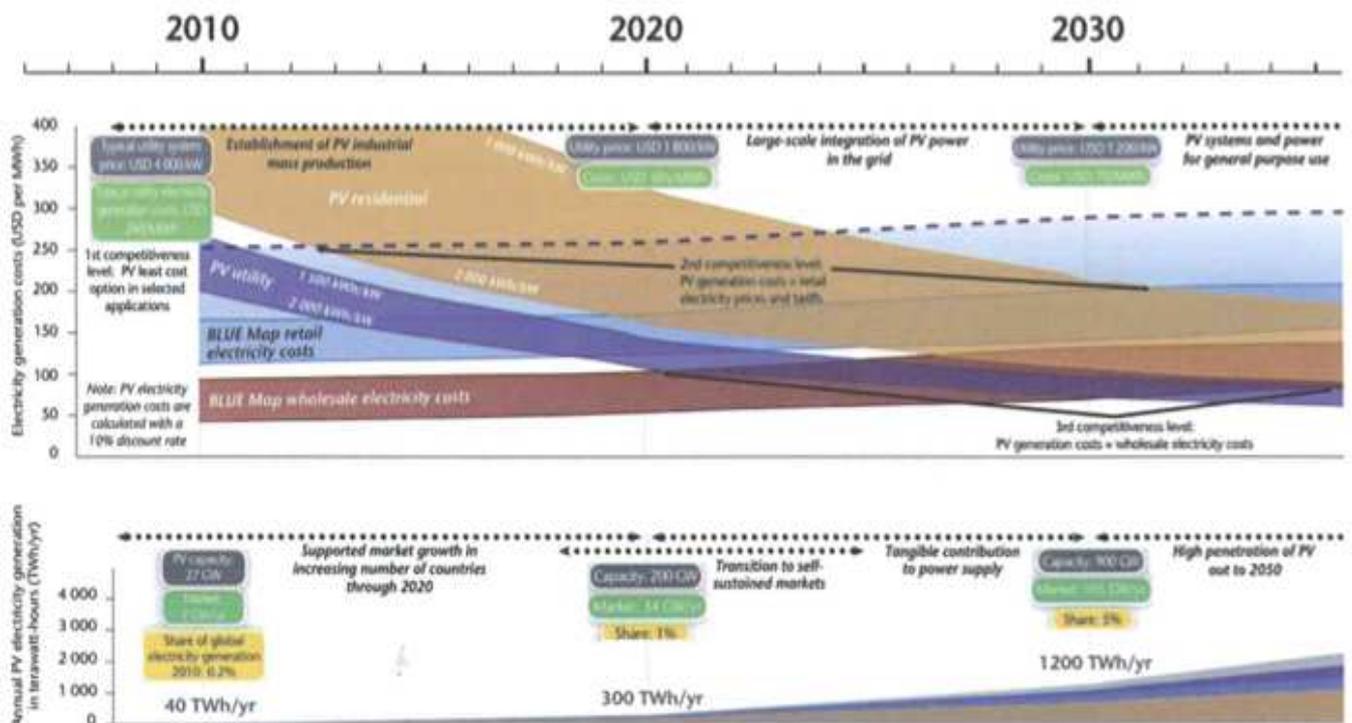


Figura 11.16: Sviluppo del mercato fotovoltaico e livelli di competitività

Attualmente i costi specifici delle forniture, variabili dai 5000 euro/kW dei grandi impianti agli oltre 6500 euro/kW per impianti di piccola taglia in copertura di edifici, renderebbero la tecnologia fotovoltaica non competitiva se esclusa dalla copertura finanziaria dell'incentivazione pubblica della produzione.

Previsioni dell'andamento del costo capitale, esercizio e manutenzione (O&M) e aspettativa di vita degli impianti, sono espresse dal CESI Ricerche e evidenziate nella Tabella 11.8, rispettivamente per tipologie di integrazione su tetto o per grandi centrali a terra.

	Anno	Costo capitale	O&M	Vita	Ore/anno	Costo energia
<i>FONTE</i>		<i>M€/MW</i>	<i>k€/MWanno</i>	<i>Anni</i>	<i>heq</i>	<i>€/MWh</i>
Fotovoltaico tetti	2007	6	50	25	900-1400	508-790
	2015	4	20	25	900-1400	329-512
	2022	2,8	20	30	900-1400	226-352
Fotovoltaico impianti multimegawatt	2007	5	50	25	900-1400	429-668
	2015	3,3	20	25	900-1400	274-426
	2022	2,4	20	30	900-1400	196-305

Tabella 11.8: Caratteristiche e stima dei costi associati alle tecnologie fotovoltaiche in Italia (Fonte: CESI Ricerca; GSE, “Il Solare 2009”; ENEA, “Le Fonti Rinnovabili 2010”)

Nelle applicazioni in connessione alla rete, il costo del modulo incide tipicamente per circa la metà del costo dell'intero impianto installato. Nei sistemi integrati negli edifici, invece, il costo del modulo pesa per circa 2/3 (fonte: CESI Ricerca).

La quota restante di costo degli impianti è occupata dal Balance Of System – BOS, cioè dagli altri componenti di sistema, come l'elettronica di condizionamento e controllo della potenza elettrica, i dispositivi di protezione e d'interfacciamento alla rete e le strutture di supporto del modulo.

Essendo il BOS essenzialmente costituito da componenti di tecnologia matura e considerato che i costi di gestione e manutenzione sono bassi, la diminuzione del costo del kWh prodotto può essere conseguita principalmente attraverso la riduzione del costo del dispositivo fotovoltaico, che è sistematicamente e apprezzabilmente diminuito nel tempo.

Attualmente, il costo dei moduli fotovoltaici standard è pari a circa 3 euro/Wp, e si ritiene che sia destinato a diminuire sensibilmente nei prossimi anni, fino a raggiungere un valore prossimo a 0.5 euro/Wp dopo il 2020. Per raggiungere una penetrazione massiccia del fotovoltaico sul mercato, i costi di investimento totali dei sistemi connessi alla rete dovrebbero scendere intorno ai 1000 euro/kWp.

Il costo medio di fornitura e installazione chiavi in mano è invece compreso tra 6 e 8 euro/Wp nel caso dei sistemi collegati alla rete (costo comunque fortemente variabile con il tipo di integrazione architettonica effettuata sugli edifici).

I sistemi stand-alone sono più costosi a causa del sistema di accumulo elettrico che, peraltro, comporta spese di manutenzione non del tutto trascurabili.

Per i soli impianti connessi in rete, attualmente, con il supporto degli incentivi nazionali ventennali sulla produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, si è favorita in modo determinante la penetrazione della tecnologia fotovoltaica in Italia.

“E’ auspicabile che l’elevato costo complessivo sostenuto dalla collettività, possa incrementare lo sviluppo di una forte industria nazionale dei settori tecnologici per il fotovoltaico” (Fonte: ENEA, “Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon”, ENEA 2010).

11.7 - POLITICHE PER IL SOLARE FOTVOLTAICO

Se, come precedentemente osservato, sul lato occupazionale il raggiungimento del potenziale FV sembra del tutto plausibile, altri fattori portano ad affermare che sono in gioco sfide cruciali e complesse per poter mettere in pratica il potenziale stimato. In tale cornice, giocano un ruolo fondamentale l'evoluzione tecnologica e lo sviluppo normativo e legislativo.

Le seguenti considerazioni sono state tratte dalla pubblicazione ENEA, "Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon" (ENEA, 2010).

Al fine di assicurare, nel prossimo futuro, una massiccia penetrazione del fotovoltaico nella domanda di energia elettrica in Italia, un nodo prioritario è quello tecnologico.

Lo sviluppo di nuove soluzioni permetterebbe, infatti, un drastico abbattimento dei costi di produzione e un miglioramento dell'efficienza di conversione dei dispositivi FV. Ciò non significa, però, che una maggiore diffusione del FV sia subordinata all'adozione di nuove tecnologie. Già oggi, infatti, i prodotti disponibili sul mercato, grazie anche all'incentivazione dell'energia prodotta, devono essere considerati economicamente competitivi per la produzione di energia elettrica. Resta vero, comunque, che innovazioni capaci di immettere sul mercato sistemi a costo contenuto e ad alto rendimento (e quindi più "compatti", poiché necessitano di minore superficie) sono un punto imprescindibile in vista di un contributo rilevante del FV al comparto elettrico del nostro Paese.

Tecnologie alternative al silicio cristallino, come ad esempio i film sottili e le celle organiche, costituiscono un importante campo di ricerca (di base e applicata), anche in virtù della recente scarsa reperibilità di tale materia prima per la realizzazione dei moduli fotovoltaici. Gli scenari recentemente predisposti all'interno dei lavori della Commissione Nazionale per l'Energia Solare, ad esempio, prevedono al 2020 rendimenti medi di conversione pari al 14% per il film sottile, al 17% per il multi cristallino, arrivando fino al 20% per il monocristallino.

Ciò si traduce, in termini di misure politiche, nella necessità di maggiori investimenti, sia sul versante pubblico che su quello privato, al fine di coinvolgere istituti di ricerca e industrie in sinergie virtuose che portino a reali innovazioni.

Oltre al fattore tecnologico, altri aspetti di criticità per l'industria FV, che è necessario affrontare e superare per il raggiungimento degli obiettivi fissati sono: qualità ed affidabilità degli impianti, la variabilità dei prezzi, i problemi autorizzativi e il collegamento alla rete elettrica.

Le procedure autorizzative, allo stato attuale, appaiono lunghe, dall'esito incerto, differenti da Regione a Regione, a volte perfino a livello comunale. Queste complicazioni non trovano giustificazioni tecniche o ambientali, se si tiene conto che anche gli impianti FV montati al suolo, quando correttamente realizzati ed integrati, non apportano alcun impatto sull'ambiente, come emissioni gassose nocive, perdite di liquidi, danni a flora e fauna, e che un completo smantellamento è possibile al termine della vita utile dell'impianto. L'adozione a breve di un testo unico per le procedure autorizzative, che distingua tra le varie tecnologie energetiche rinnovabili, è quindi necessaria. In particolare, gli impianti FV di qualsiasi taglia su tetto e su terreni agricoli, eccezion fatta in presenza di vincoli specifici, dovrebbero essere esenti da valutazioni di impatto ambientale, mentre il procedimento unico dovrebbe essere previsto solo per impianti di grande taglia, ad esempio maggiori di 1 MW_p.

Anche il collegamento alla rete elettrica presenta incertezze di tipo normativo, per risolvere le quali, innanzitutto, l'iter burocratico dovrebbe essere snellito (come accade, ad esempio, in Germania).

Il Gestore della rete, inoltre, dovrebbe essere caricato della responsabilità di ritardi nella connessione, in misura proporzionale alla mancata produzione di energia pulita dovuta a tali inadempienze. Non da trascurare, poi, la formazione dei tecnici di piccole aziende municipalizzate che gestiscono reti locali, poiché spesso competenze, materiali, tempo e personale non sono idonei al compito assegnato.

Un'altra misura efficace, infine, sarebbe la creazione di un servizio *super partes* che possa fornire un parere preliminare sulla fattibilità della connessione, ovvero sulla possibile potenza da installare.

Una visione futura dell'integrazione del FV nella fornitura di energia elettrica non può prescindere dall'adozione di un modello di generazione distribuita. Tale modello prevede unità di distribuzione di taglia medio-piccola (da qualche decina di kW a qualche MW), connesse ai sistemi di distribuzione dell'energia elettrica, con il fine primario di alimentare i carichi elettrici più vicini. I principali vantaggi consistono nella flessibilità delle tecnologie per la generazione distribuita, capaci di produrre potenza in periodi favorevoli e di espandere rapidamente la potenza stessa in risposta a richieste maggiori e nell'usare i generatori esistenti di emergenza per soddisfare le richieste di punta.

Un altro aspetto di estrema rilevanza è la creazione di un “cluster” italiano del FV, che, nella sua configurazione ideale, possieda un know-how di alta qualità e includa tutti gli attori di mercato che formano la catena del FV, dal produttore di componenti del sistema fino al manutentore o, addirittura, ai soggetti incaricati dello smantellamento dell’impianto.

CAPITOLO 12 – IL SOLARE TERMICO

12.1 – INTRODUZIONE ALLA TECNOLOGIA SOLARE TERMICA

Lo sviluppo dei moderni sistemi solari termici per la produzione di calore a media e ad alta temperatura risale agli inizi degli anni '70, sotto la spinta della prima crisi petrolifera. Si possono distinguere applicazioni a bassa ed alta temperatura.

Le applicazioni più comuni e commercialmente più diffuse sono quella a bassa temperatura: si ricorre all'installazione di pannelli solari piani in cui il fluido termovettore è aria oppure acqua e può essere riscaldato ad una temperatura di alcune decine di gradi più elevata rispetto alla temperatura dell'aria ambiente.

Il fluido, circolando a bassa velocità all'interno del fascio tubiero a contatto con una lastra assorbente, si riscalda, favorito da moti convettivi naturali, per poi essere indirizzato verso scambiatori di calore all'interno di serbatoi di accumulo. I pannelli piani sono solitamente installazioni fisse, e pertanto devono essere posizionati verso sud con un angolo ottimale di inclinazione scelto in base all'uso stagionale o annuale dell'impianto.

Oltre ai pannelli piani, è presente anche una tecnologia con collettori sotto vuoto costituiti da tubi chiusi ermeticamente aventi la superficie interna porosa e contenente un mezzo termovettore. Questi, rispetto ai primi, presentano alcuni vantaggi: una migliore efficienza perché hanno una più elevata conducibilità termica nei tubi di calore e minori dispersioni per convezione ed una unidirezionalità dello scambio termico (detta "effetto diodo"), per via della quale il trasporto di calore avviene solo verso lo scambiatore e non viceversa, quindi non ci possono essere perdite di calore quando manca l'irraggiamento solare.

Le principali applicazioni della tecnologia solare termica detta “ad alta temperatura” (vedi esempio in Figura 12.1) riguardano invece:

- Produzione di energia elettrica;
- Dissalazione delle acque marine;
- Alimentazione di processi chimici.

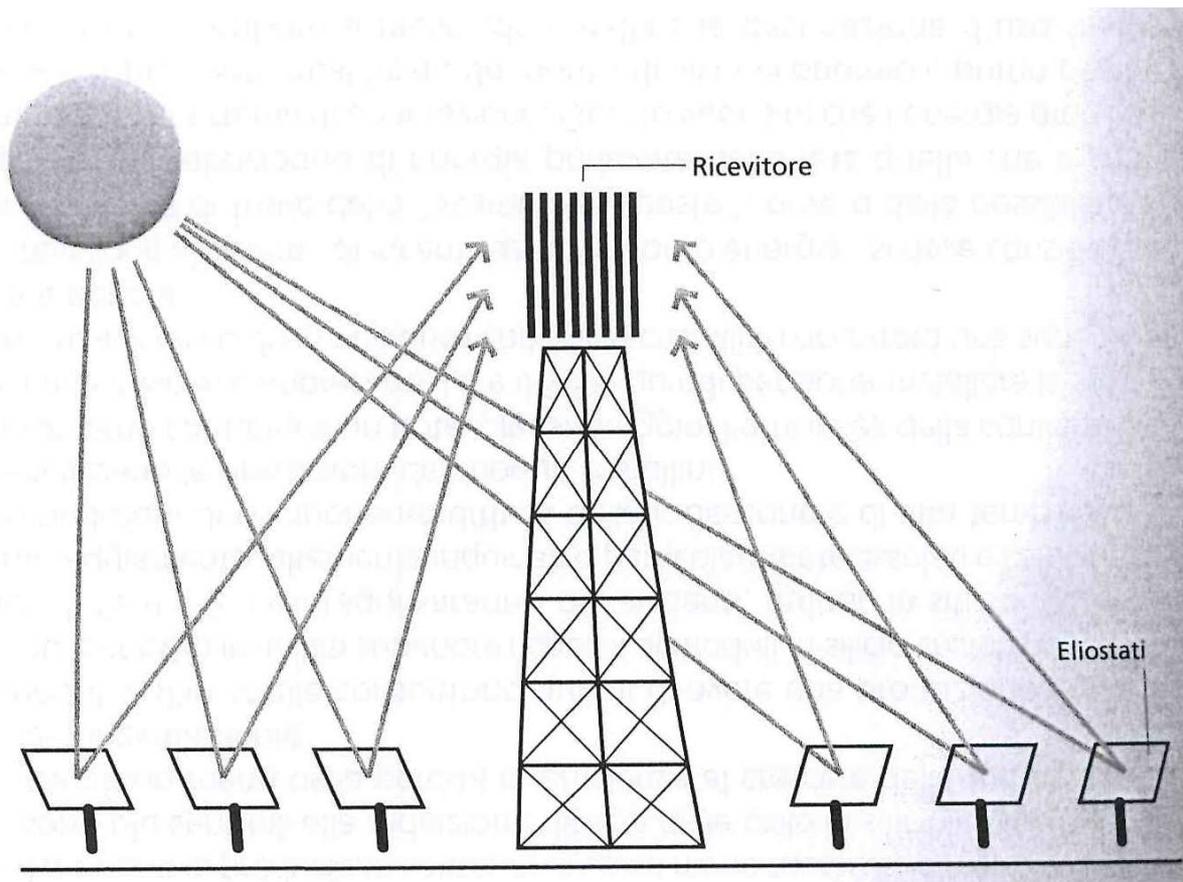


Figura 12.1: Schema di un sistema a torre solare. Il sistema è ad alta temperatura ed è usato per la produzione di energia elettrica (solare termodinamico; Fonte: “Ambiente Italia 2008”)

Il principio alla base di questi sistemi è quello di raccogliere con specchi di ampie dimensioni la radiazione solare, di concentrarla su un ricevitore in grado di trasferire calore ad un fluido termovettore, mediante il quale produrre direttamente calore di processo generalmente sotto forma di vapore o produrre energia elettrica utilizzando componenti impiantistiche tipiche degli impianti convenzionali a vapore, come le turbine.

Questi sistemi, studiati fin dagli anni '70, non si sono affermati per produzioni su vasta scala a causa dei notevoli costi, della non facile manutenzione e dell'impegno significativo di suolo per gli specchi che essi comportano.

Il mercato del solare termico si è attestato tra la fine degli anni '80 e la fine degli anni '90 su 15-20000 m²/anno; dal 1997 questa media si è innalzata notevolmente.

Considerando l'aleatorietà dell'energia solare, tutti i sistemi solari devono essere considerati come sistemi ad integrazione o comunque integrabili con altre tecnologie di generazione elettrica.

Nel caso di generazione solare di acqua calda sanitaria si tratta di considerare la necessità di integrazione con una caldaia di tipo tradizionale nel periodo invernale, a causa dello squilibrio dell'irraggiamento tra estate e inverno.

Il fattore di copertura del fabbisogno termico annuo è la percentuale di energia termica prodotta annualmente da un collettore.

12.2 – TIPOLOGIE IMPIANTISTICHE

In generale, il solare termico a bassa temperatura è una tecnologia matura e consolidata, sia in ambito residenziale nella produzione di acqua calda sanitaria e per uso riscaldamento con impianti operanti a bassa temperatura, sia per la produzione di calore nelle industrie caratterizzate soprattutto da domanda, ancora a bassa temperatura, di energia termica costante. I settori industriali più adatti sono quello alimentare (produzione di calore di processo per essiccazione, sterilizzazione, dissalazione e cottura cibi) e delle bevande (processi di distillazione), tessile, cartario e parte dell'industria chimica.

Nel settore del solare termico le principali tecnologie impiegate sono quelle dei collettori piani vetrati selettivi (FPC, Flat Plane Collector) e dei collettori sottovuoto (ETC, Evacuated Tube Collector).

Le seguenti considerazioni sono state tratte dalle pubblicazioni “Il Solare 2009” (GSE, 2010), “Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un Futuro Low – Carbon”) e da “Ambiente Italia 2008”.

12.2.1 - COLLETTORI PIANI VETRATI SELETTIVI

I collettori piani vetrati selettivi sono una tecnologia diffusa e adattabile per l'ottima resa energetica annua e la disponibilità di un vasto mercato di prodotti. Il principio di funzionamento dei dispositivi si basa sulle caratteristiche del vetro utilizzato di essere trasparente alla radiazione solare e opaco a quella infrarossa emessa dalla piastra assorbente, e sulle proprietà della piastra stessa di assorbire la radiazione solare e contenere le emissioni proprie dello spettro infrarosso.

Ciò determina l'attitudine all'ingresso e all'assorbimento della massima radiazione solare nel collettore e la scarsa capacità della lastra captante e del vetro di copertura di disperdere radiazione infrarossa verso l'esterno del dispositivo. Le prestazioni del collettore migliorano con le caratteristiche di isolamento alle perite termiche.

Nei collettori solari piani ad acqua questo principio è ottimizzato e utilizzato per riscaldare il fluido (acqua o glicole) presente all'interno di un assorbitore piano. Per tipologia di costruzione sono disponibili molte soluzioni distinte per la selettività dell'assorbitore, per l'utilizzo di materiali (rame, acciaio inox e alluminio anodizzato)

ed idoneità all'uso in impianti a circolazione forzata o naturale (questi ultimi meno costosi, più affidabili, ma meno integrabili architettonicamente per la presenza di un serbatoio di accumulo da posizionare più in alto del pannello e nelle immediate vicinanze).

Pur con differenti varianti di mercato, le dimensioni consuete di un collettore piano prevedono ingombri prossimi ai due metri quadrati, con lato più lungo tipicamente di due metri di estensione.

12.2.2 - COLLETTORI SOTTOVUOTO

I collettori sottovuoto, a parità di superficie, presentano in genere un migliore rendimento stagionale, per il sostanziale annullamento delle perdite termiche per convezione e conduzione legate alla presenza di un'intercapedine tenuta sottovuoto spinto. Il calore raccolto da ciascun elemento (tubo sottovuoto) viene trasferito all'utilizzatore essenzialmente in due modi differenti: una tipologia consiste nell'utilizzo di circuiti ad U, all'interno del singolo tubo, entro i quali circola il fluido primario che riscalda e cede l'energia termica all'utilizzatore in un raccordo posto in alto; un'altra tipologia molto diffusa è rappresentata dai tubi di calore cosiddetti "heat pipe" all'interno dei quali è presente un fluido in equilibrio di fase con il suo vapore. Un "heat pipe" realizza uno scambio di calore trasportando delle grandi quantità di energia termica tra due interfacce, calda e fredda, del dispositivo. L'assorbimento di radiazione solare comporta la vaporizzazione del liquido all'interfaccia calda (evaporatore). Il vapore generato si muove verso l'alto cedendo calore all'interfaccia fredda (condensatore).

Se l'"heat pipe" è orientato verticalmente esso è anche chiamato termosifone bifase in quanto il liquido presente all'interno dell'"heat pipe" rifluisce in basso per forza di gravità, generando un flusso di liquido dal condensatore e determinando un processo continuo di trasporto energetico tra gli estremi del tubo stesso, pari al calore latente di vaporizzazione per la portata di liquido evaporata e condensata.

Generalmente i tubi di calore, posizionati nella parte centrale dei tubi di vetro, sono in metallo termoisolante (rame o alluminio) riportanti alettature per incrementare l'assorbimento della radiazione solare.

Questa tipologia di conduttori, in passato indicata principalmente per applicazioni a temperature più elevate di quelle raggiungibili con collettori piani, è adesso largamente commercializzata: costituisce in Cina circa il 90% del mercato locale, caratterizzato da una vendita superiori ai 20 milioni di m²/anno. Con l'immissione

sul mercato di collettori a doppio tubo, la tecnologia sottovuoto sta incontrando un grande successo anche in Italia.

12.2.3 - COLLETTORI IN MATERIALE PLASTICO

Una soluzione tecnica caratterizzata da costi molto bassi ed idoneità ad un impiego prevalentemente estivo è, infine, quella dei collettori in materiale plastico (collettori non vetrati), dove l'assenza di copertura vetrata comporta perdite per convezione troppo elevate per l'utilizzo con le basse temperature esterne invernali: l'acqua da riscaldare percorre direttamente il collettore, evitando i costi e le complicazioni impiantistiche di uno scambiatore. Essa rappresenta pertanto la soluzione ideale per gli stabilimenti balneari, piscine scoperte, campeggi e per tutti gli ambiti residenziali con fabbisogno di acqua calda sanitaria prevalentemente estivo.

La distribuzione della radiazione solare sul territorio nazionale può essere ricavata dalle mappe dell'Atlante Solare Europeo, utili per quantificare, senza ricorrere a programmi di calcolo, il valore dell'energia mensile disponibile che realmente può essere utilizzata da una superficie captante installata su un tetto o su una parete verticale di un edificio. Essa può essere ricavata, inoltre, per qualsiasi sito e inclinazione collegandosi infine al sito dell'ENEA.

Per valutare la produzione di energia termica si possono considerare i valori di riferimento attribuiti ad un m^2 di superficie (esposta a sud con un'inclinazione pari alla latitudine del luogo di installazione dell'impianto) pari agli irraggiamenti di 3.8 kWh/ m^2 /giorno nel Nord Italia, 4.6 kWh/ m^2 /giorno per le regioni centrali e 5.0 kWh/ m^2 /giorno per il Sud. Con un rendimento di impianto compreso fra il 40% ed il 45%, valori mediamente accettabili delle più comuni installazioni impiantistiche, si ottiene una produzione complessiva annua compresa tra i 550 ed i 750 kWh/ m^2 .

Come si è visto, sebbene la risorsa solare, in termini di radiazione emessa dal sole, è presente in grande quantità e sia di fatto inesauribile, bisogna tuttavia notare come l'energia effettivamente sfruttabile, ad esempio mediante le tecnologie appena considerate, sia limitata.

12.3 - STATO ATTUALE A LIVELLO MONDIALE ED EUROPEO DELLA TECNOLOGIA SOLARE TERMICA

Il mercato mondiale del solare termico è in forte crescita: nel 2005 ha raggiunto un installato pari a 120000 MWth, concentrati per il 44% in Cina, il 17% negli Stati Uniti e il 10% nell'Unione Europea. Con una crescita media del 44.3%, nel 2006 il mercato europeo del solare termico ha registrato una crescita estremamente marcata, con una vendita annua superiore a 3 milioni di m² di collettori (per l'88% collettori piatti), equivalenti a una capacità aggiuntiva di 2160 MWth.

In Europa, ben il 49% dei consumi finali riguarda l'energia termica (di questo 49%, il 34% riguarda il solo calore alle basse temperature), e ben il 61% dei fabbisogni totali di calore alle basse temperature riguardano il settore residenziale.

Per quanto riguarda la produzione di calore e freddo, fissato dalla c.d. Direttiva 20 20 20 (2009/28/CE) è chiaro che con questa premessa, l'industria Europea del solare termico potrà dare un contributo significativo al raggiungimento dell'obiettivo di una quota pari al 20% di utilizzo di energie rinnovabili sul consumo finale di energia entro il 2020.

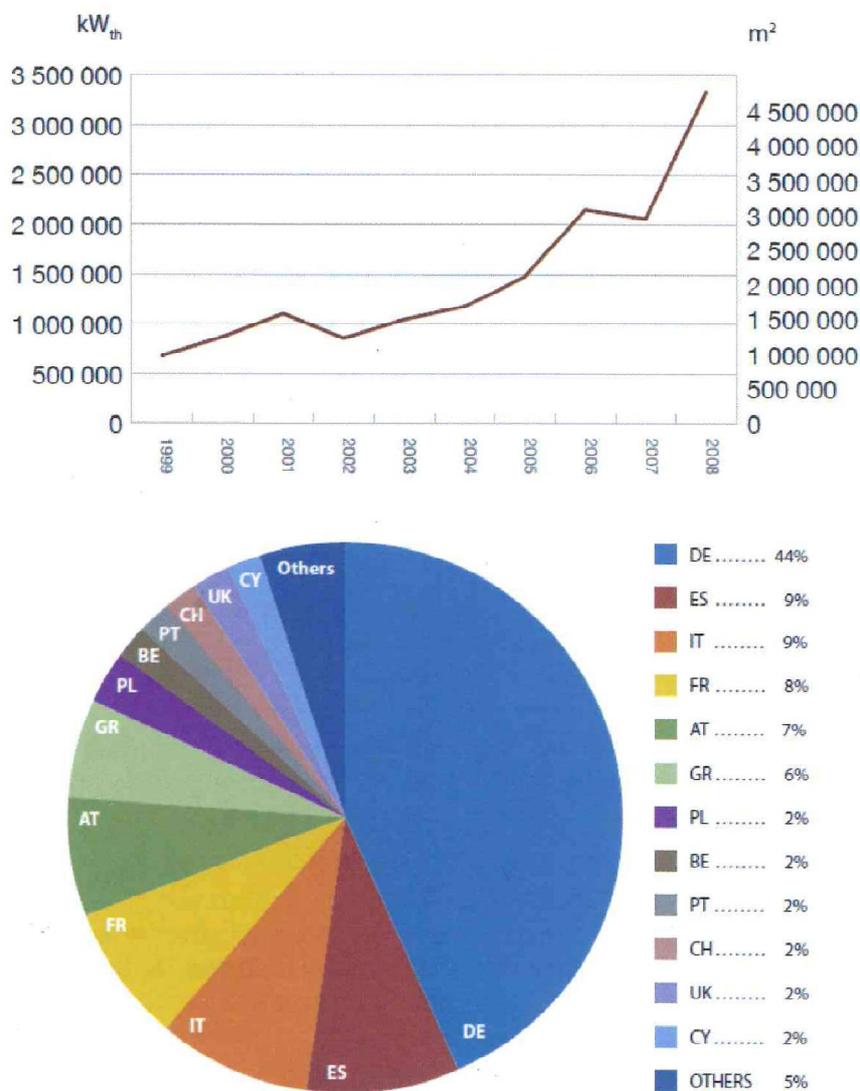
Sulla base dei dati pubblicati da ESTIF (European Solar Thermal Industry Federation) nell'ambito della Quarta Conferenza Internazionale dell'energia solare termica (ESTEC 2009), il mercato europeo del solare termico ha registrato negli ultimi due anni una crescita del 100%, e solo nel 2008 sono stati installati 4.75 milioni di m², pari a 3.3 GWth (vedi Figura).

La crescita è stata trainata sia dalla maggiore competitività economica del solare termico, sia dalla presenza di più efficaci programmi di incentivazione. Alla fine del 2006 il totale delle installazioni solari operative nella sola UE superava i 20 milioni di m², più del doppio rispetto al parco installato nel 2000, e questa cifra ad oggi si è incrementata di circa il 34%.

Attualmente, infatti, in tutta Europa sono installati in totale più di 27 milioni di metri quadrati di collettori solari termici (19.1 GWth), di cui quasi il 50% in Germania.

Il mercato tedesco continua ad essere quello più sviluppato (44% del mercato europeo). Nel solo 2008 in Germania si sono installati 2.1 milioni di m², pari a 1.5 GWth, con una crescita rispetto al 2007 del 120%. Italia e Spagna detengono ciascuna il 9% del mercato europeo. La Spagna ha visto una crescita nel 2008 del 58%, con un mercato ormai solidamente sostenuto dal cosiddetto "obbligo solare"

nei nuovi edifici. Seguono la Francia con l'8%, l'Austria con il 7% e la Grecia con il 6%.

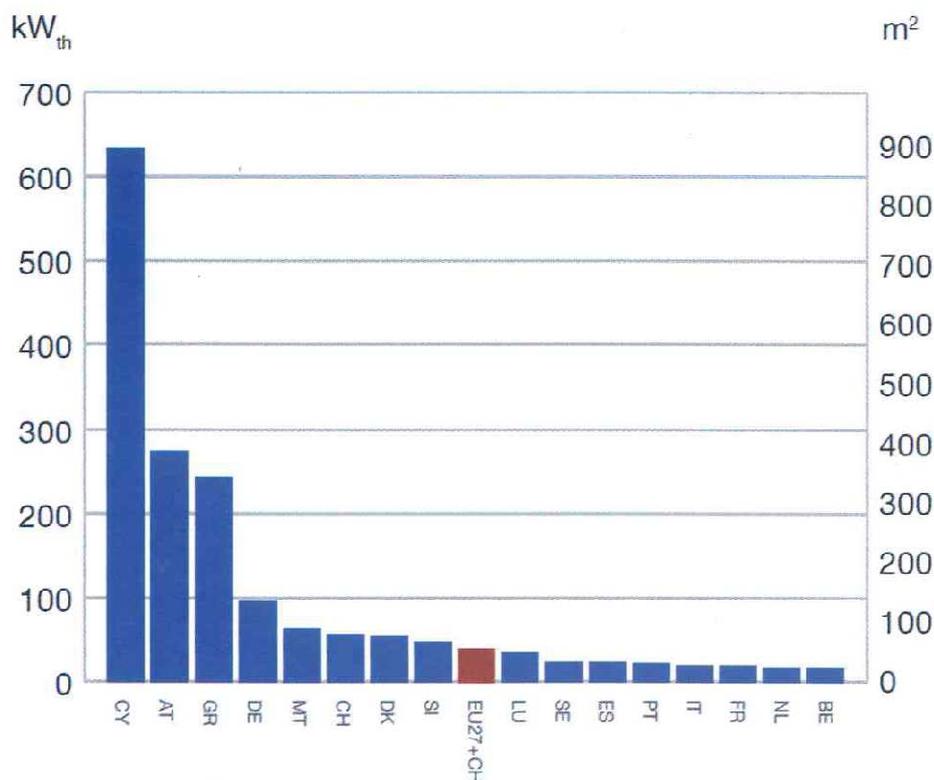


Fonte: ESTIF, 2009

Figura 12.2: mercato solare termico europeo (UE 27 e Svizzera). Anno 2008

Il dato però che aiuta a capire meglio il livello di sviluppo del mercato solare termico nei diversi Stati membri è la superficie dei collettori installati per abitante.

Austria e Grecia si aggirano intorno ai 250-270 kWth/1000 abitanti, la media europea è pari a 38 kWth/1000 abitanti, mentre l'Italia si trova nettamente al di sotto della media europea con 18 kWth per migliaia di abitanti (vedi Figura 12.3).



Fonte: ESTIF, 2009

Figura 12.3: Potenza e superficie installata per migliaia di abitanti. Anno 2008

Come si nota, la distribuzione territoriale della tecnologia è molto variabile, anche (ma non solo) in funzione delle condizioni climatiche.

I dati riferiti alla distribuzione della tecnologia per migliaia di abitanti, possono fare riferimento anche alla superficie pannellata; anche in questo caso, il valore massimo si registra a Cipro (quasi $900 m^2$ per 1000 abitanti), seguita sempre con valori molto elevati dall'Austria ($390 m^2$ per 1000 abitanti) e dalla Grecia ($330 m^2$ per 1000 abitanti). Sopra i $100 m^2$ si colloca anche la Germania. Valori molto più bassi caratterizzano invece i principali paesi mediterranei, tutti sotto i $20 m^2$: Spagna ($25 m^2$ per 1000 abitanti), Italia ($20 m^2$ per 1000 abitanti) Francia ($19 m^2$ per 1000 abitanti). Molti paesi nordici (Danimarca, Svezia, Olanda) sono tra 30 e $70 m^2$ per 1000 abitanti.

L'Italia (i cui dati sono stati oggetto di una revisione che ha mostrato una diffusione del solare superiore alle precedenti stime) mostra un tasso di crescita inferiore rispetto a quello di altri paesi "in ritardo", come la Francia.

12.4 - SVILUPPO ATTUALE A LIVELLO ITALIANO DELLA TECNOLOGIA SOLARE TERMICA

Per quanto riguarda l'Italia, la prima rilevazione statistica diretta, effettuata dal Centro Studi Solarexpo, relativa al mercato solare termico in Italia nel 2006, ha evidenziato una situazione decisamente positiva. Il principale dato messo in evidenza dallo studio, supportato da diversi sponsor tra i quali Assolterm, è stato il mercato italiano complessivo del solare termico nel 2006: 130 MWth, vale a dire 186000 m². Gli autori dello studio hanno ritenuto, alla luce di tale dato, di dover rivedere e correggere le cifre relative al mercato degli anni precedenti, in quanto largamente sottostimate.

Assolterm ha recentemente avviato un progetto triennale di rilevazione dei dati di mercato. L'intenzione è quella di realizzare indagini semestrali che permettano di mettere in evidenza i trend del mercato del solare termico in Italia in termini di totale installato e fatturato, dettagliato per le diverse tipologie di collettori e di tecnologie utilizzate. E' stato previsto quindi un questionario essenziale e snello che viene inviato alle aziende, le quali poi inviano la risposta a una "parte terza" a garanzia della privacy.

Ad oggi sono state realizzate le prime due indagini che gettano luce sul mercato degli ultimi due anni (la prima indagine ha riguardato tutto il 2007 e il primo semestre del 2008, mentre la seconda il secondo semestre del 2008). Le indagini hanno coinvolto una ventina di aziende che, insieme, rappresentano circa l'80% del mercato italiano.

Da un'elaborazione dei risultati di questi due studi, emerge che il mercato italiano del solare termico ha raggiunto nel 2007 il considerevole livello di 231 MWth installati, pari a 330000 m², con una crescita rispetto al 2006 del 77%. Per quanto riguarda il 2008, sono stati installati 421000 m², pari a 295 MWth (vedi Figura 12.4). Il totale installato a fine 2008 ha superato 1 GWth, pari a 1.5 milioni di m² installati,; a fine 2009 il totale installato ha raggiunto 1.33 GWth, pari a 1.9 milioni di m² installati.

A fronte di tale trend positivo, va però detto che l'industria italiana del solare termico ha un grado di dipendenza dall'estero elevato: la domanda di collettori solari nel 2006 è stata coperta per il 77% dalle importazioni europee ed extraeuropee e solo per il 23% dalla produzione nazionale (la quale, comunque, esporta, dato rilevante, il 16% dei propri prodotti all'estero).

Questo elevato grado attuale di dipendenza dalle tecnologie importate apre un'interessante opportunità di fare dello sviluppo del solare termico un obiettivo di politica energetica e ambientale ed una leva di politica industriale strategica per il Paese.

In tutto sono 60 gli operatori, tra produttori italiani e distributori di prodotti stranieri, in grado di fornire sistemi solari termici in Italia.

Grande influenza sul mercato ha avuto inoltre la scelta di grandi aziende produttrici e imprese termoidrauliche di investire fortemente nel settore, a testimonianza di una forte aspettativa di crescita da parte degli operatori italiani.

La ritrovata attenzione verso la tecnologia del solare termico in Italia da parte dei media e degli utenti finali, ha avuto, negli ultimi due anni, il sostegno di uno schema di incentivazione decisamente interessante, quale è la detrazione fiscale del 55% per gli interventi di riqualificazione energetica negli edifici, tra cui l'installazione di pannelli solari "per la produzione di acqua calda per usi domestici o industriali".

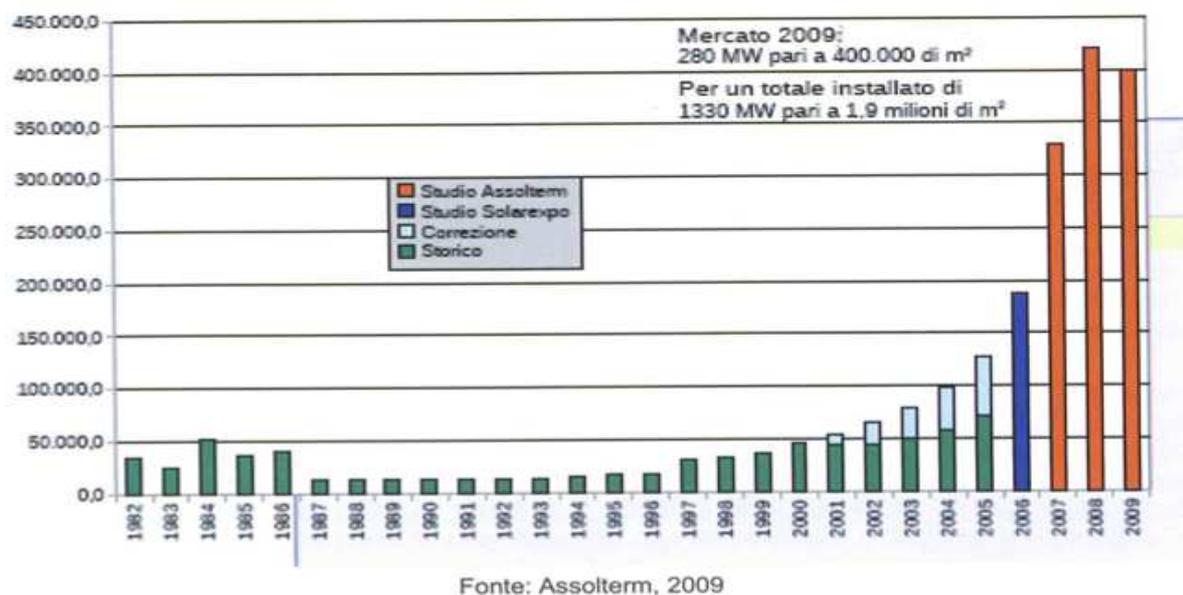


Figura 12.4: il mercato del solare termico in Italia (1982-2008 (Fonte: ENEA, “Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low - Carbon”))

I risultati per quanto riguarda il 2007 e il 2008 sono stati interessanti: circa 60000 domande pervenute all'ENEA per un totale stimato di circa 300000 m² installati in due anni. E' una misura che, nei suoi primi due anni di applicazione, ha rappresentato, quindi, un valido aiuto ai cittadini che vogliono riqualificare le proprie abitazioni mirando al risparmio energetico oltre che economico, e alle imprese dei diversi settori coinvolti tra cui quello del solare termico; tutto questo in un'ottica di gestione più sostenibile del nostro sistema abitativo che, come è ormai assodato, rappresenta ben il 45% della domanda energetica nazionale.

12.5 - PROSPETTIVE TECNOLOGICHE E R&S

Il settore delle tecnologie solari termiche è attualmente caratterizzato da un elevato tasso di crescita della domanda di prodotti maturi, affidabili e performanti, per le applicazioni tipiche di fornitura di acqua calda sanitaria e riscaldamento delle piscine.

Le considerazioni seguenti sono tratte dalla pubblicazione “Ambiente Italia 2008” e dai Capitoli dedicati alle prospettive tecnologiche di tale fonte.

Le più interessanti prospettive di sviluppo tecnico e tecnologico si riscontrano nelle applicazioni impiantistiche industriali di grandi dimensioni: l'Action Plan del governo italiano del 9 Settembre 2007 prevede al 2020 un installato di 17.5 milioni di m² puntando molto su applicazioni solari di grandi dimensioni unitarie.

Un'applicazione di interesse rilevante è rappresentata anche dal raffrescamento solare che rappresenta una frontiera strategica per la diffusione della tecnologia.

La quasi totalità degli impianti solari termici installati in Italia sono sistemi di piccola taglia, sotto i 30 m² di superficie di collettori, utilizzati per la produzione di acqua calda sanitaria in edifici residenziali. Tra questi si distinguono diversi esempi di impianti combinati (produzione di acqua calda sanitaria e riscaldamento degli ambienti) localizzati prevalentemente nelle regioni settentrionali della penisola: questa applicazione si presta meglio per zone climatiche rigide, risultando tuttavia difficile o complessivamente anticonveniente superare una frazione solare dal 35 al 40% per il riscaldamento ambiente.

In effetti l'utilizzo dei collettori solari per il riscaldamento degli ambienti, specie in zone climatiche quali il centro e il sud Italia, non è energeticamente ed economicamente sostenibile dato che i collettori fornirebbero energia utile per pochi mesi. Lo scenario cambia radicalmente se i collettori utilizzati d'inverno per il riscaldamento, d'estate alimentano un impianto di raffrescamento con macchine ad assorbimento, ad adsorbimento o ad essiccante solido a liquido, con uno sfruttamento del campo solare esteso all'intero anno oppure si ricorre per il riscaldamento agli accumuli stagionali che utilizzano l'energia disponibile durante il periodo estivo. Il vantaggio energetico dei sistemi con accumulo stagionale vale anche per le zone più rigide. Ovviamente l'accumulo stagionale comporta costi elevati.

Per quanto riguarda invece la suddivisione del totale dei collettori solari installati per tecnologia, si può rilevare come i collettori piani costituiscano l'84% dell'installato italiano, i dispositivi a tubi sottovuoto il 14%, mentre i collettori non

vetrati il restante 2% (Fonte Centro Studi Solarexpo). Circa la tipologia di schema idraulico di sistema, gli impianti a circolazione forzata (tradizionale e a svuotamento) coprono circa i 2/3 del totale della superficie di collettori venduta, a fronte dell'1/3 di quelli a circolazione naturale, tipicamente utilizzati per la sola produzione di acqua calda sanitaria.

Il prezzo del collettore non incide in modo rilevante sul costo complessivo dell'impianto installato, sul quale influisce molto, al contrario, il costo dell'opera di installazione che è strettamente dipendente dal tipo di integrazione strutturale che si realizza, dalla taglia impiantistica e della complessità dell'integrazione sulla rete termoidraulica esistente.

L'incremento attuale dei costi di alcune materie prime come il rame e l'acciaio inox hanno inciso in modo decisivo sul prezzo dei collettori. In particolari, le componentistiche importate come gli assorbitori e lo stesso vetro sono caratterizzate da costi che dipendono totalmente da produttori e dinamiche di mercati esteri.

La tecnologia solare termica è consolidata, ma ci sono dei margini interessanti di miglioramento sul prodotto in termini di abbattimento di costi, di incremento di rendimento dei collettori, del miglioramento dell'idraulica e non ultimo il superamento dei molti vincoli posti dalle integrazioni architettoniche più spinte in ambito urbano. Le applicazioni di raffrescamento solare degli ambienti, poi, costituiscono un settore molto promettente che necessita di accreditarsi competitività economica, nonché maturità tecnica.

La European Solar Thermal Technology Platform (ESTTP) ha tracciato come raggiungibile al 2030 uno scenario che vede una significativa diffusione europea dell'integrazione del solare termico sia nelle singole unità abitative che in grandi distretti urbani assistiti in teleriscaldamento con accumulo termico stagionale, in cui gli impianti solari termici serviranno reti di utenze residenziali e industriali con servizio di raffrescamento.

12.5.1 - SISTEMI SOLARI DI TELERISCALDAMENTO

“In aree ad alta densità di edifici o applicazioni in cui manca il bilanciamento tra domanda di calore e possibilità tecnica di installazione dei collettori, i sistemi di riscaldamento distrettuali possono coprire una buona quota del fabbisogno termico tramite l'energia solare” (Fonte: “Ambiente Italia 2008”).

I sistemi di teleriscaldamento assistiti da generazione termica solare sono caratterizzati in genere, da economie di scala per le quali si riducono i costi all'aumentare della taglia impiantistica e del numero di contratti di servizio calore.

La loro competitività procede di pari passo con lo sviluppo dei grandi collettori preassemblati in strutture di copertura pronte alla posa. Per questi sistemi, come per le integrazioni di sistemi solari combinati con centrali termiche a biomassa mediante reti centralizzate di trigenerazione distrettuale, sono necessari molti sforzi di ricerca e sviluppo di soluzioni di sistema, conseguibili da esperienze ottenute unicamente su progetti dimostrativi. In questo senso, lo sviluppo del settore del teleriscaldamento solare può essere raggiunto unicamente con la sinergia tra concreta installazione degli impianti, monitoraggio prestazionale e continua ottimizzazione degli stessi da un lato e realizzazione di azioni di accompagnamento per la ricerca ed il trasferimento industriale dei risultati dall'altro.

I grandi accumuli stagionali all'interno dei distretti urbani sono necessari per immagazzinare in larga misura la disponibilità di calore estivo generabile tramite il solare termico e bilanciare lo sfasamento di produzione tra estate e inverno. Questi volumi termici beneficiano di un minore rapporto superficie/volume e quindi di minori perdite di calore rispetto ai piccoli sistemi di accumulo stagionale installabili presso singole abitazioni. I primi impianti dimostrativi di grandi accumuli stagionali sono installati nel Centro e nel Nord Europa: accumuli acquiferi, di profondità e di superficie.

Il Programma Tedesco di Ricerca e Sviluppo SolarThermie-2000 ed il suo successore SolarThermie-2000Plus, sostenuti dal Ministero dell'Ambiente e dall'Agenzia Nature Conservation and Nuclear Safety (BMU), hanno sostenuto dal 1993 ad oggi la realizzazione di molti impianti solari termici ad accumulo stagionale di tipo dimostrativo aprendo uno dei percorsi europei più virtuosi per cooperazione tra industria solare termica, imprese di costruzioni, pubbliche amministrazioni ed istituti di ricerca.

Uno tra questi, il progetto Crailsheim-Hirtenwiesen (Tabella 12.1), ha iniziato la fase di cantierizzazione prima dell'estate 2007, dichiarando un costo unitario del kWh termico prodotto per conversione da fonte solare di 19 cent di Euro (al netto di IVA ed incentivi economici). Il distretto ha recentemente visto trasformare un dismesso insediamento militare in un nuovo quartiere residenziale, con il progetto ambizioso di dimezzare le emissioni di gas climalteranti prodotte in loco, con le più innovative soluzioni tecnologiche per accumulo termico in essere e/o allo studio attualmente in Europa. La riqualificazione degli edifici residenziali, ha consentito un massiccio inserimento di collettori solari a tubi sottovuoto sulle coperture degli edifici e l'installazione di una rilevante potenza termica solare disposta sulla barriera antirumore prevista a separazione del centro abitato dalla zona industriale.

L'accumulo termico progettato per l'area di Crailsheim è un accumulo termico in pozzi trivellati (Borehole Thermal Energy storage – BTES), ottenuto dal posizionamento di numerosissimi scambiatori termici verticali idraulicamente collegati, all'interno di perfori. La struttura dell'accumulo termico è isolata sulla sommità superiore per prevenire le principali perdite termiche per effetto dei gradienti di temperatura invernali.

Il layout dell'accumulo di Crailsheim—Hirtenwiesen è cresciuto modularmente fino alla configurazione attuale, caratterizzata da 90 perfori con una profondità massima di 60 m.

L'intero volume cilindrico dell'accumulo presenta una distribuzione termica stagionale che varia da un massimo di oltre 90° durante i cicli di carica estivi, ad un minimo di 20 C° al termine dei periodi di riscaldamento invernali. A fine settembre, la temperatura dello stoccaggio è stabilmente intorno ai 65°C.

Progetto	Superf. collettori	Tipologia accumulo	Volume	Temperatura progetto	Realizz.
	<i>m²</i>		<i>m³</i>	<i>°C</i>	<i>Anno</i>
Hamburg-Bramfeld	3.000	Struttura in CLS con rivestimento in acciaio	4.500	95	1996
Friedrichshafen-Wiggenshausen	4.050 (5.600)	Struttura in CLS con rivestimento in acciaio	12.000	95	1996
Hannover-Kronsberg	1.350	Struttura in CLS privo di rivestimento	2.750	95	2000
Minich-Ackermannbogen	2.900	Sezioni prefabbricate in CLS e rivestim. acciaio	5.700	95	2007**
Solaris-Chemnitz	540*	Pozzo con acqua/ghiaia e rivestimento plastico	8.000	85	1997
Steinfurt-Borghorst	510	Pozzo acqua/ghiaia con doppio rivestim. plastico	1.500	90	1998
Eggenstein-Leopoldshafen	1.500	Pozzo con acqua di riempimento e rivestim. plastico	3.000	90	2007**
Neckarsalum-Amorbach	5.470 (6.000)	Pozzi trivellati con condotti in PB	63.300	85	1997
Crailsheim	5.470 (7.300)	90 pozzi trivellati con condotti in PEX***	37.500	85	2007*
Rostock-Brinckmanshohe	1.000	Acquifero naturale di superficie	20.000	50	2000
Attenkirchen	800	Perfori con accumulo interno in CLS	10.000	85	2002

*Tubi sottovuoto **Impianti pianificati ***Polietilene reticolato

Tabella 12.1: Impianti solari dimostrativi ad accumulo termico in Germania (Fonte: "Ambiente Italia 2008")

Lo schema idraulico di teleriscaldamento assistito da generazione termica solare ed accumulo stagionale realizzerà a regime la copertura, da fonte solare, del 50% del fabbisogno termico residenziale del distretto Crailsheim, stimato in 4100 MWh/anno, su un consumo energetico complessivo dell'intera cittadina di 1623 GWh/anno (Fonte: MUSEC, Progetto Multiplying Sustainable Energy Consumption, "Energy Baseline Assessment for Crailsheim").

Resta evidente la forte complessità di simulazione dinamica del comportamento termoidraulico di sistemi solari di termo riscaldamento ed i forti costi di ingegnerizzazione dei progetti con particolare riferimento agli accumuli stagionali che richiedono ancora l'ottimizzazione dei processi di posa degli scambiatori per la riduzione dei costi complessivi.

12.5.2 - PRODUZIONE DI CALORE DI PROCESSO PER L'INDUSTRIA

Ciò è tecnicamente ed economicamente conveniente per settori industriali e processi specifici nei quali ci sia continua e costante richiesta di calore a bassa temperatura e media temperatura (fino a 250°C) e si effettiva la possibilità tecnica di inserimento del sistema solare nel processo industriale esistente. A basse temperature, il calore può essere sfruttato nell'ambito alimentare e delle bevande, in processi di lavaggio e sterilizzazione (bottiglie, contenitori), cottura dei cibi, pastorizzazione del latte, fermentazione dell'alcool, in quello tessile nella pigmentazione e lavaggio dei vestiti, in quello cartiero per l'essiccazione dei prodotti e dei trattamenti chimici.

Una frazione significativa del calore necessario a questi processi è richiesto a temperature inferiori a 200°C, operativamente supportabili da integrazione mediante sistemi solari con collettori piani o a tubi evacuati per le temperature più basse e con collettori parabolici ad inseguimento per le temperature più elevate.

Gli impianti solari termici per la produzione di calore di processo censiti al livello mondiale sono 86 per una capacità complessiva di circa 24 MWth (34000 m² di collettori ripartiti in potenze termiche da pochi kW fino a installazioni di 800 kW) e prevalentemente ubicati in Austria, Grecia, Spagna, Germania, Stati Uniti e Italia.

Circa 60 di questi impianti forniscono calore a temperature minori di 100°C, poi utilizzato tra 20°C e 90°C per la produzione di acqua calda di processo, per il

preriscaldamento delle portate di alimento di generatori di vapore o per il riscaldamento ed il raffrescamento degli ambienti.

Temperature così limitate consentono l'utilizzo dei collettori solari termici commerciali piani vetrati selettivi (FPC), anche se, soprattutto in impianti di grande taglia, si rileva l'uso di collettori parabolici lineari ad inseguimento monoassiale dove il loro impiego è economicamente giustificato.

12.5.3 - SOLAR COOLING

La climatizzazione solare (autonoma e/o assistita) è una delle più promettenti applicazioni del solare termico, consentendo un risparmio d'energia primaria rilevante. I sistemi per la produzione di servizi di raffreddamento sono adatti all'uso dell'energia solare, grazie alla correlazione esistente tra la disponibilità e la domanda di climatizzazione estiva. Raffreddamento solare e climatizzazione sono settori maturi ma che offrono ancora un vasto potenziale per l'innovazione.

Le attività di ricerca attuali sono volte a migliorare i sistemi di controllo, di accumulo termico ed i mezzi termo vettori, nonché ad ottenere unità più efficienti e compatte: lo sviluppo di macchine per il raffreddamento ad energia solare di piccola taglia (tra i 2 e i 7 kWth) può divenire la soluzione ambientalmente più vantaggiosa per assecondare la crescente richiesta di condizionatori elettrici decentralizzati di piccola taglia, coprendo simultaneamente la domanda di riscaldamento e climatizzazione.

In generale, le tipologie di macchine più promettenti da abbinare al solare sono le seguenti:

- Macchine a bromuro di litio: con acqua che funge da refrigerante e il bromuro di litio da assorbente, a semplice e doppio effetto. In questo caso il refrigerante è completamente libero da problematiche di impatto ambientale. Le macchine a semplice effetto ottimizzate per il solare funzionano con temperature al generatore intorno ai 75-90 °C e con un coefficiente di prestazione COP (Coefficient Of Performance) intorno a 0.7. Le macchine a doppio effetto raggiungono COP intorno a 1.15, ma con temperature intorno ai 150 °C e quindi, mentre nel primo caso possono essere utilizzati collettori piani o sottovuoto, nel secondo caso sono necessari collettori parabolici a debole concentrazione. E' da notare inoltre che le macchine a bromuro di litio non sono reversibili e quindi l'energia termica necessaria per l'eventuale climatizzazione invernale deve essere fornita direttamente dai collettori;

- Macchine ad assorbimento ad acqua e ammoniaca: in questo caso la sostanza assorbente è l'acqua mentre la sostanza refrigerante è ammoniaca, quindi un fluido non contenente CFC. La macchina è reversibile e ha un COP elevato in riscaldamento (intorno a 1.5 – 1.6 contro lo 0.9 e 1.1 rispettivamente per le caldaie ad alta efficienza e a condensazione), mentre il COP in refrigerazione è pari a quello delle macchine a bromuro di litio a semplice effetto (circa 0.7). Le temperature del generatore sono elevate (intorno a 180 °C) ed anche in questo caso occorre ricorrere a collettori a concentrazione. Per un'ampia diffusione futura di macchine con questa tecnologia, come per quella a bromuro di litio, sarà necessario operare sul miglioramento della resa dei collettori, sull'ottimizzazione impiantistica e, contemporaneamente, sull'abbattimento dei costi.
- Sistemi ad essiccante liquido o solido: in questo caso non si produce acqua calda refrigerata, ma si opera direttamente sull'aria da trattare con trasformazioni psicrometriche di umidificazione, deumidificazione, raffreddamento e riscaldamento sensibili. L'essiccante è utilizzato per deumidificare l'aria e va rigenerato estraendone l'umidità assorbita mediante somministrazione di calore. La temperatura di fornitura del calore dipende dal tipo di essiccante, dalle trasformazioni seguite, e dalle condizioni termigrometriche (temperatura a bulbo secco e umidità) dell'aria ambiente, variando indicativamente da 50 a 100 °C, mentre la rigenerazione può essere ottenuta direttamente con aria calda utilizzando collettori ad aria dal costo limitato. Lo sviluppo futuro dei sistemi ad essiccante liquido o solido riguarderà l'ottimizzazione dell'impianto per operare a basse temperature con aumento di resa dei collettori, e la riduzione della rilevante potenza parassitica, fortemente penalizzante della resa energetica complessiva, spesa per la movimentazione di grossi volumi di aria.

Gli sforzi della R&S sono attualmente volti ad innalzare in modo sostanziale le efficienze e lavorare sia a livello di sistema (con attività di controllo e realizzazione di impianti dimostrativi) che di sviluppo tecnologico.

In questo ambito si inserisce il progetto ENEA per la realizzazione di un laboratorio per la determinazione della resa energetica e la qualificazione di collettori operanti a media temperatura (indicativamente fino a 250-300 °C) con lo scopo, tra gli altri, di ottimizzare l'accoppiamento di tali collettori con impianti di raffrescamento utilizzanti macchine a bromuro di litio a doppio effetto o quelle ad ammoniaca (che grazie ai loro COP elevati permettono un consistente risparmio di energia primaria)

e impianti per la produzione di calore per scopi industriali o per la dissalazione dell'acqua di mare.

Uno tra i più rilevanti progetti di integrazione del solare termico per il raffrescamento di edifici è l'impianto di Solar Cooling della Gr. Sarantis S.A. Cosmetic Industry, che ha portato alla realizzazione di un sistema centralizzato di climatizzazione alimentato ad energia solare. L'impianto in uso nei nuovi edifici e nei magazzini dell'Azienda di prodotti cosmetici, fornisce energia per il riscaldamento e la climatizzazione estiva degli ambienti, con un parco di collettori solari piani selettivi per una superficie complessiva di 2700 m².

Il campo collettori è accoppiato a due macchine ad adsorbimento e copre circa il 50-55% del fabbisogno di condizionamento dell'aria e il 50-52% (900 MWh l'anno) del fabbisogno di riscaldamento del complesso industriale.

Il sistema installato nel 1999 è una delle applicazioni più efficienti di questa tecnologia, mostrando affidabilità e un forte potenziale di riduzione dei costi. La copertura dei carichi di picco estivo ed invernale dell'utenza industriale è assicurata da gruppi a compressione di vapore e caldaie tradizionali.

Il progetto Sarantis, co-finanziato dal Programma Operativo nazionale per l'Energia del Ministero dell'Ambiente greco, è un impianto pluripremiato con tre riconoscimenti internazionali: Energy Globe 2001 come il miglior investimento al mondo, terzo miglior progetto per l'energia sostenibile del 2001 e miglior investimento realizzato per l'anno 1999 secondo il CRES (Centro per le Fonti di Energia Rinnovabile in Grecia).

12.5.4 - DESALINIZZAZIONE DELL'ACQUA DI MARE E TRATTAMENTO DELL'ACQUA

Sono in corso in diversi Paesi del mondo attività di ricerca tese allo sviluppo di nuovi sistemi di desalinizzazione e trattamento delle acque attraverso lo sfruttamento dei sistemi solari termici, con l'obiettivo di sviluppare macchinari di piccola capacità per utenze distribuite, superando il vincolo di incompatibilità tecnica con i sistemi di desalinizzazione attuali.

Un alto potenziale di innovazione risiede nella combinazione delle funzioni dell'involucro edilizio con la generazione di calore tramite i collettori solari: l'esigenza di disporre di configurazioni impiantistiche integrabili nel patrimonio esistente sta muovendo i settori industriali verso la progettazione di elementi

costruttivi integrati, in grado di contribuire al miglioramento di performance di isolamento termico nei nuovi fabbricati e realizzare un netto miglioramento dell'aspetto visivo e della valenza architettonica degli impianti.

L'aumento del mercato di collettori solari e la diversificazione tecnica e tecnologica presente sui cataloghi dei fornitori testimonia la specificità delle applicazioni solari termiche attuali. I grandi impianti solari termici per usi industriali, agricoli e commerciali, sono sempre più orientati all'utilizzo di collettori di grandi dimensioni, preassemblati in soluzioni "pronto-tetto", per contenere i costi di installazione e collegamento idraulico. In queste configurazioni, gli elementi costruttivi integrano i collettori solari in strutture a cui è affidata la tenuta dell'acqua, la resistenza al vento l'isolamento termico del tetto e/o della facciata nonché i requisiti per la sopportazione dei carichi statici.

Le applicazioni che richiedono una più elevata temperatura (tra 80°C e 250°C) del fluido termovettore, richiedono le tecnologie disponibili con massima efficienza di conversione, come i collettori piani a doppia copertura vetrata, CPC (Compound Parabolic Concentrator) stazionari o piccoli collettori parabolici per utilizzo del calore in processi tecnologici o per funzioni di refrigerazione richieste dalle attività industriali.

Progressi significativi sono stati ottenuti nello sviluppo dei vetri di copertura, nelle verniciature per la protezione dal calore, nei rivestimenti antiriflesso e nell'ottimizzazione delle tecniche di giunzione delle lastre assorbenti con i tubi dell'assorbitore.

Gli edifici completamente riscaldati o fortemente assistiti dalla copertura energetica solare, richiedono accumuli stagionali del calore prodotto in esubero nei mesi estivi, per soddisfare le richieste nei periodi invernali.

Con l'introduzione dei sistemi di accumulo stagionali, aumenterà notevolmente la necessità di fornire spazio per tali elementi: le nuove prospettive tecnologiche indicano, tramite il miglioramento dell'isolamento termico, lo sviluppo di accumuli ad alta densità energetica per ridurre in modo drastico i volumi necessari.

Con l'obiettivo di realizzare sistemi di stoccaggio termico stagionale compatti con un volume di pochi metri cubi per singola utenza familiare, il settore R&S nel campo delle tecnologie di accumulo sperimenta nuovi approcci, come gli accumuli termochimici (TC) e gli accumuli con materiali a cambiamento di fase (PCM), che saranno in grado di compattare i serbatoi di calore e fornire energia con continuità alle utenze, indipendentemente dal periodo dell'anno.

12.5.5 - SISTEMI IBRIDI SOLARE TERMICO – SOLARE FOTOVOLTAICO

Negli ultimi tempi è cresciuto l'interesse per i sistemi ibridi solare termico-fotovoltaico.

“Con tali sistemi è possibile ottenere sia energia elettrica che calore; in tal modo si aumenta l'efficienza complessiva in quanto una parte delle perdite termiche viene convertita in calore utile e le celle funzionano a temperatura più bassa rispetto a un semplice pannello convenzionale, e quindi con efficienza di conversione (energia incidente – energia elettrica prodotta) più elevata.

Il campo di ricerca e sviluppo nel settore ha l'obiettivo principale della progettazione di moduli che massimizzano la resa globale (termica + elettrica) e lo sviluppo a livello europeo di norme per la certificazione della resa energetica e la qualificazione che attualmente mancano.” (Fonte: “Ambiente Italia 2010”).

12.6 - DATI TECNICO ECONOMICI

La riduzione del costo dell'energia termica prodotta costituisce la chiave di affermazione della tecnologia solare, sia per le applicazioni di bassa temperatura, che, soprattutto, per le applicazioni ad alta temperatura per l'uso industriale e la climatizzazione solare.

L'entità dell'investimento e la producibilità di un impianto sono i principali fattori nella determinazione del costo dell'energia termica prodotta. Intervenire sul valore del kWh_{th} , perciò, significa diminuire la spesa d'investimento dell'impianto, abbattendo il costo di fabbricazione dei collettori e degli accumuli, superando il limite di rendimento attuale dei collettori commerciali piani e a tubi sottovuoto.

Il costo di un impianto per la produzione di acqua calda ad uso sanitario domestico monofamiliare varia in funzione della quantità d'acqua desiderata, della complessità di installazione dell'impianto medesimo e del tipo di integrazione che la fonte solare realizza su un impianto termoidraulico già esistente.

Questi fattori rendono complessa l'analisi economica per la tecnologia; solo limitatamente all'utilizzo impiantistico per la produzione di acqua calda sanitaria, i costi possono variare indicativamente da un minimo di 3500 euro ad un massimo di 4500 euro per l'installazione di una superficie di collettori che va da un minimo di 4 m^2 (due collettori) ad un massimo di 6 m^2 (tre collettori).

I vincoli tecnici dati dal tetto, dal tipo di caldaia di integrazione normalmente esistente e l'architettura dell'impianto d'acqua calda sanitaria, possono influire fortemente sul costo finale della tecnologia.

Molto diffusi sono gli impianti a circolazione forzata dimensionati in kit per la copertura mediamente del 70-80% del fabbisogno monofamiliare e reperibili sul mercato a costi inferiori ai 4000 euro, a cui tuttavia vanno aggiunti i costi di installazione ed integrazione con la propria caldaia (almeno 1000-1500 euro).

Il costo medio del m^2 di collettore, che si attesta intorno ai 1000-1200 euro, rende difficile la sostenibilità economica degli investimenti in assenza di adeguati meccanismi di incentivazione della tecnologia solare termica.

Nella comparazione con la produzione di energia termica dal gas, una produzione annua pari a circa 700 kWh_{th} per m^2 di collettore installato e corrispondente ad un risparmio di 60-70 euro/anno per mancato consumo di gas in caldaia, necessiterebbe di tempi di ritorno dell'investimento superiori ai 15 anni che solo grazie alle defiscalizzazioni attuali del 55%, si dimezzano.

Lo stesso meccanismo di defiscalizzazione, introdotto dalla Finanziaria 2007 e non legato in alcun modo al risparmio energetico, sta introducendo anomalie di mercato e una forte oscillazione dei costi della tecnologia solare, il più delle volte superiori a quelli prima indicati.

Il mercato è tuttavia in fermento e con l'entrata in campo di grandi operatori della termotecnica è auspicabile nel breve periodo una riduzione dei costi della tecnologia.

Circa gli investimenti per gli innovativi sistemi ad accumulo termico stagionale ad integrazione solare, le performance economiche sono fortemente condizionate non solo dai costi degli accumuli (elevatissimi per ingegnerizzazione, cantierizzazione e realizzazione dei progetti), quanto più pesantemente dalle prestazioni termiche tanto degli accumuli stessi quanto della rete di distribuzione del calore alle utenze finali.

Una frazione importante dei costi degli impianti termici ad accumulo stagionale assistiti da riscaldamento solare è dovuta alla complessità ed unicità del sistema di accumulo selezionato per lo specifico sito di installazione ed al problema dell'individuazione del miglior compromesso economico per le scelte progettuali, che richiede un approccio analitico complesso e l'ottimizzazione di ciascun elemento tecnico e/o tecnologico di sistema.

I programmi tecnico-scientifici di monitoraggio degli impianti termici ad accumulo stagionale in Germania sono volti ad identificare i punti deboli di ciascuna realizzazione pilota, allo scopo di ottimizzare le fasi ingegneristiche di realizzazione e rendere i progetti dimostrativi più economici, prerequisito questo per la loro penetrazione efficace nel mercato.

12.7 - POTENZIALE DI SVILUPPO E BARRIERE ALLA DIFFUSIONE

La diffusione su vasta scala del solare termico, passa necessariamente per la penetrazione degli impianti in ambito residenziale e la realizzazione di impianti di grande taglia, destinati non solo alla produzione di acqua calda sanitaria, ma anche al riscaldamento di ambienti, alla produzione di calore nei processi industriali o al condizionamento estivo, in merito al quale è ora in svolgimento un progetto europeo, di cui l'Italia è partner (www.solar.project.eu).

Impianti di grande taglia sono anche quelli per il riscaldamento di acqua calda sanitaria per condomini, che dovrebbero incontrare una notevole diffusione per l'obbligo di copertura del 50% del fabbisogno di acqua calda da fonte rinnovabile sul nuovo edificato, pubblico e privato, e nelle ristrutturazioni degli impianti termici, introdotto dal nuovo quadro normativo sulla performance degli edifici con il DLgs 311/2006.

Lo strumento di detrazione fiscale al 55% ha invece beneficiato dell'estensione temporale al 2010, assicurando grande stabilità e risolvendo gli operatori sull'opportunità di seguire ad investire nel settore, ma resta ancora non confrontabile, tuttavia, con il risultato dell'incentivazione dei sistemi fotovoltaici.

Per gli impianti solari termici è stato rimosso poi l'ostacolo burocratico della necessità di certificazione energetica dell'edificio. Con queste ipotesi, molte aziende del settore manifestano il loro ottimismo nelle previsioni future, in attesa, ancora oggi, delle regole attuative del Decreto relativo al rendimento energetico nell'edilizia, che possano rendere effettivo e operativo l'obbligo dell'introduzione del solare negli edifici.

Il problema complesso della definizione di regole tecniche, nonché di procedure amministrative efficienti, è tuttora aperto: il Progetto Europeo "ProSTO" si propone di sviluppare dei regolamenti edilizi "modello", da mettere a disposizione degli Enti locali, per coadiuvarli nell'implementare rapidamente i nuovi obblighi di utilizzo di fonti rinnovabili. L'accresciuta sensibilità dell'utente verso i temi ambientali e nei confronti dei sempre crescenti prezzi dell'energia convenzionale, inoltre, sono elementi incoraggianti per la penetrazione della tecnologia del solare termico nei settori residenziale, alberghiero e industriale italiani.

Nel settore residenziale italiano (Fonte: Istituto di Ricerche Ambiente Italia, Progetto Europeo IEE "Solarge"), si contano circa 21.500.000 appartamenti, di proprietà per il 75% della popolazione ivi residente. In questo panorama nazionale i

sistemi di riscaldamento autonomo sono estremamente comuni, differentemente dai sistemi centralizzati per riscaldare ambienti e produrre acqua calda ad uso sanitario.

La diffusione di piccole reti di teleriscaldamento è ancora più rara: la potenza installata in teleriscaldamento contribuisce meno dell'1% alla domanda totale di calore nel settore residenziale, pari a 3600 GWth, fornita prevalentemente da combustibile gas naturale.

Nel caso di impianti centralizzati, infatti, si ha quasi sempre l'adozione di soluzioni autonome per l'acqua calda sanitaria.

Gli alti tassi di ristrutturazione del patrimonio edilizio residenziale nazionale confermano la forte tendenza verso sistemi autonomi per la produzione di calore. Il bassissimo indice di sfruttamento del settore condominiale è confermato dai dati al 2004, con una percentuale di impianti solari termici con superficie maggiore di 30 m² compreso tra l'1% e il 2% del mercato totale. Tali aspetti, nonostante l'elevatissimo potenziale in gioco, pongono barriere tecniche e decisionali a un'adeguata penetrazione del solare termico in questo settore.

Per l'alberghiero, la situazione italiana è migliore: il settore conta circa 33500 alberghi, localizzati prevalentemente in Trentino Alto Adige (18%) ed Emilia Romagna (15%), Veneto (10%), Lombardia (9%) e Toscana (9%) ed il sistema di riscaldamento più comune è quello centralizzato sia per gli ambienti sia per l'acqua calda sanitaria, ma nonostante un elevatissimo potenziale di sfruttamento tecnico del solare termico nel settore, i prezzi dell'energia agevolati e l'attrattiva di investimenti a basso tempo di ritorno economico, ne hanno impedito fino ad oggi un'ampia diffusione.

Gli studi condotti con differenti approcci metodologici in Austria, Spagna, Portogallo, Italia e Olanda, hanno identificato un elevato potenziale tecnico di integrazione del solare termico in settori interessanti e promettenti, quantificando la domanda di calore a differenti livelli di temperatura. Il 30% del fabbisogno di calore ad usi industriali è richiesto a temperature inferiori a 100°C e tale percentuale sale addirittura a quasi il 60% estendendo il limite superiore a 400°C per abbracciare le applicazioni in cui si impiega vapore per esigenza di trasporto. Con tali potenziali, il contributo del solare termico può essere pari al 3-4% della domanda di calore complessiva nell'industria, che su scala europea (EU25) corrisponde ad un potenziale termico considerevole, maggiore di 100 GWth, per sola integrazione del solare termico nei processi industriali.

L'apporto di tale settore applicativo è un aspetto decisivo al fine del raggiungimento degli obiettivi nazionali al 2020 in merito alla quota minima di utilizzo di energia

rinnovabile. Certamente sarà necessario, a sostegno di tale crescita, un intervento decisivo delle Pubbliche Istituzioni per supportare lo sviluppo di una industria nazionale che è già presente sul territorio con diverse realtà ad alto grado di specializzazione.

Gli obiettivi obbligatori al 2020 recentemente fissati dalla Commissione Europea nella revisione della normativa sulle rinnovabili comportano che anche la tecnologia solare dovrà contribuire al loro raggiungimento. Lo scenario di riferimento cosiddetto "AAU – Austria As Usual", cioè il raggiungimento, al 2020, dello stesso livello procapite che l'Austria ha oggi, condurrebbe, al 2020, ad un mercato di 2.2 GW (3.200.000 m²) e a un totale installato di 12 GW (17.000.000 m²) (Fonte: "Ambiente Italia 2008").

12.8 - APPENDICE: CONFRONTO TRA SOLARE TERMICO E ALTRE TECNOLOGIE PER RISCALDAMENTO AD USO CIVILE

E' possibile confrontare la soluzione dell'impianto solare termico con due alternative: l'impiego di una caldaia a gas naturale o di uno scaldabagno elettrico. In particolare è molto significativo effettuare un confronto in termini di consumo di energia primaria e di emissioni di CO₂: le seguenti considerazioni sono derivate dal testo "Impatto Ambientale dei Sistemi Energetici"; Bologna, 2004).

Si considerino tre soluzioni:

- a) Impianto a pannello solare con caldaia d'integrazione al 30%: il consumo di energia primaria è valutabile conoscendo l'efficienza del pannello solare (intesa come rapporto tra energia termica ottenuta ed energia incidente, posto pari al 90%) ed il rendimento della caldaia ausiliaria (stimato, per sicurezza, pari all'80%). Si ha, quindi:

$$E_{\text{primaria}} = \frac{0.7 \cdot Q}{\eta_{\text{pannello}}} + \frac{0.3 \cdot Q}{\eta_{\text{caldaia}}} = \frac{0.7 \cdot 3.4}{0.9} + \frac{0.3 \cdot 3.4}{0.8} = 3.92 \frac{\text{MWh}}{\text{anno}}$$

Si considerino ora le emissioni di CO₂ da imputarsi all'esercizio dell'impianto dovute alla sola caldaia ausiliaria. Poiché per il metano le emissioni specifiche (prodotte per ogni kWh di energia introdotta nell'impianto con il combustibile) m_{CO2} sono pari a 0.198 kg_{CO2} / kWh termico introdotto con il combustibile, si ottiene:

$$M_{\text{CO2}} = m_{\text{CO2}} \cdot \frac{0.3 \cdot Q}{\eta_{\text{caldaia}}} = 198 \cdot \frac{0.3 \cdot 3.4}{0.8} = 252.5 \frac{\text{kgCO2}}{\text{anno}}$$

- b) Impianto con scaldabagno elettrico: il riscaldamento elettrico avviene con elevata efficienza di conversione (dell'ordine del 95%), tuttavia l'energia elettrica impiegata proviene dalla rete, cioè perlopiù da centrali di tipo convenzionale a combustibili fossili. Il rendimento medio di conversione in Italia, η_{parco}, è circa del 39% e quindi il consumo di energia è in questo caso dato da:

$$E_{\text{primaria}} = \frac{Q}{\eta_{\text{riscaldatore}} \cdot \eta_{\text{parco}}} = \frac{3.4}{0.95 \cdot 0.39} = 9.2 \frac{\text{MWh}}{\text{anno}}$$

Sapendo che le emissioni specifiche stimate per il parco termoelettrico italiano sono di circa 0.58 kg di CO₂ per kWh_e prodotto, si ha:

$$M_{CO_2} = m_{CO_2} \cdot \frac{0.3 \cdot Q}{\eta_{riscaldatore}} = 0.58 \cdot 3.58 \cdot 10^3 = 2076 \frac{kg_{CO_2}}{anno}$$

- c) Impianto con caldaia a metano per soddisfare l'intero fabbisogno termico: supponendo che, data la taglia maggiore rispetto al primo caso, si abbia un rendimento più elevato (pari al 90%), si ottiene:

$$E_{primaria} = \frac{Q}{\eta_{riscaldatore}} = \frac{3.4}{0.9} = 3.78 \frac{MWh}{anno}$$

Tale energia viene comunque messa a disposizione da un combustibile fossile (il metano), mentre nel primo caso l'energia primaria impiegata è per buona parte di tipo rinnovabile (solo 0.87 MWh circa sono resi disponibili dal combustibile). Le conseguenti emissioni di CO₂ valgono:

$$M_{CO_2} = m_{CO_2} \cdot E_{primaria} = 198 \cdot 3.78 = 748 \frac{kg_{CO_2}}{anno}$$

I risultati del confronto sono rappresentati in Figura 12.5:

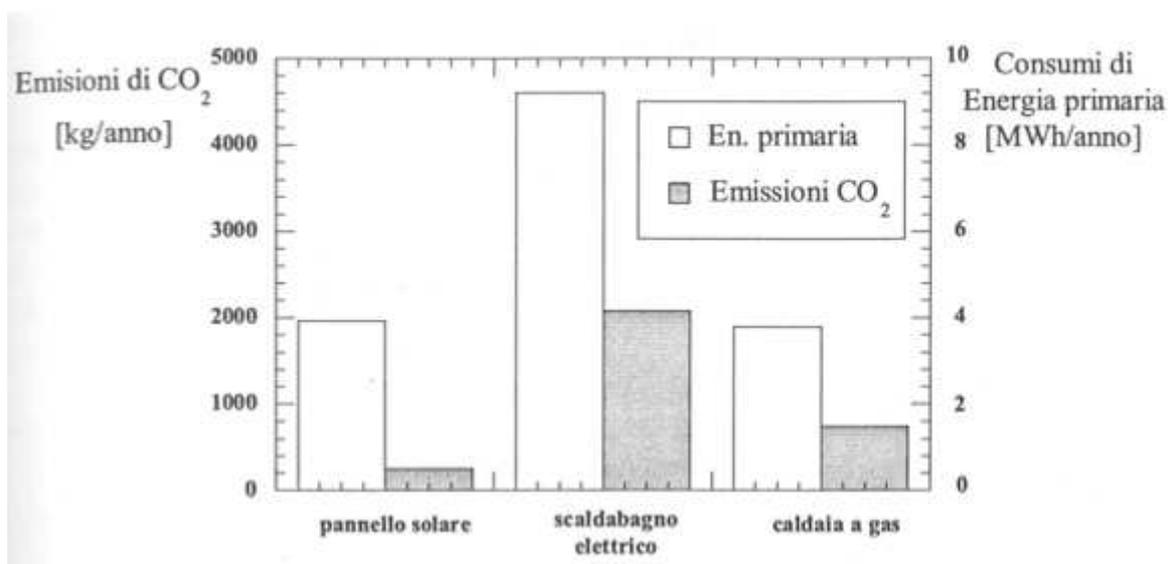


Figura 12.5: confronto in termini di emissioni e di consumi di energia primaria tra tre differenti tecnologie termiche (Fonte: "Impatto ambientale dei Sistemi Energetici; Bianchi, Peretto, Gambarotta; Bologna, 2004)

CAPITOLO 13 – IL SOLARE TERMODINAMICO

13.1 - DESCRIZIONE E STATO DELL'ARTE

Le applicazioni industriali delle tecnologie solari termodinamiche ad alta temperatura (generalmente note con l'acronimo inglese CSP, Concentrating Solar Power), stanno registrando una forte rivalizzazione che segue a distanza di 25 anni i successi degli anni ottanta (culminati con la realizzazione dei 9 impianti SEGS I-IX della centrale di Kramer Junction in California (USA), tuttora in esercizio per un totale di 354 MWe) e la successiva fase di stallo, durata all'incirca 15 anni, conseguente alla stabilizzazione del mercato energetico internazionale basato sui combustibili fossili a basso prezzo, che ha di fatto scoraggiato investimenti in questo settore.

I progetti già operativi a fine 2008 di nuovi impianti commerciali in Europa (PS10, ANDASOL 1) e negli Stati Uniti (Nevada Solar One), e ancor di più quelli in costruzione a fine 2008 nel mondo, riportati nelle seguenti tabelle, sono la dimostrazione dell'interesse per gli impianti solari termoelettrici da parte dei Paesi più industrializzati e delle istituzioni internazionali che promuovono lo sviluppo tecnologico dei Paesi in via di sviluppo.

Nome dell'impianto	Potenza netta [Mwe]	Tipo	Costruttore	Paese	Inizio servizio
SEGS I-IX	384	Trough	Luz	USA	1985-1991
Arizona Public Services Saguaro Project	1	Trough	Solargenix Energy	USA	2006
Nevada Solar One	64	Trough	Acciona, Solargenix Energy	USA	2007
PS10	11	Tower	Abengoa Solar	Spagna	2007
Liddel Power Station	0,36	Fresnel		Australia	2007
Andasol 1	50	Trough	Solar Millennium, ACS/Cobra	Spagna	2009
Puerto Errado 1	2	Fresnel	Tubo Sol Murcia, S.A.	Spagna	2009

Nome dell'impianto	Potenza netta [Mwe]	Tipo	Costruttore	Paese
Martin Next Generation Solar Energy Center	75	ISCC	FPL	USA
Andasol 2,3	2x50	Trough	Solar Millennium, ACS/Cobra + al.	Spagna
Extresol 1	50	Trough	ACS/Cobra	Spagna
Solnova 1,3	2x50	Trough	Abengoa Solar	Spagna
Puertollano	50	Trough	Iberdrola	Spagna
La Risca 1, Alvarado	50	Trough	Acciona	Spagna
Kuraymat Plant	25	ISCC	Solar Millennium	Egitto
Hassi R'mel	20	ISCC	Abengoa Solar	Algeria
Ain Beni Mathar Plant	20	ISCC	Abengoa Solar	Marocco
PS20	20	Tower	Abengoa Solar	Spagna
Solar Tres	19	Tower	Sener/Torrosol	Spagna
Esolar Demonstrator	5	Tower	Esolar	USA
Kimberlina	5	Fresnel	Ausra	USA
Keahole Solar Power	1	Trough	Sopogy	USA

Tabelle 13.1 e 13.2: Impianti CSP in esercizio e in costruzione a fine 2008 (Fonte: DLR – REACCESS Project; “Ambiente Italia 2008”)

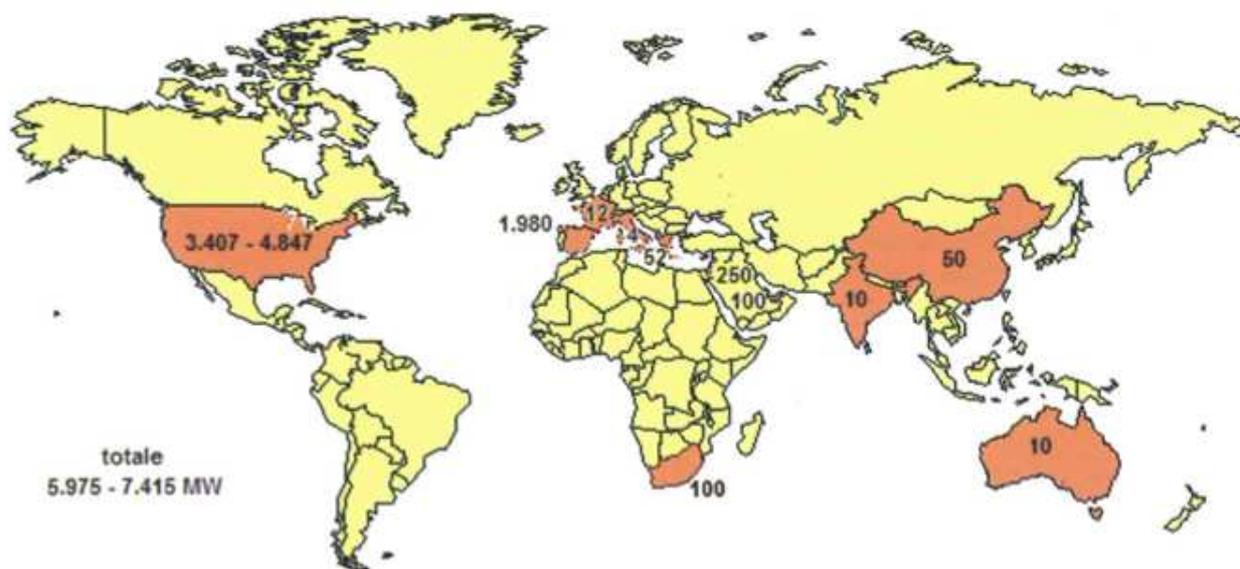
In questi impianti la radiazione solare, per poter essere convertita in calore ad alta temperatura, deve essere concentrata; ciò comporta la perdita della sua componente diffusa e lo sfruttamento della sola componente diretta.

La potenza elettrica totale di impianti CSP installata o in realizzazione nel mondo a fine 2008, secondo le liste riportate nelle precedenti Tabelle, ammonta a 1022 MW (Fonte: “Ambiente Italia 2008”).

Ma ancora più interessante è la rapida diffusione di questa tecnologia dimostrata dalla quantità di nuove installazioni di impianti CSP annunciate a fine 2008 (parecchi dei quali già in fase di avanzata realizzazione, come ad esempio l’Impianto Archimede in Italia), con la distribuzione geografica evidenziata in Figura.

La lista completa è riportata nella Tabella 13.3 (Fonte: “Ambiente Italia 2008”), e si verifica che la potenza elettrica totale corrispondente a tutti questi impianti dovrebbe essere di 5975-7415 MW.

L'obiettivo degli impianti solari a concentrazione è quello di utilizzare l'energia solare in sostituzione dei tradizionali combustibili fossili per produrre calore, ad alta temperatura, impiegabile in processi industriali o nella produzione di energia elettrica, evitando così le emissioni climalteranti e inquinanti in atmosfera.



**Figura 13.1: Nuove installazioni di impianti CSP annunciate a fine 2008
(Fonte: DLR – REACCESS Project)**

Allo stato attuale la generazione di energia elettrica è l'obiettivo principale degli impianti solari a concentrazione: per ovviare alla variabilità della sorgente solare il calore può essere accumulato durante il giorno, rendendo il sistema più flessibile e rispondente alle esigenze dei processi produttivi, o, in alternativa, si può ricorrere all'integrazione con combustibili fossili o rinnovabili.

Gli impianti solari possono utilizzare diverse tecnologie per la concentrazione della radiazione solare. In essi, tuttavia, è sempre possibile identificare le fasi di raccolta e concentrazione della radiazione solare, di conversione della radiazione in energia termica, di trasporto (ed eventuale accumulo) e di utilizzo dell'energia termica.

La raccolta e la concentrazione della radiazione solare avvengono con l'ausilio di superfici riflettenti, normalmente specchi ottici ad elevato grado di riflessione, per convogliare i raggi solari sui ricevitori che trasferiscono l'energia al fluido termovettore che circola al loro interno.

Prima dell'utilizzo nel processo produttivo, l'energia termica trasportata dal fluido può essere accumulata in serbatoi (sfruttando il calore sensibile del fluido stesso o

utilizzando materiali inerti ad elevata capacità termica o sostanze varie, utilizzando l'energia connessa al cambiamento di fase, o legata a reazioni di trasformazione chimica), rendendo in questo modo l'energia solare, per sua natura variabile, una sorgente di energia disponibile con continuità.

Nome dell'impianto	Potenza netta [MWe]	Tipo	Costruttore	Paese
Ivanpah 1, 2, 3, other	123, 100, 200, 100 (+400)	Tower	Brightsource	USA
Mojave Solar Park	553	Trough	Solel	USA
SES Solar One, Two	500 (+300), 300 (+600)	Dish	Stirling Energy Systems	USA
Solana	280	Trough	Abengoa	USA
Carrizo Solar Farm	177	Fresnel	Ausra	USA
Beacon Solar Energy Project	250	Trough	FPL	USA
Gaskell Sun Tower	105-245	Tower	Esolar	USA
San Joaquin Solar 1 & 2	107	Trough	Martifer Renewables	USA
City of Palmdale Hybrid Power Project	62	ISCC		USA
Harper Lake Energy Park	500	Trough		USA
Victorville 2 Hybrid Power P.	50	ISCC		USA
Lebrija 1	50	Trough	Solel	Spagna
Andasol 4; Extresol 2, 3; Manchasol 1,2	5 x 50	Trough	ACS/Cobra	Spagna
Andasol 5, 6, 7	3 x 50	Trough	Solar Millenium	Spagna
Solnova 2, 4, 5; Ecija 1, 2; Helios 1, 2; Almaden Plant	8 x 50	Trough	Abengoa	Spagna
AZ 20, Almaden Plant	2 x 20	Tower	Abengoa	Spagna
Aznalcollar TH	0,08	Dish	Abengoa	Spagna
Termesol 50, Arcosol 50	2 x 50	Trough	Sener	Spagna
Ibersol Badajoz; Ibersol Valdecaballeros 1, 2; Ibersol: Sevilla, Almeria, Abacete, Mursia, Zamora	8 x 50	Trough	Iberdrola	Spagna
Enerstar Villena Power Plant	50	Trough	Enerstar	Spagna
Gotasol	10	Fresnel	Solar Power Group	Spagna
Aste 1 A, 1 B, 3, 4; Astexol 1,2	5 x 50	Trough	Aries	Spagna
Puerto Errado 2	30	Fresnel	Tube Sol Murcia, S.A.	Spagna
La Risca 2; Palma del Rio 1, 2	3 x 50	Trough	Acciona	Spagna
Consol 1, 2	2 x 50	Trough	Conergy	Spagna

Tabella 13.3: Nuove installazioni di impianti CSP annunciate a fine 2008 (Fonte: DLR – REACCESS Project)

13.2 - TIPOLOGIE IMPIANTISTICHE

I sistemi a concentrazione solare sono suddivisi in sistemi lineari, più semplici per caratterizzazione tecnica, ma con un più basso fattore di concentrazione, o puntuali, capaci di spingersi invece alle più alte temperature del fluido termovettore.

Per geometria e disposizione del concentratore rispetto al ricevitore si possono distinguere principalmente quattro tipologie impiantistiche: i collettori a disco parabolico (“Dish”), i sistemi a torre centrale (“Tower”), i collettori parabolici lineari (“Trough”) e i collettori lineari Fresnel (“Fresnel”).

13.2.1 - CONCENTRATORI A DISCO PARABOLICO

Utilizzano pannelli riflettenti di forma parabolica che inseguono il movimento del disco solare attraverso un meccanismo di spostamento biassiale, concentrando la radiazione incidente su un ricevitore posizionato nel punto focale.

Il calore ad alta temperatura viene comunemente trasferito ad un fluido e utilizzato in un motore, posizionato al di sopra del ricevitore, dove viene prodotta direttamente energia elettrica (vedi Figura 13.2).

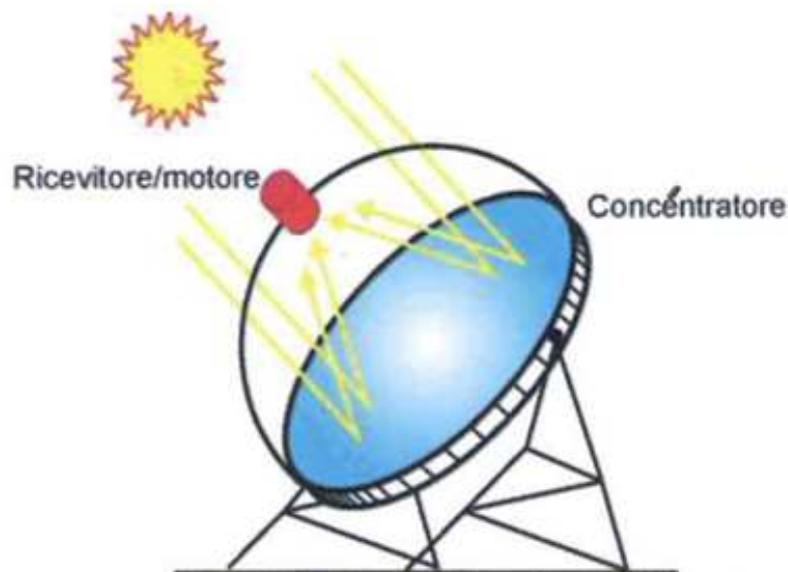


Figura 13.2: schema di principio di un disco parabolico (Fonte: ENEA, “Le Fonti Rinnovabili 2010”)

Per questi sistemi, il ricevitore rappresenta il componente tecnologicamente più avanzato e costoso, con la funzione di assorbire la radiazione riflessa dal concentratore e trasferirla al fluido di lavoro.

Gli alti fattori di concentrazione (superiori a 2000) permettono di ottenere temperature di funzionamento più elevate, con rendimenti previsti di conversione dell'energia solare in energia elettrica intorno al 30%, superiori a quelli delle altre tecnologie solari disponibili.

Per questi requisiti, con una radiazione solare diretta di 1000 W/m^2 , un concentratore di 10 metri di diametro è in grado di erogare una potenza elettrica di circa 25 kW. La dimensione dei concentratori attuali, per motivi esclusivamente economici, non va oltre i 15 m di diametro, limitando la potenza dei concentratori parabolici a circa 30 kW_e.

La tecnologia disponibile di tipo modulare, consente la realizzazione di centrali di produzione di piccola potenza per utenze isolate utilizzando motori con cicli Stirling e Bryton secondo cui il fluido di lavoro viene compresso, riscaldato e fatto espandere attraverso una turbina o un pistone per produrre lavoro e quindi energia elettrica attraverso un generatore o un alternatore.

13.2.2 - SISTEMI A TORRE CON RICEVITORE CENTRALE

Utilizzano pannelli riflettenti di tipo piano (eliostati), ad inseguimento tilt-azimutale del disco solare, che concentrano la radiazione diretta su un singolo ricevitore posto sulla sommità di una torre, all'interno del quale viene fatto circolare un fluido termovettore per l'asportazione del calore generato.

L'energia termica prodotta può essere utilizzata per la produzione di energia elettrica o direttamente come calore di processo. Il concentratore è costituito da un elevato numero di eliostati a formare una superficie riflettente di notevole estensione (campo solare). I raggi solari che incidono sugli eliostati vengono riflessi su un unico punto fisso, la cui altezza al suolo dipende dall'estensione stessa del campo (vedi Figura 13.3).

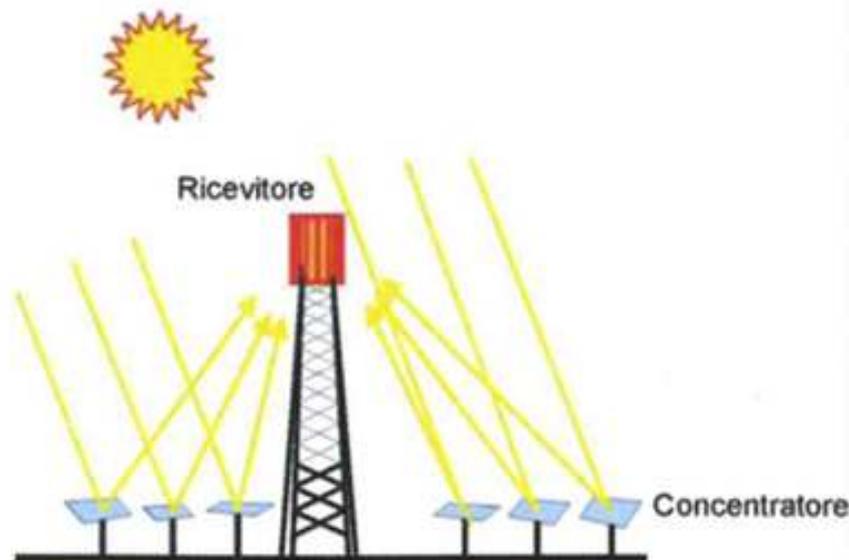


Figura 13.3: schema di principio di un sistema a torre (Fonte: ENEA, “Le Fonti Rinnovabili 2010”)

Gli eliostati, il cui posizionamento a terra può coprire centinaia di metri quadrati di estensione, sono posizionati per accerchiare completamente la torre ricevente o disposti ad emiciclo sul lato nord, distanziati tra loro in entrambe le configurazioni per evitare fenomeni di mutuo ombreggiamento.

La superficie di ciascun eliostato può raggiungere i 170 m² di estensione utilizzando, come materiale riflettente, specchi in vetro, membrane riflettenti o fogli metallici.

Il fattore di concentrazione dei sistemi a torre con ricevitore centrale, da 500 a 2000, potrebbe consentire il raggiungimento di temperature operative fino a 1000 °C, con conseguenti alti rendimenti di generazione elettrica e possibilità di alimentazione di un sistema di accumulo termico, cosa che renderebbe questo tipo di impianti capaci di coprire efficacemente la domanda di energia. Per questa tecnologia i rendimenti previsti si aggirano intorno al 18-20%.

Con una potenza di 11 MW_e, l'impianto spagnolo PS10 risulta la prima realizzazione commerciale della tecnologia di concentrazione a torre. Entrato in esercizio nel 2007, il suo campo solare è composto da 624 eliostati di 120 m² ciascuno, per una superficie totale impegnata di circa 75000 m². Tuttavia le temperature di esercizio del ricevitore sono ancora limitate ad un ciclo a vapore saturo a 250°C e 40 bar.

Sono stati sperimentati diversi fluidi per lo scambio termico all'interno del ricevitore e per l'accumulo dell'energia termica. Fra questi il più promettente è costituito da una miscela di sali fusi composta da nitrati di sodio e potassio, sperimentati fino a 565°C nella prima installazione sperimentale da 10 MWe, denominata Solar One/Two, realizzata negli Usa e operativa fino al 2000. Questa realizzava accumulo dell'energia termica in serbatoi compatti a pressione atmosferica, che hanno fatto da apripista alle applicazioni più recenti.

I sali, prelevati da un serbatoio a bassa temperatura, vengono fatti circolare attraverso il ricevitore situato sulla sommità della torre e, scaldandosi oltre i 565°C, vengono inviati nel serbatoio di accumulo ad alta temperatura. La portata del fluido è modulata secondo l'intensità della radiazione solare per mantenere costante la temperatura del fluido termovettore in uscita dal ricevitore. La miscela di Sali fusi per la produzione di energia elettrica è inviata dal serbatoio caldo ad uno scambiatore (generatore di vapore), dove viene prodotto vapore ad alta pressione e temperatura utilizzato in un ciclo termoelettrico convenzionale.

Sempre in Spagna è attualmente in realizzazione un altro impianto a torre, Solar Tres, con una potenza di targa di 17 MW_e ed un campo solare costituito da 2600 eliostati da 115 m². L'impianto dispone di un accumulo termico progettato per garantire 15 ore di funzionamento continuato alla potenza nominale dichiarata, per un numero di ore di funzionamento annuo pari a 6500.

Un'evoluzione della tecnologia a torre con ricevitore centrale è quella di posizionare il ricevitore a terra, all'esterno della torre. Questa soluzione si presenta molto vantaggiosa per campi solari di notevoli estensioni, con un migliore rendimento ottico ed una distribuzione più stabile del flusso termico.

L'estrema semplificazione dell'impianto (apparecchiature posizionate al suolo) si realizza con l'introduzione di un riflettore iperbolico, installato sulla torre, necessario per riflettere la radiazione solare diretta sul ricevitore.

13.2.3 - CONCENTRATORI PARABOLICI LINEARI

Tra le tecnologie solari termiche per la produzione di energia elettrica su larga scala, questi sistemi sono quelli con la maggiore maturità commerciale.

Di fatto, ciò è dimostrato dall'esperienza di esercizio dei nove impianti SEGS (Solar Electric Generating Systems) in funzione dalla metà degli anni '80 per una potenza complessiva di 354 MW_e, e dalle recenti realizzazioni operative o in fase avanzata

di costruzione. I concentratori utilizzati sono del tipo lineare (cilindrico) a profilo parabolico, con superfici riflettenti ad inseguimento monoassiale del disco solare. La concentrazione della radiazione solare avviene su un tubo ricevitore disposto lungo i fuochi della parabola: l'energia da esso assorbita è trasferita ad un fluido termovettore che negli impianti attualmente in esercizio è costituito da oli diatermici con il limite di temperatura massima raggiungibile pari a 390°C (vedi Figura 13.4).

I pannelli riflettenti, con concentrazione tipica di circa 80 soli, sono normalmente costituiti da specchi in vetro o materiale composito reso riflettente nella superficie esterna da depositi di materiali o pellicole riflettenti con effetto specchio.

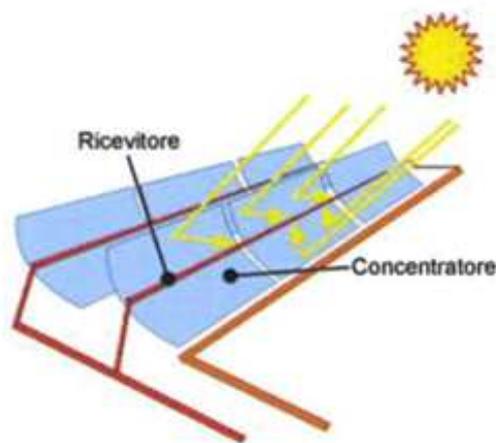


Figura 13.4: schema di principio di un sistema a collettori parabolici lineari (Fonte: ENEA, “Le Fonti Rinnovabili 2010”)

Il valore di efficienza dei concentratori parabolici lineari dipende principalmente dal rendimento ottico del concentratore (accuratezza della struttura e caratteristiche dei pannelli riflettenti) e dal rendimento del tubo ricevitore che deve assorbire energia solare concentrata minimizzando le dispersioni termiche.

Il ricevitore, situato sulla linea focale dei concentratori, è formato dalla giunzione in serie di elementi cilindrici concentrici, costituiti da coppie di tubi coassiali (quello esterno realizzato in vetro in borosilicato, quello interno in acciaio), tra cui è fatto il vuoto per ridurre le dispersioni termiche convettive. Il fluido termovettore circolante attraverso le stringhe di collettori si riscalda per effetto della radiazione solare incidente, veicolando calore ad alta temperatura raccolto ed utilizzato normalmente per la produzione di energia elettrica in impianti a vapore o a ciclo combinato.

In questi impianti può essere presente una caldaia ausiliaria di integrazione come un sistema di accumulo binario.

I principali progetti attualmente in fase di realizzazione utilizzano la tecnologia dei paraboloidi lineari e, in misura minore, quella delle torri centrali. Questi nuovi impianti prevedono l'uso quasi esclusivo della fonte solare; in tale contesto vengono sviluppate le tecnologie di stoccaggio termico con le quali le centrali potranno elevare le ore annue di funzionamento dalle attuali 2500-3000 ad oltre 5000. Per questa tecnologia sono previsti rendimenti finali dell'ordine del 16-18%.

Il parco mondiale del solare termodinamico, dai 355 MW odierni installati, prevede secondo uno scenario al 2025 (preparato nel 2005 dalla European Solar Thermal Industry Association – ESTELA) che si passi rispettivamente a circa 6400 MW nel 2015 e a 37000 MW nel 2025. Nel 2025 si prevede una produzione di energia elettrica pari a 95 TWh. Gli impianti dimostrativi in esercizio o di prossima sperimentazione costituiranno comunque il banco di prova per future decisioni sugli investimenti del settore.

Il futuro prevede un ricorso notevole all'integrazione dei campi solari in impianti a ciclo combinato, alimentati a gas, nei quali il contributo termico del solare è reso disponibile nelle sezioni di recupero degli impianti ISCC (Integrated Solar Combined Cycle).

L'integrazione del solare termodinamico con l'utilizzo della fonte fossile è già in essere in molti impianti realizzati negli USA, con un contributo su base annua del fossile dell'ordine del 30%.

Nei suddetti impianti ISCC il contributo solare è verosimilmente modesto in termini percentuali (dell'ordine del 10%), ma comunque elevato in assoluto in considerazione della potenza rilevante di queste grandi unità.

13.2.4 - COLLETTORI LINEARI FRESNEL

Un'evoluzione più recente dei collettori lineari è quella dei sistemi con Collettore lineare Fresnel, che è costituito da una serie di eliostati lineari posti orizzontalmente in prossimità del suolo che riflettono e concentrano la radiazione solare diretta su un tubo ricevitore posto ad una decina di metri circa da terra (vedi Figura 13.5).

Gli eliostati ruotano sull'asse longitudinale per inseguire il moto del sole e riflettere costantemente la radiazione solare sul tubo ricevitore.

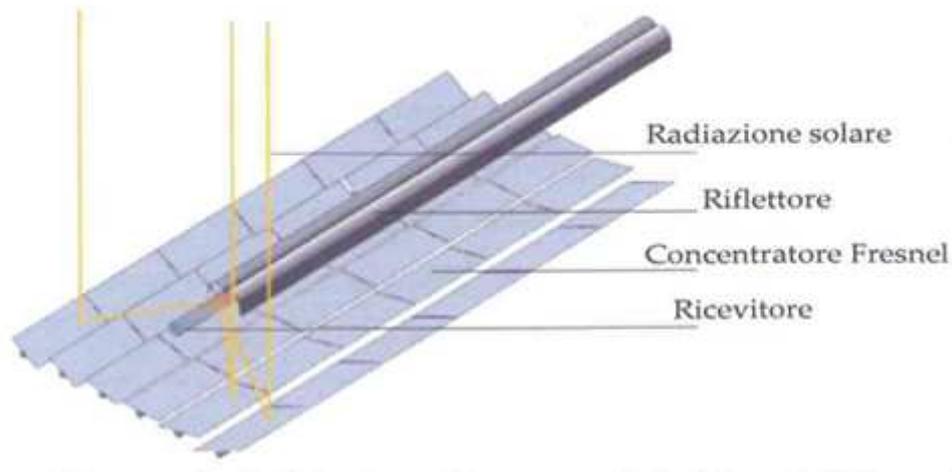


Figura 13.5: schema di principio di un sistema a collettori lineari Fresnel
(Fonte: ENEA, “Le Fonti Rinnovabili 2010”)

I collettori lineari di Fresnel sono meno costosi delle parabole lineari per la maggiore semplicità strutturale; per unità di potenza di picco occupano meno superficie di terreno e sono meno esposti all'azione del vento, trovandosi più vicini al suolo e in angolazione quasi orizzontale.

Per contro, hanno minore precisione di puntamento e consentono di raggiungere temperature inferiori, con un minor rendimento atteso rispetto ai concentratori parabolici lineari.

Questa tecnologia ha come campo di applicazione ottimale la generazione diretta di vapore come integrazione per centrali termoelettriche a combustione. Attualmente è in fase di sperimentazione in Australia, in Spagna, in Germania e anche in Italia.

13.3 - PROSPETTIVE TECNOLOGICHE

Negli impianti solari a concentrazione, la radiazione solare, per poter essere trasformata in calore utile ad alta temperatura, deve essere concentrata; ciò comporta, a differenza della tecnologia fotovoltaica, la perdita della componente diffusa e lo sfruttamento della sola componente diretta della radiazione.

Pertanto, sotto il profilo della disponibilità della fonte, i siti idonei per l'installazione di questi impianti termoelettrici sono quelli in cui la radiazione solare diretta media annua al suolo è superiore a circa 200 W/m^2 (corrispondente ad una energia annua di 1750 kWh/m^2) e che in condizioni ottimali può arrivare al valore di 320 W/m^2 (corrispondente ad una energia di 2800 kWh/m^2 anno).

L'utilità di sviluppare la tecnologia solare termodinamica è legata al contributo che essa può dare alla diversificazione delle fonti energetiche e alla riduzione delle emissioni di anidride carbonica, ma anche alle opportunità di mercato, soprattutto internazionale, per le industrie italiane, in previsione di uno sviluppo significativo di queste applicazioni nei diversi Paesi.

Nel panorama delle fonti energetiche rinnovabili, il solare termodinamico trova il campo ottimale di applicazione per impianti di grandi dimensioni, dell'ordine del centinaio di MW, installati in zone con elevata insolazione diretta e disponibilità di terreno non appetibile per utilizzazioni alternative. Le limitazioni tecnologiche riguardano in particolare, come per tutte le rinnovabili, il problema della aleatorietà della produzione: per un corretto esercizio della rete elettrica, occorre predisporre in stand-by una potenza equivalente da fonte non rinnovabile, con oneri notevoli nel caso di una applicazione impiantistica molto ampia.

Uno dei punti chiave per lo sviluppo della tecnologia solare termodinamica è legato alla temperatura massima raggiungibile e quindi alle caratteristiche del vapore che può essere prodotto: nel caso di temperatura non sufficientemente alta, non è possibile utilizzare turbine di tipo commerciale ed è necessario ricorrere a caldaie integrative a combustibile per il surriscaldamento, oppure utilizzare turbine fuori standard, con aumento in entrambi i casi del costo di impianto e degli oneri di esercizio.

Posizioni di forza nel mercato del solare termodinamico sono sostenute tradizionalmente dagli Stati Uniti e dall'Europa, con la Spagna (che ha favorito un notevole programma realizzativo con importanti contributi statali dalla vendita di energia elettrica prodotta con impianti solari termodinamici) e la Germania (leader mondiale nella produzione di tubi ricevitori).

In Italia, grazie alle innovazioni introdotte e l'attività di dimostrazione industriale in atto, l'ENEA rappresenta un riferimento scientifico mondiale del settore, con l'ambizione di diventare nei prossimi anni anche un riferimento tecnologico. Diverse industrie italiane operano già nel settore del solare termodinamico in collaborazione con ENEA, sia nella realizzazione di impianti dimostrativi, sia nella produzione dei componenti di impianto orientati verso produzioni industriali.

13.1 – L'IMPIANTO “ARCHIMEDE”

La più significativa realizzazione dimostrativa del solare termodinamico italiano è il progetto “Archimede”, condotto in collaborazione con ENEL Produzione S.p.A., finalizzato a dimostrare la possibilità di integrare gli impianti termoelettrici esistenti, specialmente quelli a ciclo combinato, con la nuova tecnologia solare.



Figura 13.6: Impianto solare Archimede (Fonte: ENEA – Progetto Archimede, Impianto realizzato da Enel su tecnologia ENEA)

Il progetto Archimede prevede la realizzazione di un impianto solare termodinamico da integrare alla centrale termoelettrica Enel di Priolo Gargallo, in Sicilia, costituito da un modulo da 5 MW_e, già sufficiente a dimostrare l'applicabilità della tecnologia solare ENEA in impianti di potenza.

L'inizio dei lavori di costruzione è previsto a conclusione del lungo iter autorizzativo.

La tecnologia solare termodinamica sviluppata dall'ENEA (vedi Tabella) prevede un sistema di accumulo termico efficiente e relativamente poco costoso, che consente di produrre energia elettrica indipendentemente dalla disponibilità momentanea di irraggiamento solare.

Orientamento collettori	NS
Radiazione diretta normale	1936 kWh/(m ² anno)
Radiazione media annua sui collettori	1556 kWh/(m ² anno)
Numero di collettori	54
Superficie collettori	30600 m ²
Potenza di picco del campo solare	23 MW _{th}
Temperatura serbatoio caldo	550 °C
Temperatura serbatoio freddo	290 °C
Rendimento medio annuo di raccolta	53,30%
Capacità di accumulo	80 MWh
Potenza termica massima del generatore di vapore	12 MW _{th}
Potenza elettrica nominale	4,96 Mw _e
Energia elettrica netta prodotta	9,16 GWh _e /anno
Ore annue di funzionamento previste	5110 h/anno
Fattore di utilizzazione dell'impianto	36,20%
Rendimento medio annuo elettrico netto sul DNI	14,70%
Risparmio di energia primaria	2.015 tep/anno
Emissione CO2 evitata	6291 t/anno

Tabella: Principali caratteristiche del Progetto Archimede (Fonte: ENEA – Progetto Archimede; “Le Fonti Rinnovabili 2010”)

La tecnologia del tubo ricevitore prevede un rivestimento otticamente selettivo, che insieme all'accuratezza geometrica dei collettori parabolici e alla precisione di puntamento del disco solare consente di raggiungere una temperatura maggiore di oltre 150°C rispetto agli impianti solari di generazione precedente.

Nel progetto Archimede, l'olio termico è sostituito da una miscela di Sali fusi, stabile fino a 600°, non infiammabile e rapidamente solidificante in caso di fuoriuscita accidentale, risultando, pertanto, non particolarmente problematica sotto il profilo ambientale.

Il sito per la localizzazione dell'impianto solare dimostrativo del progetto Archimede è ubicato in Località Pantano Pozzillo, nel territorio del Comune di Priolo Gargallo (Siracusa). Il terreno, di proprietà di Enel, ha una estensione di circa 100 ettari, di cui 30 occupati dalla centrale termoelettrica di Priolo, in servizio dal 1979, recentemente rinnovata per utilizzare metano in un ciclo combinato ad alta efficienza.

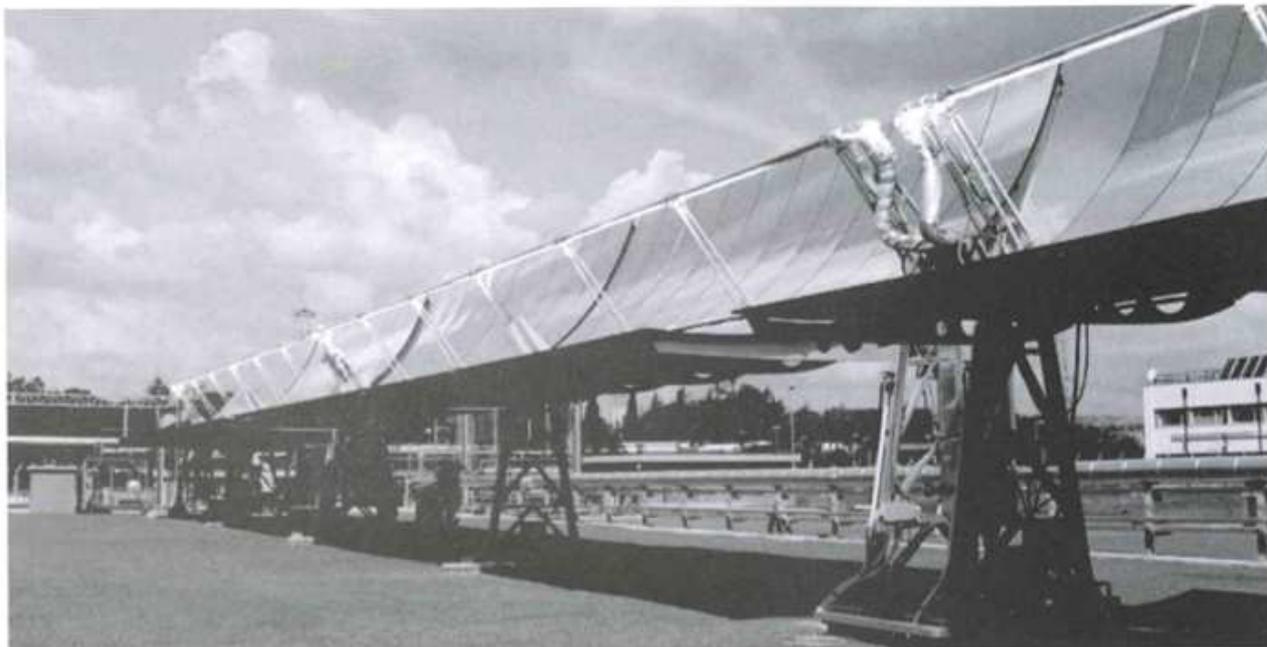


Figura 13.6: Collettori parabolici lineari (Fonte: ENEA – Impianto Prova Collettori Solari presso il Centro Ricerche ENEA della Casaccia)

L'architettura dell'impianto esistente si compone di due sezioni da 380 MW_e ciascuna (250 MW_e il gruppo turbogas e 130 MW_e il gruppo vapore), per una potenza complessiva di 760 MW_e. L'impianto solare verrà costruito all'interno dello stabilimento, in un'area attigua alla centrale. Il campo solare è costituito da 54 collettori parabolici lineari (vedi Figura 13.6), disposti su 18 file e collegati tra loro in modo da formare 9 circuiti in parallelo (fonte: ENEA, "Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon").

L'integrazione dell'impianto solare con la centrale termoelettrica esistente, consente di evitare l'installazione della turbina e degli altri componenti del ciclo termico per l'utilizzazione del vapore prodotto dalla fonte solare.

I principali elementi dello schema funzionale dell'impianto integrato Archimede quindi sono il campo solare, il sistema di accumulo ed il generatore di vapore.

Il campo solare ha la funzione di captare l'energia solare, rifletterla e concentrarla, mediante specchi parabolici lineari, sui tubi ricevitori posti sulla linea focale dei collettori. L'energia solare viene trasferita al fluido termovettore che scorre all'interno dei tubi ricevitori, si riscalda e viene infine immagazzinata in un apposito serbatoio.

Il fluido termovettore è costituito da una miscela di sali fusi (60% di nitrato di sodio e 40% di nitrato di potassio) comunemente impiegati in agricoltura come fertilizzanti e in alcune lavorazioni industriali.

Tale miscela è liquida al di sopra dei 230°C e rimane stabile fino a 600°C; ha buone caratteristiche termiche e risulta particolarmente vantaggiosa per il trasporto e per l'immagazzinamento del calore.

I nitrati di sodio e di potassio hanno un costo sensibilmente inferiore rispetto agli oli diatermici utilizzati in altri impianti solari, e possono essere facilmente smaltiti al termine della vita utile dell'impianto solare, prevista in circa 30 anni.

Il sistema di accumulo ha il compito di immagazzinare l'energia termica assorbita dal campo solare quando è in eccesso rispetto alle esigenze momentanee di produzione elettrica e renderla disponibile in funzione della richiesta, in forma differita nel tempo.

Tale sistema è costituito da due serbatoi che operano a differenti temperature: 290°C il serbatoio "freddo", 550 °C quello "caldo".

L'accumulo è collegato al campo solare e al generatore di vapore con tubazioni isolate termicamente. In presenza di radiazione solare il fluido termico è prelevato dal serbatoio freddo e circola attraverso i tubi ricevitori posti sulla linea focale dei collettori parabolici, dove si riscalda fino a 550°C per raggiungere il serbatoio caldo (accumulo di energia termica).

La portata dei sali fusi nei tubi ricevitori viene regolata in funzione dell'intensità della radiazione solare, in modo da mantenere costante la temperatura finale. Il generatore di vapore (costituito da tre scambiatori di calore separati, economizzatore, evaporatore e surriscaldatore) consente di trasformare l'energia termica accumulata nei sali fusi del serbatoio caldo in vapore surriscaldato, idoneo all'utilizzo nelle turbine della centrale per la generazione di energia elettrica.

I sali fusi, cedendo energia termica al vapore, si raffreddano fino a 290°C e ritornano al serbatoio freddo per il successivo ciclo.

13.4 - POTENZIALE DI SVILUPPO E BARRIERE ALLA DIFFUSIONE

Aree dove è auspicabile lo sfruttamento della fonte solare mediante impianti a concentrazione si trovano in gran parte nei Paesi emergenti o in via di sviluppo, regioni in cui, utilizzando le tecnologie solari a concentrazione, ogni chilometro quadrato di terreno può produrre mediamente da 200 a 300 GWh/anno di energia elettrica, equivalenti alla produzione annua di un impianto termoelettrico convenzionale da 50 MW_e, alimentato a carbone o a gas.

La distribuzione sul territorio nazionale del numero medio annuo di ore d'irraggiamento diretto identifica le aree ottimali per questa destinazione d'uso come appartenenti di fatto alle zone costiere dell'Italia meridionale, in una fascia di circa 5-10 km ed in fasce generalmente più ampie nell'entroterra delle isole maggiori, per una superficie complessiva pari a circa 65000 km².

Anche in questo caso, vincoli geologici, orografici, ambientali e paesaggistici determinano l'estensione delle aree destinate al solare termodinamico, non presentandosi un limite fisico della fonte in sé.

Ulteriori possibilità di applicazione della tecnologia CSP si trovano nella diffusione di impianti cogenerativi multifunzionali (energia elettrica, caldo, freddo, dissalazione, vapore per processi industriali, reforming vapore-metano) di media-piccola taglia (filiera "TR.E.BIO.S"), ibridizzati con combustibili fossili o rinnovabili (per sopperire alla mancanza del sole in certi periodi), che aumentano le possibilità di installazione sul territorio, specialmente nel caso dell'ibridazione con biomasse da terreni destinabili a coltivazioni per uso agro-energetico, largamente previste nei vari piani energetici regionali.

Il potenziale tecnico di penetrazione della tecnologia solare termodinamica in Italia oscilla tra i 2500 ed i 3500 MW (pari a circa 50-70 km², corrispondente allo 0.1% della superficie utile nazionale), con una produzione teorica annua di energia elettrica pari a circa 6-9 TWh. Questo dato appare in linea con le previsioni ESTELA al 2050, anno in cui in Italia potrebbero essere prodotti 5 TWh annui di energia elettrica ricorrendo a questa tecnologia, a fronte di un potenziale stimato in 7 TWh (Fonte: ENEA, "Le Fonti Rinnovabili 2010" e "Ambiente Italia 2008").

Secondo il programma MED CSP (Concentrating Solar Power for the Mediterranean Region), le stime del potenziale di penetrazione in Italia della tecnologia solare a concentrazione esprimono un potenziale dell'ordine di 88

TWh/anno come tecnicamente sfruttabile, ed uno economicamente sfruttabile dell'ordine di 5 TWh/anno.

La potenza solare programmata a livello mondiale ammonta a 1562 MW, ai quali si aggiungono 5 MW previsti per il progetto italiano Archimede e il portafoglio di progetti attualmente previsti dalla Global Environment Facility (GEF), per un totale di 130 MWe.

Per le previsioni di sviluppo, un possibile trend, corrispondente all'obiettivo dell'iniziativa CSP GMI (Fred Morse – The Global Market Initiative for Concentrating Solar Power) è quello di raggiungere i 5000 MW nel 2015, obiettivo che sarebbe evidentemente sottostimato se i programmi di sviluppo recentemente varati negli Stati Uniti e dalla Repubblica Popolare Cinese (che ammontano a diverse migliaia di MW) dovessero realizzarsi, anche solo parzialmente.

Per contro, è da considerare che in scenari di penetrazioni di rilievo delle tecnologie solari, il fotovoltaico ed il termodinamico sarebbero forme concorrenti di generazione elettrica, almeno per quanto riguarda l'impegno del territorio, mentre l'introduzione dell'accumulo termico negli impianti CSP favorirebbe l'integrazione delle due tecnologie in termini di ottimizzazione della rete.

13.5 - DATI TECNICO ECONOMICI

Le prospettive di sviluppo della tecnologia solare termodinamica, a livello mondiale, sono interessanti: nel medio periodo si prevede la costruzione di nuovi impianti solari per la produzione di energia elettrica, per una potenza complessiva fino a 8000 MW, con un giro di affari valutabile in circa 44 miliardi di euro (calcolati sulla base degli investimenti per il progetto Andasol), ma già nel breve termine si stima un mercato potenziale di 1700 MW, pari a oltre 9 miliardi di euro (fonte: ENEA, “Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon”; “Ambiente Italia 2008”).

Attualmente il costo di produzione da solare termodinamico varia da 140 a 290 euro/Mwh, a seconda del livello di irraggiamento e di quota solare (fonte: ENEA). I costi sono stimati sulla base di esperienze USA dove sono in esercizio dagli anni '80 diversi impianti a parabole lineari.

E' evidente quindi che, come per le altre fonti rinnovabili, senza un'opportuna forma di incentivazione in grado di compensare i costi d'investimento elevati, il costo dell'energia prodotta risulta non competitivo con quello delle altre tecnologie di generazione fossile.

Nel caso della Spagna, la normativa, che riconosce un incentivo di 180 euro/MWh, ha determinato una richiesta di installazioni superiore a 500 MW. Ad oggi o nel breve termine, i costi realizzativi specifici di impianti solari termodinamici oscillano da 2500 a 3000 euro/kW per impianti privi di sistema di accumulo, a 2700-5000 euro/kW per centrali con serbatoi di accumulo di diversa taglia (fonte: CESI Ricerca, vedi Tabella 13.4).

	Anno	Rendimento	Costo capitale	O&M	Vita	Ore/anno	Costo Energia
FONTE		%	M€/MW	€/MWh	Anni	heq	€/MWh
Solare termodinamico	2007	np	2,5-3	40-60	20	1800	203-256
	2015	np	1,5-2	40-60	25	1800	132-182
Solare termodinamico con accumulo	2007	np	2,8-5,5	40-60	20	3500-5000	134-189
	2015	np	2,7-2,8	40-60	25	5000	99-122

Tabella 13.4: Caratteristiche e stima dei costi associati alle tecnologie solari termodinamiche (Fonte: CESI Ricerca; ENEA, “Le Fonti Rinnovabili 2010”)

Alcune stime prospettano al 2015 un calo dei costi medi di investimento a valori rispettivamente di circa 1750 euro/kW e 2800 euro/kW per impianti senza e con sistemi di accumulo di grossa taglia, ma esistono previsioni secondo le quali il costo di produzione dell'energia elettrica da solare termodinamico potrà scendere sotto i 100 euro/MWh e potrà diventare competitivo, rispetto ad altre tecnologie di produzione rinnovabili, quando saranno stati installati impianti per una potenza cumulativa complessiva di circa 5000-10000 MW (fonte: ENEA, "Le Fonti Rinnovabili 2010").

Nella tecnologia solare termodinamica integrata in una centrale termoelettrica, il costo di produzione dell'energia elettrica dipende quasi interamente dal costo di costruzione dell'impianto (non essendoci il costo del combustibile), mentre il costo annuale di esercizio e manutenzione incide per circa il 3% dell'investimento complessivo.

Gli obiettivi di riduzione del costo livellato dell'energia elettrica prodotta, valutati dalla GEF, prevedono una riduzione del costo di produzione dell'energia elettrica dagli attuali 16 US\$/kWh a circa 6 US\$/kWh entro il 2025, raggiungendo a tale data il costo previsto per gli impianti a combustibile fossile.

Occorre considerare, infine, che la produzione di energia elettrica è direttamente legata al livello di insolazione della località in cui l'impianto è collocato. Nel caso della tecnologia italiana Archimede, il sito di Priolo ha valori di insolazione elevati rispetto all'Italia, ma lontani, per esempio, da quelli delle aree desertiche del Nord Africa.

Occorre distinguere, quindi, tra il costo di produzione dell'energia elettrica dell'impianto Archimede, stimato attualmente intorno ai 0.45 euro/kWh, e la potenzialità della tecnologia solare termodinamica sviluppata, per la quale è realistico assumere come obiettivo, per impianti commerciali da 50 MW in zone con alte insolazione, un costo livellato dell'energia da 0.10 a 0.15 euro/kWh.

Questo valore appare elevato se confrontato con quello medio del parco termoelettrico italiano (0.075 euro/kWh) e ancora più rispetto ai moderni impianti a ciclo combinato (0.066 euro/kWh), ma occorre considerare che sui costi di produzione degli impianti termoelettrici incide per oltre il 70% il costo del combustibile, che si prevede in continuo aumento, per cui il divario è destinato a ridursi (fonte: ENEA, "Le Fonti Rinnovabili 2010 – Ricerca e Innovazione per un futuro Low – Carbon").

Inoltre, la tecnologia solare Archimede, con una taglia impiantistica inferiore alla soglia minima di convenienza economica (stimata dell'ordine di alcune decine di MW), costituisce la prima realizzazione impiantistica della tecnologia

termodinamica ENEA, prevedendo un elevatissimo numero di componenti non oggetto di produzione in serie.

L'ulteriore riduzione del divario economico rispetto ai moderni impianti termoelettrici a ciclo combinato è legata al costo delle esternalità (tassazione sulle emissioni inquinanti, obbligo di acquisto delle quote di emissione di CO₂) e alle politiche di incentivazione economica delle fonti rinnovabili, per le quali la nuova tecnologia solare termodinamica prevede di avere interessanti prospettive di applicazione commerciale.

**PARTE TERZA – “LE FONTI
ENERGETICHE
RINNOVABILI: IL QUADRO
EMILIANO ROMAGNOLO,
GLI SCENARI
PREVISIONALI E GLI
OBIETTIVI PER IL
PROSSIMO P.E.R.”**

CAPITOLO 14 – LA REALIZZAZIONE DEL QUADRO GLOBALE DELLE F.E.R. NELLA REGIONE EMILIA ROMAGNA

14.1 - INTRODUZIONE E MODALITA' DELLA RACCOLTA DATI

Nel seguente Capitolo si definirà il quadro al momento più aggiornato (i dati sono riferiti all'Ottobre 2010) dello stato delle Fonti Energetiche Rinnovabili (FER) nella Regione Emilia-Romagna, considerate separatamente, ciascuna “suddivisa” sulle singole Province della Regione.

Tale quadro conoscitivo è stato realizzato in collaborazione con l'Assessorato alle Attività Produttive della Regione Emilia-Romagna, in particolare con il Servizio Politiche Energetiche.

L'attività di raccolta dei dati ha rappresentato la parte centrale del lavoro di tesi, e si è svolta nel periodo compreso tra Aprile e Ottobre 2010, grazie alla convenzione di Tirocinio / Tesi stipulata tra la Facoltà di Ingegneria di Bologna e l'Assessorato alle Attività Produttive della Regione Emilia-Romagna, convenzione che ha permesso allo scrivente di operare, da Aprile a Dicembre 2010, negli uffici del Servizio Politiche Energetiche, avvalendosi dei mezzi messi a disposizione dalla Regione per svolgere questa attività di ricerca.

La raccolta dati, mirata a conoscere e definire un quadro aggiornato della situazione delle Fonti Energetiche Rinnovabili in Regione, anche nell'ottica della definizione e stesura del nuovo Piano Energetico Regionale (previsto per i primi mesi del 2011), si è sviluppata su più piani:

- Attraverso la richiesta ufficiale (mediante lettere raccomandate) di dati, diretta dall'Assessorato alle Attività Produttive della Regione Emilia-Romagna agli Assessorati (afferenti alle politiche energetiche) delle Province della Regione;
- Attraverso la richiesta "informale" (per via telematica o telefonica) di dati, da parte dello scrivente, ai singoli Uffici o ai singoli responsabili -competenti in materia di programmazione e politiche energetiche- delle differenti Province della Regione;
- Attraverso la richiesta "informale" (per via telematica o telefonica) di dati, da parte dello scrivente, ai singoli Uffici o ai singoli responsabili -competenti in materia di programmazione e politiche energetiche- dei singoli Comuni appartenenti alle differenti Province della Regione;
- Attraverso la visita "in loco" agli Uffici competenti delle differenti Province e di alcuni Comuni.
- Attraverso la richiesta "informale" (per via telematica o telefonica) di dati agli installatori e/o realizzatori di determinati impianti (generalmente di piccole dimensioni) per i quali non era stato possibile trovare dati e informazioni seguendo le altre strade.

Alle Province e ai Comuni delle differenti Province è stata inviata una richiesta di dati relativa agli impianti a Fonte Rinnovabile tuttora in esercizio sul territorio di competenza e alle autorizzazioni recentemente concesse per la realizzazione di altri impianti e installazioni, oltre ad una valutazione sulle criticità energetiche presenti –o potenzialmente presenti- sul territorio.

Più nel dettaglio, si è voluto conoscere il numero di impianti, la potenza complessivamente installata, l'energia elettrica (e/o termica) generata, le ore di funzionamento ed eventuali problematiche ad essi connesse.

Tali dati, una volta ottenuti, sono stati raccolti e resi "organici" e coerenti con quanto indicato, in termini di potenza installata e produzione di energia elettrica, dai principali Enti competenti in materia: GSE, Terna, AtlaSole (per quanto concerne la fonte fotovoltaica), confrontandoli inoltre con le stime proposte da Legambiente.

14.2 - PRINCIPALI PROBLEMATICHE RISCONTRATE E LIMITI DEL QUADRO CONOSCITIVO

Come detto, la raccolta dei dati si è sviluppata tramite “maglie” sempre più strette, partendo dall’Assessorato alle Attività Produttive della Regione Emilia-Romagna, per passare agli Assessorati delle Province, per arrivare, con un grado di dettaglio sempre maggiore, agli Uffici dei singoli Comuni afferenti alle diverse Province.

Questo perché la Regione non è in possesso di un database aggiornato e completo degli impianti e delle relative autorizzazioni, essendo queste ultime di competenza delle Amministrazioni Provinciali (al di sopra di una certa soglia di potenza) e Comunali (al di sotto della soglia).

Ciò determina la prima problematica con cui ci si è dovuti confrontare: la frammentazione dei dati, e la loro catalogazione secondo metodologie non organiche, oltre che differenti da Amministrazione ad Amministrazione, diverse tra le varie Province e anche tra i singoli Comuni di una stessa Provincia. Una simile condizione solleva anche l’esigenza di provvedere, nel limite del possibile e compatibilmente con tempi e mezzi a disposizione, alla definizione di un sistema organico di raccolta dei dati e delle informazioni a livello Regionale e intra-amministrativo.

A questa problematica, infatti, si ricollega il secondo “punto critico” con cui ci si è confrontati: la strutturazione, sotto forma di “compartimenti stagni”, delle differenti Amministrazioni e dei differenti Uffici, non sempre in comunicazione tra loro e ancora meno spesso in interazione: tutto ciò ha comportato la necessità, spesse volte, di trasmettere la stessa richiesta in maniera ridondante a più uffici o servizi, per vederla accolta, non essendo in funzione un sistema organico di indicizzazione dell’informazione.

Di conseguenza, si sono anche allungati i tempi necessari alla stesura di questo “quadro conoscitivo”: se già i tempi tecnico-burocratici sono notoriamente lunghi (come si è già sottolineato nella Prima Parte di Tesi, nel Capitolo 3, relativo alle politiche e legislazioni nazionali di incentivazione alle Fonti Rinnovabili), la necessità di presentare più volte e su più Uffici diversi (a seconda delle competenze, ripartite in maniera differente in ogni Provincia) la stessa richiesta, ha ulteriormente dilatato l’arco temporale necessario ad avere risposte organiche e complete.

Si parla di “risposte organiche e complete” perché si è verificato che, in certe situazioni, gli Uffici contattati non sono risultati in possesso o a conoscenza della globalità delle informazioni di natura tecnica relative ad alcuni impianti autorizzati sul territorio, con la conseguenza che ci si è dovuti rivolgere agli installatori/realizzatori per entrare in possesso di informazioni più esaustive.

Oltre a questi problemi, di natura logistica-burocratica-organizzativa, si sono poi aggiunti due problemi di natura “tecnologica”: determinate tipologie di impianto (tipicamente di piccole dimensioni -come nel caso degli impianti “fotovoltaici comunali”- oppure installazioni localizzate in aree poco urbanizzate) sono infatti inevitabilmente sfuggiti alle maglie della raccolta dati, determinando una possibile sottostima nelle valutazioni relative agli impianti in fase di valutazione sul territorio.

Inoltre, le cifre relative alla produzione termica (e alla potenza termica installata) sono, sostanzialmente, delle stime; non esistono dati “certi” in proposito, a differenza di quelli relativi alla produzione e alla potenza elettrica, per cui vanno considerati con una certa “flessibilità”.

14.3 - SINTESI DEL QUADRO FINALE OTTENUTO

Il quadro finale cui si è giunti, è il seguente:

- Tutte le Amministrazioni Provinciali contattate hanno dato risposta, relativamente agli impianti da loro conosciuti in funzione sul territorio e da loro autorizzati (approvati ma non necessariamente già realizzati o in fase di realizzazione) sul territorio di competenza: il quadro conoscitivo, con livello di dettaglio “provinciale”, è dunque noto e completo.
- Una sola Amministrazione Provinciale (Ravenna) ha fornito i dati con livello di dettaglio “Comunale”: tale Amministrazione (l’unica, tra l’altro, ad essersi dotata di un Piano Energetico Provinciale per le Rinnovabili) ha infatti realizzato un database relativo agli impianti autorizzati anche dai singoli Comuni della Provincia, ed è stata così in grado di mappare in maniera completa lo stato degli impianti FER autorizzati sul suo territorio.
- Un’Amministrazione Provinciale (Piacenza) ha fornito i dati con livello di dettaglio “Comunale” per quanto riguarda la tecnologia fotovoltaica, fornendo invece i dati relativi alle installazioni in esercizio o in fase di valutazione sul territorio della Provincia, note a livello “Provinciale”.
- Una Amministrazione Provinciale (Parma) ha fornito un quadro conoscitivo “riassuntivo” (estratto dal Piano Energetico Provinciale, in fase di definizione), che quindi si suppone terrà conto anche degli impianti autorizzati e realizzati a livello comunale; i dati, però, oltre ad essere aggregati (e non ripartiti sui Comuni), per alcune fonti energetiche (ad es, il mini-idroelettrico) non sono aggiornati (essendo riferiti al 2005). Per tale motivo è stato necessario sia un confronto con i dati a disposizione di Terna e GSE, che una richiesta di dati ai singoli Comuni della Provincia.
- Una Amministrazione Provinciale (Reggio Emilia), in seguito alla richiesta della Regione, ha fornito il quadro conoscitivo degli impianti autorizzati a livello Provinciale, ed ha avviato una raccolta dati (in collaborazione con il Servizio Politiche Energetiche della Regione) presso i singoli Comuni, quindi sugli impianti autorizzati ed in esercizio, di competenza comunale (gli impianti “sotto-soglia”). Tale raccolta dati, tenuto conto del numero di soggetti coinvolti nell’indagine e della farraginosità burocratiche cui si è accennato in

precedenza, procede però a rilento, e (all'Ottobre 2010), non ha riguardato ancora tutti i Comuni cui la richiesta è stata avanzata.

- Una Amministrazione Provinciale (Bologna), in seguito alla richiesta della Regione, ha fornito il quadro conoscitivo degli impianti autorizzati a livello Provinciale, ed ha avviato una raccolta dati presso i Comuni del territorio afferente, quindi sugli impianti autorizzati ed in esercizio, di competenza comunale (gli impianti "sotto-soglia"). Tale raccolta dati non sta però venendo sviluppata in collaborazione con la Regione Emilia-Romagna, di conseguenza non è noto lo stato di avanzamento dell'indagine: tenuto conto dei problemi di organizzazione dei singoli Comuni e la mole di dati coinvolti, si può solo immaginare che i tempi necessari per arrivare a disporre di un database aggiornato, completo e definito con livello di dettaglio "comunale", siano ancora lunghi.
- Una Amministrazione Provinciale (Ferrara) in seguito alla richiesta della Regione, ha fornito il quadro conoscitivo degli impianti autorizzati a livello Provinciale ed ha fornito l'elenco dei responsabili comunali cui fare riferimento, in materia di pianificazione energetica, autorizzazioni impiantistiche, ecc. Per le stesse ragioni citate in precedenza (mole di dati, moltitudine dei contatti, problemi di tempo e di organizzazione dei singoli Comuni, farraginosità burocratiche, ecc.), la raccolta dati su scala Comunale –questa volta da parte della Regione- procede a rilento ed è, al momento, solo parziale.
- Tutte le altre Amministrazioni Provinciali (Forlì-Cesena, Modena e Rimini), in seguito alla richiesta dati da parte della Regione, hanno fornito il quadro conoscitivo degli impianti autorizzati su scala Provinciale. Non hanno avviato alcuna raccolta dati su scala Comunale e non hanno fornito liste di nominativi cui fare riferimento per una eventuale raccolta di dati promossa e sviluppata autonomamente da parte della Regione.

CAPITOLO 15 – LO STATO DELLE BIOMASSE NELLA REGIONE EMILIA ROMAGNA: QUADRO ATTUALE, SCENARI PREVISIONALI E OBIETTIVI PER IL PROSSIMO P.E.R.

15.1 - INTRODUZIONE

La raccolta dati si è sviluppata, come evidenziato precedentemente, tramite richieste di informazioni effettuate presso gli Assessorati competenti in materia di pianificazione energetica e di autorizzazioni energetiche delle varie Province della Regione, nonché presso gli Uffici tecnici dei singoli Comuni. A questi dati si sono poi aggiunti quelli già in possesso della Regione Emilia Romagna (Servizio Politiche Energetiche e Assessorato all’Ambiente), nonché quelli pubblicati dal GSE (“Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia – 2008” e “Bilancio elettrico nazionale”) e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”).

Dalla “collazione” di queste banche dati si è ottenuto un quadro della situazione dei biocombustibili (biogas, biomassa, bioliquidi) sul territorio della Regione Emilia Romagna, quadro che è stato poi ulteriormente verificato e confrontato con quello ottenuto in precedenza dall’indagine di Legambiente (i dati sono stati pubblicati nel documento “Comuni rinnovabili 2010”).

In particolare, i dati relativi al numero degli impianti presenti sul territorio delle singole Province e alla relativa potenza elettrica e termica installata, sono stati ottenuti a partire dalle comunicazioni trasmesse alla Regione Emilia Romagna dalle Province e dai Comuni; i dati relativi al numero degli impianti di termovalorizzazione e alla relativa potenza elettrica e termica installata sono stati ottenuti tramite la banca dati di “Moniter” (banca dati elaborata dall’ARPA dell’Emilia Romagna,

www.arpa.emr.it/moniter) e alle banche dati ad essa connesse (i link sono presenti sul sito di “Monitor”).

I dati relativi alla produzione elettrica sono stati ottenuti, per gli impianti a biomasse “convenzionali”, a partire dai dati trasmessi dai produttori e dai Comuni e dalle Province (numero di impianti, relativa potenza elettrica installata, ore medie di funzionamento attese), incrociandoli con i dati di produzione elettrica relativi agli anni passati, pubblicati dal GSE (“Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia – 2008”) e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”).

Per gli impianti di termovalorizzazione dei rifiuti, invece, sono stati ottenuti tramite la banca dati di “Monitor” (banca dati elaborata dall’ARPA dell’Emilia Romagna, www.arpa.emr.it/moniter), a partire dalle potenze installate e dalle ore annue di funzionamento attese, oltre che dalle comunicazioni e dalle informazioni trasmesse dai Comuni e dalle Province su cui questi impianti sono installati.

Per quanto riguarda la tecnologia dei biocombustibili in Regione, risulta evidente che questa fonte energetica, nel panorama di quelle “rinnovabili”, risulta essere la più importante all’interno del bilancio elettrico regionale, nonché quella con le maggiori possibilità di sviluppo e di implementazione sia sul breve che sul medio termine, grazie anche alla possibilità di pianificazione e programmazione, connaturata alle caratteristiche stesse della risorsa.

Di seguito si andrà a considerare la situazione su ogni Provincia, per poi effettuare un quadro valutativo finale esteso a tutta la Regione, anche in relazione a quella che era la situazione negli anni precedenti e agli obiettivi definiti nello scorso Piano Energetico Regionale.

Tenendo conto della disaggregazione dei dati forniti, nonché della difficoltà connessa ad una stima del potenziale termico producibile da biomassa, i dati relativi alla potenza termica associata a questi impianti saranno da ritenersi delle stime.

In maniera analoga, tenuto conto della difficoltà di verificare l’effettiva realizzazione e messa in esercizio degli impianti a biocombustibili (molto più che non per altre tipologie di impianto), anche quelle relative ai MW (termici ed elettrici) autorizzati saranno da intendersi come stime: in seguito all’entrata in vigore del D.lgs 128/10 del 2006, infatti, anche i gruppi elettrogeni a biogas con potenza termica inferiore a 3 MW_t sono esclusi dal regime autorizzativo da parte delle Province.

Tenuto conto che, come si vedrà, le scelte dei produttori e degli installatori ricadono quasi sempre su impianti con potenza elettrica inferiore a 1 MW_e (e

conseguentemente potenza termica quasi certamente inferiore a 3 MW_t), ultimamente la quasi totalità degli impianti a biomasse installati sfugge alla “sorveglianza” delle Province, e per risalire alle autorizzazioni rilasciate sul territorio bisogna dunque rivolgersi ai singoli Comuni, con un allungamento estremamente significativo dei tempi richiesti e degli sforzi necessari.

All'interno di questo studio dello stato delle biomasse sul territorio non si terranno in conto solo le biomasse convenzionali, ma (come riportato nel Piano Energetico Regionale, nonché nelle pubblicazioni di GSE o Terna) anche degli impianti “assimilati” destinati alla produzione di energia elettrica tramite termovalorizzazione di rifiuti (tipicamente urbani).

15.2 - PROVINCIA DI BOLOGNA

15.2.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Dall'analisi dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Amministrazioni Provinciali e Comunali, e dal confronto con quelli pubblicati da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009" e i "Bilanci energia elettrica" fino al 2009) e dal GSE ("Bilancio elettrico italiano 2009"), risulta che sul territorio della Provincia di Bologna siano in esercizio nel complesso, 12 impianti termoelettrici destinati alla produzione di energia elettrica da biomasse: di questi, 11 sono impianti a biocombustibili, cui si aggiunge un impianto di termovalorizzazione da rifiuti: a questi impianti è associata una potenza elettrica installata che si stima essere pari a circa 43 MW_e complessivi.

Gli impianti a biocombustibili si ripartiscono tra le differenti fonti, come segue: 10 impianti a biogas e 1 impianto a bioliquidi, per una potenza elettrica efficiente lorda (complessiva per questi impianti a biocombustibili "convenzionali") pari a 17 MW_e. L'impianto di termovalorizzazione risulta invece avere una potenza efficiente lorda corrispondente 26 MW_e (dati "Monitor"). Si stima che a questi impianti sia complessivamente connessa una potenza termica efficiente lorda pari a circa 20 MW_t.

La stima della produzione elettrica è stata ottenuta, per il termovalorizzatore, sulla base dei dati pubblicati da Monitor (www.arpa.emr.it/monitor); per gli impianti a biomasse "convenzionali", sono stati ottenuti sulla base delle ore di funzionamento stimate (1400 h/anno) a partire dai dati trasmessi dalla Provincia e dai Comuni su cui gli impianti sono installati e sulla base dei dati di produzione pubblicati dal GSE ("Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia – 2008") e da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009").

Conoscendo (sempre tramite le informazioni fornite dalla Provincia e dai Comuni su cui gli impianti sono installati) la potenza elettrica complessiva associata a questi impianti, è stato possibile realizzare una stima "di massima" della produzione elettrica attesa da questi impianti per l'anno in corso.

Sulla base di queste considerazioni si è ricavata una stima di 153,8 GWh di energia elettrica complessivamente prodotta da biomasse, di cui 23,8 GWh derivanti da impianti alimentati da biomasse "convenzionali", i restanti 130 GWh derivanti dall'impianto di termovalorizzazione.

Di seguito è riportata la Tabella riassuntiva dello stato degli impianti a biocombustibili in esercizio sul territorio della Provincia di Bologna.

Impianti a biocombustibile in esercizio nella Provincia di Bologna					
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda [MW_t]	Produzione elettrica lorda [GWh/anno]	Ore medie di funzionamento annue stimate [h/anno]
Biocombustibili convenzionali	11	17	~14,4	23,8	1400
	Biomassa	0			
	Bioliquidi	1			
	Biogas	10			
Termovalorizzazione di rifiuti	1	26	~5,6	130	5000
Totale	12	43	~ 20	153,8	3577

15.2.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI E NON IN ESERCIZIO

In base ai dati trasmessi dalla Provincia di Bologna e a quelli in possesso della Regione Emilia Romagna, risultano essere stati autorizzati dal 2007 (le pratiche precedenti sono già chiuse e gli impianti realizzati) complessivamente circa 11 MW_e e circa 19,7 MW_t.

Dal “censimento” degli impianti in funzione, si stima che siano al momento 3 gli impianti a biomassa autorizzati e non ancora realizzati o in esercizio sul territorio della Provincia di Bologna, a cui corrisponderebbero (qualora fossero realizzati in toto) 3 MW_e e circa 9 MW_t.

La stima della produzione elettrica ad essi connessa (stimata all'interno dei documenti trasmessi dalla Provincia di Bologna) è di circa 21,4 GWh/anno che dovrebbero essere immessi in rete, valutandone una media annua di 8200 ore di funzionamento.

Sulla base di queste considerazioni, si può quindi tracciare una stima anche del parco a biocombustibili che potrebbe essere presente sul territorio della Provincia di Bologna in uno scenario a breve termine (2011-2012): tale situazione è riassunta dalla Tabella seguente:

Parco a biocombustibili stimato per la Provincia di Bologna al 2011-2012					
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda [MW_t]	Produzione elettrica lorda [GWh/anno]	Ore medie di funzionamento annue stimate [h/anno]
Biocombustibili convenzionali	14	20	23,4	45,2	2260
	Biomassa	3			
	Bioliquidi	1			
	Biogas	10			
Termovalorizzazione di rifiuti	1	26	~5,6	130	8000
Totale	15	46	~ 30	175,2	3809

Si noti come questi impianti vadano a colmare la lacuna dovuta all'assenza di impianti a biomasse solide; particolarmente marcato risulterebbe essere l'incremento di potenza termica dovuto alle nuove installazioni, mentre la rilevante capacità oraria di funzionamento dei nuovi impianti (8200 h/anno stimate) risulterebbe “annacquarsi” sul totale del parco a biomasse della Provincia, che si manterrebbe comunque al di sotto delle 4000 h/anno (tenendo in conto anche l'impianto di termovalorizzazione).

15.2.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Dall'analisi della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna, nonché di quella trasmessa dalla Provincia di Bologna, risulta un impianto a biomasse solide, per il quale sia tuttora in fase di formalizzazione il processo di autorizzazione: a tale impianto corrisponde una potenza efficiente lorda elettrica di 0,999 MW_e, mentre non sono noti i dati relativi alla potenza efficiente termica connessa a tale impianto.

A tale impianto in corso di valutazione da parte degli Enti competenti, si aggiungono quelli in fase di progetto censiti all'interno della lista degli impianti IAFR da parte del GSE (reperibili sul sito del GSE, www.gse.it): in particolare, sul territorio della Provincia di Bologna risultano in progetto quattro nuovi impianti (tre a bioliquidi e uno a biomasse solide), cui corrisponderebbe (in caso di autorizzazione positiva concessa a tutti gli impianti e successiva realizzazione degli stessi) una potenza efficiente lorda di 2,59 MW_e.

Nel complesso, quindi, risultano in fase di valutazione sul territorio della Provincia di Bologna 5 nuovi impianti a biomasse, per un totale di circa 3,6 MW_e di nuova potenza efficiente lorda: il riassunto di tali installazioni in fase di valutazione è riassunto nella Tabella seguente

Nuovi impianti a biocombustibili in fase di valutazione / progetto nella Provincia di Bologna		
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza efficiente elettrica lorda in fase di valutazione [Mw_e]
Biocombustibili "convenzionali"	5	3,59
Biomasse solide	2	1,16
Bioliquidi	3	2,43
Biogas	0	0
Termovalorizzazione di rifiuti	0	0
Totale	5	3,59

15.3 - PROVINCIA DI FERRARA

15.3.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Dall'analisi dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Amministrazioni Provinciali e Comunali e dal confronto con quelli "storici" pubblicati da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009" e i "Bilanci energia elettrica" fino al 2009) e dal GSE ("Bilancio elettrico italiano 2009"), risulta che sul territorio della Provincia di Ferrara siano in esercizio nel complesso, 8 impianti termoelettrici destinati alla produzione di energia elettrica da biomasse: di questi, 7 sono impianti a biocombustibili, cui si aggiunge un impianto di termovalorizzazione da rifiuti: a questi impianti è associata, nel complesso, una potenza elettrica efficiente lorda pari a 47 MW_e complessivi.

Gli impianti a biocombustibili si ripartiscono tra le differenti fonti, come segue: 4 impianti a biogas, 2 impianti a bioliquidi e 1 impianto a biomasse solide, per una potenza elettrica efficiente lorda (complessiva per questi impianti a biocombustibili "convenzionali") pari a 25 MW_e.

L'impianto di termovalorizzazione risulta invece avere una potenza efficiente lorda corrispondente a circa 22 MW_e (dati ricavati da "Moniter").

Si stima che a questi impianti sia complessivamente connessa una potenza termica efficiente lorda pari a circa 80 MW_t.

La stima della produzione elettrica è stata ottenuta, per il termovalorizzatore, sulla base dei dati pubblicati da Moniter (www.arpa.emr.it/moniter); per gli impianti a biomasse "convenzionali", sono stati ottenuti sulla base delle ore di funzionamento stimate (2500 h/anno) a partire dai dati trasmessi dalla Provincia e dai Comuni su cui gli impianti sono installati e sulla base dei dati di produzione relativi agli anni passati pubblicati dal GSE ("Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia – 2008") e da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009").

Conoscendo (sempre tramite le informazioni fornite dalla Provincia e dai Comuni su cui gli impianti sono installati) la potenza elettrica complessiva associata a questi impianti, è stato possibile realizzare una stima "di massima" della produzione elettrica attesa da questi impianti per l'anno in corso.

Si stima, complessivamente, una produzione di energia elettrica da biocombustibili "totali" pari a 238,5 GWh, 62,5 GWh derivanti da impianti alimentati a

biocombustibili “convenzionali” e 176 GWh prodotti dal termovalorizzatore. Si ricava dunque un valore di ore di funzionamento medie all’anno per impianto (complessivo per entrambe le tipologie impiantistiche), pari a 5074 h/anno.

Di seguito è riportata la Tabella riassuntiva dello stato degli impianti a biocombustibili in esercizio sul territorio della Provincia di Ferrara.

Impianti a biocombustibile in esercizio nella Provincia di Ferrara					
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda [MW_t]	Produzione elettrica lorda [GWh/anno]	Ore medie di funzionamento annue stimate [h/anno]
Biocombustibili convenzionali	7	25	~25	62,5	2500
	Biomassa	1			
	Bioliquidi	2			
	Biogas	4			
Termovalorizzazione di rifiuti	1	22	55,7	176	8000
Totale	8	47	~ 80	238,5	5074

15.3.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI E NON IN ESERCIZIO

In base ai dati trasmessi dalla Provincia di Ferrara e dai Comuni del territorio, oltre che in base a quelli già in possesso della Regione Emilia Romagna, risultano essere stati autorizzati dal 2007 (le pratiche precedenti sono già chiuse e gli impianti realizzati) complessivamente circa 37 MW_e e circa 130 MW_t.

Dal “censimento” degli impianti in funzione, si stima che siano al momento 3 gli impianti a biomassa autorizzati e non ancora realizzati o in esercizio sul territorio della Provincia di Ferrara:

- Un impianto a biomasse solide, di potenza elettrica nominale pari a 1 MW;
- Un impianto a biogas, di potenza elettrica nominale pari a 1 MW e potenza termica nominale stimata in circa 50 MW;
- Un impianto a biogas, di potenza elettrica nominale pari a 0,25 MW.

In sintesi, a questi impianti già autorizzati corrisponderebbero complessivamente (qualora fossero realizzati in toto) 2,25 MW_e e circa 50 MW_t di potenza efficiente lorda incrementale. La stima della produzione elettrica ad essi connessa non è fornita, anche se si può stimare una media annua di 8200 ore di funzionamento ad impianto (dai dati forniti dalla Provincia relativamente a questi impianti) e una conseguente produzione (indicativa) di circa 18,5 GWh incrementali.

Sulla base di queste considerazioni, si può quindi tracciare una stima anche del parco a biocombustibili che potrebbe essere presente sul territorio della Provincia di Ferrara in uno scenario a breve termine (2011-2012): tale situazione è riassunta dalla Tabella seguente:

Parco a biocombustibili stimato per la Provincia di Ferrara al 2011-2012					
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda [MW_t]	Produzione elettrica lorda [GWh/anno]	Ore medie di funzionamento annue stimate [h/anno]
Biocombustibili convenzionali	10	27,25	~75	81	2972
	Biomassa	2			
	Bioliquidi	2			
	Biogas	6			
Termovalorizzazione di rifiuti	1	22	55,7	176	8000
Totale	11	49,25	~ 130	257	5218

15.3.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Dall'analisi della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna, nonché di quella trasmessa dalla Provincia di Ferrara, non risulta la presenza di impianti per i quali sia in corso un processo autorizzativo da parte degli enti competenti.

Risultano però alcuni impianti in fase di progetto censiti dal GSE all'interno della lista degli impianti IAFR in progetto al 31/12/2009 (pubblicata dal GSE e reperibile sul sito): in particolare, sul territorio della Provincia di Ferrara risultano in progetto cinque nuovi impianti (due a bioliquidi, due a biogas e uno a biomasse solide), cui corrisponderebbe (in caso di autorizzazione positiva concessa a tutti gli impianti e successiva realizzazione degli stessi) una potenza efficiente lorda di 11,25 MW_e incrementali rispetto alla situazione attuale.

La tabella seguente riassume i dati riportati precedentemente.

Nuovi impianti a biocombustibili in fase di valutazione / progetto nella Provincia di Ferrara		
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza efficiente elettrica lorda in fase di valutazione [MW_e]
Biocombustibili "convenzionali"	5	11,25
	Biomasse solide	1
	Bioliquidi	8,22
	Biogas	2,03
Termovalorizzazione di rifiuti	0	0
Totale	5	11,25

Si verifica dunque come sul territorio della Provincia di Ferrara risulti consistente la potenza incrementale elettrica lorda che potrebbe essere connessa alla realizzazione di questi nuovi impianti.

Va sottolineato che non sono disponibili dati sulla potenza termica efficiente producibile da tali impianti.

15.4 - PROVINCIA DI FORLÌ - CESENA

15.4.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Dall'analisi dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Amministrazioni Provinciali e Comunali e dal confronto con quelli "storici" pubblicati da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009" e i "Bilanci energia elettrica" fino al 2009) e dal GSE ("Bilancio elettrico italiano 2009"), risulta che sul territorio della Provincia di Forlì-Cesena siano in esercizio nel complesso, 9 impianti termoelettrici destinati alla produzione di energia elettrica da biomasse: di questi, 8 sono impianti a biogas, cui si aggiunge un impianto di termovalorizzazione da rifiuti: a questi impianti è associata, nel complesso, una potenza elettrica efficiente lorda pari a 27,5 MW_e complessivi.

Gli impianti a biocombustibili sono, come evidenziato sopra, tutti impianti a biogas, cui è associata una potenza elettrica efficiente lorda complessiva di circa 5,4 MW_e e una potenza termica efficiente lorda di circa 2 MW_t.

L'impianto di termovalorizzazione risulta invece avere una potenza efficiente lorda corrispondente a circa 22,1 MW_e e una potenza termica efficiente lorda di 46,5 MW_t (dati "Moniter").

La stima della produzione elettrica è stata ottenuta, per il termovalorizzatore, sulla base dei dati pubblicati da Moniter (www.arpa.emr.it/moniter); per gli impianti a biomasse "convenzionali", sono stati ottenuti a partire dalle ore di funzionamento stimate (1600 h/anno) sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia e dai Comuni su cui gli impianti sono installati e sulla base dei dati di produzione pubblicati dal GSE ("Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia – 2008") e da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009").

Conoscendo (sempre tramite le informazioni fornite dalla Provincia e dai Comuni su cui gli impianti sono installati) la potenza elettrica complessiva associata a questi impianti, è stato possibile realizzare una stima "di massima" della produzione elettrica attesa da questi impianti per l'anno in corso.

Si stima, complessivamente, una produzione di energia elettrica da biocombustibili "totali" pari a 88,2 GWh, 8,7 GWh da biocombustibili "convenzionali" e 79,5 GWh dal termovalorizzatore. Si ricava dunque un valore di ore di funzionamento medie all'anno per impianto, pari a 3207 h/anno.

Di seguito è riportata la Tabella riassuntiva dello stato degli impianti a biocombustibili in esercizio sul territorio della Provincia di Forlì-Cesena.

Impianti a biocombustibile in esercizio nella Provincia di Forlì-Cesena					
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda [MW_t]	Produzione elettrica lorda [GWh/anno]	Ore medie di funzionamento annue stimate [h/anno]
Biocombustibili convenzionali	8	5,4	~2	8,7	1600
	Biomassa	0			
	Bioliquidi	0			
	Biogas	8			
Termovalorizzazione di rifiuti	1	22,1	46,5	79,5	3600
Totale	9	27,5	~ 48,5	88,2	3207

15.4.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI E NON IN ESERCIZIO

In base ai dati trasmessi dalla Provincia di Forlì-Cesena e a quelli in possesso della Regione Emilia Romagna, risultano essere stati autorizzati dal 2007 (le pratiche precedenti sono già chiuse e gli impianti realizzati) complessivamente circa 5 MW_e e circa 2 MW_t.

Dal “censimento” degli impianti in funzione, si stima che non ci siano impianti autorizzati e non ancora realizzati o non in esercizio sul territorio della Provincia di Forlì-Cesena.

Sulla base di queste considerazioni, si può quindi tracciare una stima anche del parco a biocombustibili che potrebbe essere presente sul territorio della Provincia di Forlì-Cesena in uno scenario a breve termine (2011-2012): tale situazione è riassunta dalla Tabella seguente:

Impianti a biocombustibile stimato per la Provincia di Forlì-Cesena al 2011-12					
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda [MW_t]	Produzione elettrica lorda [GWh/anno]	Ore medie di funzionamento annue stimate [h/anno]
Biocombustibili convenzionali	8	5,4	~2	8,7	1600
	Biomassa	0			
	Bioliquidi	0			
	Biogas	8			
Termovalorizzazione di rifiuti	1	22,1	46,5	79,5	3600
Totale	9	27,5	~ 48,5	88,2	3207

15.4.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Dall'analisi della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna, nonché di quella trasmessa dalla Provincia di Forlì-Cesena, non risulta la presenza di impianti per i quali sia in corso un processo autorizzativo da parte degli enti competenti.

Risultano però alcuni impianti in fase di progetto censiti dal GSE all'interno della lista degli impianti IAFR in progetto al 31/12/2009: in particolare, sul territorio della Provincia di Forlì-Cesena risultano in progetto due nuovi impianti (entrambi a bioliquidi), cui corrisponderebbe (in caso di autorizzazione positiva concessa a tutti gli impianti e successiva realizzazione degli stessi) una potenza efficiente lorda di 1,41 MW_e incrementali rispetto alla situazione attuale.

Lo stato degli impianti a biocombustibili complessivi in fase di valutazione e/o progetto sul territorio della Provincia di Forlì-Cesena è riportato nella Tabella seguente.

Nuovi impianti a biocombustibili in fase di valutazione / progetto nella Provincia di Forlì-Cesena		
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza efficiente elettrica lorda in fase di valutazione [MW_e]
Biocombustibili "convenzionali"	2	1,41
	Biomasse solide	0
	Bioliquidi	1,41
	Biogas	0
Termovalorizzazione di rifiuti	0	0
Totale	2	1,41

15.5 - PROVINCIA DI MODENA

15.5.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Dall'analisi dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Amministrazioni Provinciali e Comunali e dal confronto con quelli "storici" pubblicati da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009" e i "Bilanci energia elettrica" fino al 2009) e dal GSE ("Bilancio elettrico italiano 2009"), risulta che sul territorio della Provincia di Modena siano in esercizio nel complesso, 7 impianti termoelettrici destinati alla produzione di energia elettrica da biomasse: di questi, 6 sono impianti a biocombustibili, cui si aggiunge un impianto di termovalorizzazione da rifiuti. A questi impianti è associata, nel complesso, una potenza elettrica efficiente lorda pari a 33 MW_e complessivi.

Gli impianti a biocombustibili risultano essere tutti impianti a biogas, per una potenza elettrica efficiente lorda complessiva pari a 3,6 MW_e e una potenza termica efficiente lorda pari a circa 10 MW_t.

L'impianto di termovalorizzazione risulta invece avere una potenza efficiente lorda corrispondente a circa 29,4 MW_e, mentre la potenza efficiente termica lorda risulta essere di quasi 106 MW_t (dati "Monitor").

La stima della produzione elettrica è stata ottenuta, per il termovalorizzatore, sulla base dei dati pubblicati da Monitor (www.arpa.emr.it/monitor) e di quelli trasmessi da Provincia e Comune; per gli impianti a biomasse "convenzionali", sono stati ottenuti sulla base delle ore di funzionamento stimate (1400 h/anno) sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia e dai Comuni su cui gli impianti sono installati e sulla base dei dati di produzione pubblicati dal GSE ("Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia – 2008") e da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009").

Conoscendo (sempre tramite le informazioni fornite dalla Provincia e dai Comuni su cui gli impianti sono installati) la potenza elettrica complessiva associata a questi impianti, è stato possibile realizzare una stima "di massima" della produzione elettrica attesa da questi impianti per l'anno in corso.

Si stima, complessivamente, una produzione di energia elettrica da biocombustibili "totali" pari a 37,8 GWh, 5 GWh da biocombustibili "convenzionali" e 32,8 GWh dal termovalorizzatore. Si ricava dunque un valore di ore di funzionamento medie all'anno per impianto (relative a tutto il parco a biomasse), pari a 1145 h/anno.

Di seguito è riportata la Tabella riassuntiva dello stato degli impianti a biocombustibili in esercizio sul territorio della Provincia di Modena.

Impianti a biocombustibile in esercizio nella Provincia di Modena					
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda [MW_t]	Produzione elettrica lorda [GWh/anno]	Ore medie di funzionamento annue stimate [h/anno]
Biocombustibili convenzionali	6	3,6	~ 10	5	1400
	Biomassa	0			
	Bioliquidi	0			
	Biogas	6			
Termovalorizzazione di rifiuti	1	29,4	105,7	32,8	1115
Totale	7	33	~ 116	37,8	1145

15.5.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI E NON IN ESERCIZIO

In base ai dati trasmessi dalla Provincia di Modena e a quelli in possesso della Regione Emilia Romagna, risultano essere stati autorizzati dal 2006 (le pratiche precedenti sono già chiuse e gli impianti realizzati) complessivamente circa 17,4 MW_e e circa 61 MW_t.

Dal “censimento” degli impianti in funzione, si stima che siano al momento 3 gli impianti a biomassa autorizzati e non ancora realizzati o in esercizio sul territorio della Provincia di Modena:

- Un impianto a biogas (da digestione anaerobica di biomasse), di potenza elettrica nominale pari a 0,609 MW_e e potenza termica nominale stimata in circa 0,78 MW_t;
- Un impianto a biogas (da trattamento anaerobico di liquame zootecnico), di potenza elettrica nominale pari a 0,33 MW_e.

A questi due impianti va aggiunto il “caso particolare” dell’impianto a biomasse che dovrebbe sorgere in seguito alla riconversione dell’ex zuccherificio di Finale Emilia:

- Impianto a biomasse solide (sorgo da fibre, ottenuto da colture dedicate), cui dovrebbe corrispondere una potenza elettrica efficiente lorda pari a 12,5 MW_e e una potenza termica efficiente lorda pari a 50 MW_t.

Tale impianto, infatti, era già stato autorizzato dalla Provincia di Modena nel 2008, poi in seguito al subentro nella realizzazione di tale installazione di una ditta differente da quella che aveva avviato il procedimento, l’autorizzazione stata nuovamente concessa nel maggio 2010.

In sintesi, a questi impianti già autorizzati corrisponderebbero complessivamente (qualora fossero realizzati in toto) circa 13,5 MW_e e circa 51 MW_t di potenza efficiente lorda incrementale.

La produzione elettrica lorda può essere stimata assumendo, per i nuovi impianti, un numero di ore di funzionamento annuo pari a quello degli impianti già esistenti (1400 h/anno), non essendo fornite indicazioni al riguardo della producibilità di queste nuove installazioni.

Sulla base di queste considerazioni, si può quindi tracciare una stima anche del parco a biocombustibili che potrebbe essere presente sul territorio della Provincia di Modena in uno scenario a breve termine (2011-2012): tale situazione è riassunta dalla Tabella seguente:

Parco a biocombustibili stimato per la Provincia di Modena al 2011-2012					
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda [MW_t]	Produzione elettrica lorda [GWh/anno]	Ore medie di funzionamento annue stimate [h/anno]
Biocombustibili convenzionali	9	17,1	~61	24	1400
	Biomassa	1			
	Bioliquidi	0			
	Biogas	8			
Termovalorizzazione di rifiuti	1	29,4	105,7	32,8	1115
Totale	10	46,5	~ 167	56,8	1222

15.5.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Dall'analisi della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna, nonché di quella trasmessa dalla Provincia di Modena, non risulta la presenza di impianti per i quali sia in corso un processo autorizzativo da parte degli Enti competenti.

Risultano, all'interno della lista degli impianti IAFR censiti dal GSE (reperibile sul sito ufficiale) in progetto al 31/12/2009 la presenza dell'impianto legato alla riconversione dell'ex zuccherificio di Finale Emilia: avendo però a disposizione dati maggiormente aggiornati, secondo i quali l'impianto è stato autorizzato, tale intervento è stato dunque considerato nella lista di quelli già autorizzati e ancora da realizzare.

La condizione degli impianti a biocombustibili attualmente in fase di valutazione e/o progetto sul territorio della Provincia di Modena è riportata nella Tabella seguente.

Nuovi impianti a biocombustibili in fase di valutazione / progetto nella Provincia di Modena		
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza efficiente elettrica lorda in fase di valutazione [Mw_e]
Biocombustibili "convenzionali"	0	0
	Biomasse solide	0
	Bioliquidi	0
	Biogas	0
Termovalorizzazione di rifiuti	0	0
Totale	0	0

15.6 - PROVINCIA DI PARMA

15.6.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Dall'analisi dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Amministrazioni Provinciali e Comunali e dal confronto con quelli pubblicati da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009" e i "Bilanci energia elettrica" fino al 2009) e dal GSE ("Bilancio elettrico italiano 2009"), risulta che sul territorio della Provincia di Parma siano in esercizio nel complesso, 3 impianti termoelettrici destinati alla produzione di energia elettrica da biomasse, tutti a biogas.

Non è presente, sul territorio della Provincia di Parma, alcun termovalorizzatore.

A questi impianti è associata, nel complesso, una potenza elettrica efficiente lorda pari a 1,15 MW_e complessivi.

Si stima che a questi impianti sia complessivamente connessa una potenza termica efficiente lorda pari a circa 0,335 MW_t.

La stima della produzione elettrica è stata ottenuta, per il termovalorizzatore, sulla base dei dati pubblicati da Moniter (www.arpa.emr.it/moniter); per gli impianti a biomasse "convenzionali", sono stati ottenuti a partire dalle ore di funzionamento stimate (1500 h/anno) sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia e dai Comuni su cui gli impianti sono installati e sulla base del confronto con i dati di produzione degli anni precedenti pubblicati dal GSE ("Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia – 2008") e da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009").

Conoscendo (sempre tramite le informazioni fornite dalla Provincia e dai Comuni su cui gli impianti sono installati) la potenza elettrica complessiva associata a questi impianti, è stato possibile realizzare una stima "di massima" della produzione elettrica attesa da questi impianti per l'anno in corso.

Si stima, complessivamente, una produzione di energia elettrica da biocombustibili "totali" pari a 1,7 GWh, tutti derivanti da biocombustibili "convenzionali" (non essendo presente, come sottolineato in precedenza, alcun impianto di termovalorizzazione).

Di seguito è riportata la Tabella riassuntiva dello stato degli impianti a biocombustibili in esercizio sul territorio della Provincia di Parma.

Impianti a biocombustibile in esercizio nella Provincia di Parma					
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda [MW_t]	Produzione elettrica lorda [GWh/anno]	Ore medie di funzionamento annue stimate [h/anno]
Biocombustibili convenzionali	3	1,15	~ 0,335	1,7	1500
	Biomassa	0			
	Bioliquidi	0			
	Biogas	3			
Termovalorizzazione di rifiuti	0	0	0	0	0
Totale	3	1,15	~ 0,335	1,7	1500

15.6.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI E NON IN ESERCIZIO

In base ai dati trasmessi dalla Provincia di Parma e a quelli in possesso della Regione Emilia Romagna, risultano essere stati autorizzati dal 2006 (le pratiche precedenti sono già chiuse e gli impianti realizzati) complessivamente 7,214 MW_e e circa 13,8 MW_t, associati a 12 impianti valutati dall'Ente Provinciale.

Dal "censimento" degli impianti in funzione, si stima che siano al momento 9 gli impianti a biomassa autorizzati e non ancora realizzati o in esercizio sul territorio della Provincia di Parma:

- Sette impianti a biogas, per una potenza elettrica nominale complessiva pari a 4,26 MW_e e una potenza termica nominale complessiva pari a 8,75 MW_t.
- Due impianti a bioliquidi (olio vegetale), per una potenza elettrica nominale pari a 1,81 MW_e e 4,67 MW_t.

In sintesi, a questi impianti già autorizzati corrisponderebbero complessivamente (qualora fossero realizzati in toto) 6,07 MW_e e circa 13,4 MW_t di potenza efficiente lorda incrementale.

La stima della produzione elettrica ad essi connessa non è fornita; si può effettuare una previsione assumendo per i nuovi impianti, un numero medio di ore di funzionamento annue pari a quello degli impianti già esistenti sul territorio.

Sulla base di queste considerazioni, si può quindi tracciare una stima anche del parco a biocombustibili che potrebbe essere presente sul territorio della Provincia di Ferrara in uno scenario a breve termine (tenuto conto del numero degli impianti, più al 2012 che non al 2011): tale situazione è riassunta dalla Tabella seguente:

Parco a biocombustibili stimato per la Provincia di Parma al 2011-2012					
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda [MW_t]	Produzione elettrica lorda [GWh/anno]	Ore medie di funzionamento annue stimate [h/anno]
Biocombustibili convenzionali	12	7,214	13,8	10,9	1500
	Biomassa	0			
	Bioliquidi	2			
	Biogas	10			
Termovalorizzazione di rifiuti	0	0	0	0	0
Totale	12	7,214	13,8	10,9	1500

15.6.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Dall'analisi della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna, nonché di quella trasmessa dalla Provincia di Parma, risulta la presenza di altri impianti per i quali sia in corso un processo autorizzativo da parte degli enti competenti: la Provincia di Parma non ne comunica però il numero e le potenze ad essi connesse.

Risultano anche alcuni impianti in fase di progetto censiti dal GSE all'interno della lista degli impianti IAFR in progetto al 31/12/2009: in particolare, sul territorio della Provincia di Parma risultano in progetto tre nuovi impianti (tutti a bioliquidi), cui corrisponderebbe (in caso di autorizzazione positiva concessa a tutti gli impianti e successiva realizzazione degli stessi) una potenza efficiente lorda di 4,6 MW_e incrementali rispetto alla situazione attuale.

Il quadro relativo ai nuovi impianti a biocombustibili attualmente in fase di valutazione e/o progetto sul territorio della Provincia di Parma è riportato nella Tabella seguente.

Nuovi impianti a biocombustibili in fase di valutazione / progetto nella Provincia di Parma		
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza efficiente elettrica lorda in fase di valutazione [MW_e]
Biocombustibili "convenzionali"	3 + n.d. (in valutazione dalla Provincia e non comunicati)	4,6
Biomasse solide	0	0
Bioliquidi	3	4,6
Biogas	0	0
Termovalorizzazione di rifiuti	0	0
Totale	3	4,6

Non sono invece disponibili dati sulle potenze termiche connesse a questi impianti.

15.7 - PROVINCIA DI PIACENZA

15.7.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Dall'analisi dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Amministrazioni Provinciali e Comunali e dal confronto con quelli "storici" pubblicati da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009" e i "Bilanci energia elettrica" fino al 2009) e dal GSE ("Bilancio elettrico italiano 2009"), risulta che sul territorio della Provincia di Piacenza siano in esercizio nel complesso, 5 impianti termoelettrici destinati alla produzione di energia elettrica da biomasse: di questi, 4 sono impianti a biocombustibili, cui si aggiunge un impianto di termovalorizzazione da rifiuti: a questi impianti è associata, nel complesso, una potenza elettrica efficiente lorda pari a 12,3 MW_e complessivi.

Gli impianti a biocombustibili sono tutti a biogas, per una potenza elettrica efficiente lorda (complessiva per questi impianti a biocombustibili "convenzionali") pari a 1 MW_e. Si stima che a questi impianti sia complessivamente connessa una potenza termica efficiente lorda pari a circa 2,3 MW_t.

L'impianto di termovalorizzazione risulta invece avere una potenza efficiente lorda corrispondente a circa 11,3 MW_e (dati "Monitor").

La stima della produzione elettrica è stata ottenuta, per il termovalorizzatore, sulla base dei dati pubblicati da Monitor (www.arpa.emr.it/monitor) e di quelli trasmessi da Provincia e Comune; per gli impianti a biomasse "convenzionali", sono stati ottenuti sulla base delle ore di funzionamento stimate (2400 h/anno) sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia e dai Comuni su cui gli impianti sono installati e sulla base del confronto con i dati di produzione degli anni precedenti pubblicati dal GSE ("Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia – 2008") e da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009").

Conoscendo (sempre tramite le informazioni fornite dalla Provincia e dai Comuni su cui gli impianti sono installati) la potenza elettrica complessiva associata a questi impianti, è stato possibile realizzare una stima "di massima" della produzione elettrica attesa da questi impianti per l'anno in corso.

Si stima, complessivamente, una produzione di energia elettrica da biocombustibili "totali" pari a 12,3 GWh, 1 GWh derivante da biocombustibili "convenzionali", 11,3 GWh prodotti invece dal termovalorizzatore.

Di seguito è riportata la Tabella riassuntiva dello stato degli impianti a biocombustibili in esercizio sul territorio della Provincia di Piacenza.

Impianti a biocombustibile in esercizio nella Provincia di Piacenza					
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda [MW_t]	Produzione elettrica lorda [GWh/anno]	Ore medie di funzionamento annue stimate [h/anno]
Biocombustibili convenzionali	4	1	~ 2,3	2,4	2400
	Biomassa	0			
	Bioliquidi	0			
	Biogas	4			
Termovalorizzazione di rifiuti	1	11,3	~ 7	38,6	3416
Totale	5	12,3	~ 10	41	3333

15.7.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI E NON IN ESERCIZIO

In base ai dati trasmessi dalla Provincia di Piacenza e a quelli in possesso della Regione Emilia Romagna, si stima che al momento ci sia un solo impianto a biomassa autorizzato e non ancora realizzato (o in esercizio) sul territorio della Provincia di Piacenza:

- Impianto a biogas, di potenza elettrica nominale pari a 0,845 MW_e e potenza termica nominale stimata in 2,025 MW_t; tale impianto è stato autorizzato dalla Provincia di Piacenza nel novembre 2009 e attualmente dovrebbe trovarsi in fase di cantierizzazione.

La stima della produzione elettrica ad essi connessa non è fornita, anche se per questo impianto i documenti trasmessi dalla Provincia suggeriscono di stimare una media annua di 8200 ore di funzionamento: così facendo, risulta una produzione elettrica lorda incrementale, rispetto alla situazione attuale, pari a 6,9 GWh.

Sulla base di queste considerazioni, si può quindi tracciare una stima anche del parco a biocombustibili che potrebbe essere presente sul territorio della Provincia di Piacenza in uno scenario a breve termine (2011-2012): tale situazione è riassunta dalla Tabella seguente:

Parco a biocombustibili stimato per la Provincia di Piacenza al 2011-2012					
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda [MW_t]	Produzione elettrica lorda [GWh/anno]	Ore medie di funzionamento annue stimate [h/anno]
Biocombustibili convenzionali	5	1,845	~ 4,4	9,3	5041
Biomassa	0				
Bioliquidi	0				
Biogas	5				
Termovalorizzazione di rifiuti	1	11,3	~ 7	38,6	3416
Totale	6	13,145	~ 11,4	47,9	3644

15.7.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Dall'analisi della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna, nonché di quella trasmessa dalla Provincia di Piacenza, non risulta la presenza di impianti per i quali sia in corso un processo autorizzativo da parte degli enti competenti.

Risulta però un impianto in fase di progetto censito dal GSE all'interno della lista degli impianti IAFR in progetto al 31/12/2009 (la lista è reperibile sul sito ufficiale della società): in particolare, si tratta di un impianto a biomasse solide, cui corrisponderebbe (in caso di autorizzazione positiva concessa a tutti gli impianti e successiva realizzazione degli stessi) una potenza efficiente lorda di 0,17 MW_e incrementalmente rispetto alla situazione attuale.

Il quadro relativo alle nuove installazioni a biocombustibili attualmente in fase di valutazione e/o progetto sul territorio della Provincia di Piacenza, è riportato nella Tabella seguente:

Nuovi impianti a biocombustibili in fase di valutazione / progetto nella Provincia di Piacenza		
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza efficiente elettrica lorda in fase di valutazione [Mw_e]
Biocombustibili "convenzionali"	1	0,17
Biomasse solide	1	0,17
Bioliquidi	0	0
Biogas	0	0
Termovalorizzazione di rifiuti	0	0
Totale	1	0,17

15.8 - PROVINCIA DI RAVENNA

15.8.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Bisogna premettere che, per via della dispersione dei dati, della difficoltà nel renderli organici, cercando di evitare sovrapposizioni o ridondanze dalla “collazione” tra le differenti fonti, tracciare un quadro della situazione sul territorio della Provincia di Ravenna risulta complicato e tale quadro, in questo caso più che mai, dovrà essere considerato come una stima della situazione della fonte a biocombustibili sul territorio.

Dall’analisi dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Amministrazioni Provinciali e Comunali e dal confronto con quelli pubblicati da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009” e i “Bilanci energia elettrica” fino al 2009) e dal GSE (“Bilancio elettrico italiano 2009”), risulta che sul territorio della Provincia di Ravenna siano in esercizio nel complesso, 8 impianti termoelettrici destinati alla produzione di energia elettrica da biomasse: di questi, 7 sono impianti a biocombustibili, cui si aggiunge un impianto di termovalorizzazione da rifiuti: a questi impianti è associata, nel complesso, una potenza elettrica efficiente lorda pari a 148,25 MW_e complessivi.

Gli impianti a biocombustibili sono 3 impianti a bioliquidi, 3 impianti a biomassa solida e un impianto a biogas, per una potenza elettrica efficiente lorda (complessiva per questi impianti a biocombustibili “convenzionali”) pari a 142 MW_e.

L’impianto di termovalorizzazione risulta invece avere una potenza efficiente lorda corrispondente a 6,25 MW_e ; la sua potenza termica efficiente lorda è invece definita (secondo i dati Hera) pari a 27,8 MW_t. Le ore di funzionamento annue stimate sono pari a 8000 (dati “Moniter”, reperibili sul sito www.arpa.emr.it/moniter).

Si stima che a questi impianti sia complessivamente connessa una potenza termica efficiente lorda pari a circa 200 MW_t.

La stima della produzione elettrica è stata ottenuta, per il termovalorizzatore, sulla base dei dati pubblicati da Moniter (www.arpa.emr.it/moniter); per gli impianti a biomasse “convenzionali”, sono stati ottenuti sulla base delle ore di funzionamento stimate (assunte pari a 4400 h/anno) sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia e dai Comuni su cui gli impianti sono installati e sulla base del confronto con i dati di produzione degli anni precedenti pubblicati dal GSE (“Statistiche sulle fonti

rinnovabili in Italia – 2008”) e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”).

Conoscendo (sempre tramite le informazioni fornite dalla Provincia e dai Comuni su cui gli impianti sono installati) la potenza elettrica complessiva associata a questi impianti, è stato possibile realizzare una stima “di massima” della produzione elettrica attesa da questi impianti per l’anno in corso.

Si stima, complessivamente, una produzione di energia elettrica da biocombustibili “totali” pari a 675 GWh, 625 GWh derivanti da biocombustibili “convenzionali”, 50 GWh prodotti invece dal termovalorizzatore; tale dato è associato a una media di ore di funzionamento annue per impianto, pari a 4552 circa.

La stima dello stato delle biomasse sul territorio della Provincia di Ravenna è complicata anche dalla presenza di impianti realizzati e non in esercizio, oppure solo parzialmente in esercizio: un esempio è quello di Unigra, impianto di produzione di energia elettrica da biomasse installato presso il Comune di Conselice, cui corrisponderebbe una potenza elettrica efficiente lorda di 49 MW_e, tenendo conto anche della presenza di questo impianto –al momento non valutato nel totale- il parco elettrico da biomasse installato sul territorio della Provincia di Ravenna risulterebbe attestarsi intorno ai 190 MW_e di potenza elettrica efficiente lorda.

Di seguito è riportata la Tabella riassuntiva dello stato degli impianti a biocombustibili in esercizio sul territorio della Provincia di Ravenna.

Impianti a biocombustibile in esercizio nella Provincia di Ravenna					
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda [MW_t]	Produzione elettrica lorda [GWh/anno]	Ore medie di funzionamento annue stimate [h/anno]
Biocombustibili convenzionali	7	142	~180	625	4400
	Biomassa	3			
	Bioliquidi	3			
	Biogas	1			
Termovalorizzazione di rifiuti	1	6,25	27,8	50	8000
Totale	8	148,25	~ 209	675	4545

15.8.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI E NON IN ESERCIZIO

In base ai dati trasmessi dalla Provincia di Ravenna e a quelli in possesso della Regione Emilia Romagna, si stima che al momento ci siano alcuni impianti autorizzati dagli Enti competenti e non ancora realizzati (oppure solo parzialmente realizzati) o realizzati e non in esercizio:

- Impianto a biogas, di potenza elettrica nominale pari a 0,999 MW_e e potenza termica nominale stimata in 2,2 MW_t; tale impianto è stato autorizzato dalla Provincia di Ravenna nel novembre 2009 sul territorio del Comune di Fusignano e attualmente dovrebbe trovarsi in fase di cantierizzazione.
- Impianto a olio vegetale, di potenza elettrica efficiente lorda pari a 7,124 MW_e e potenza termica efficiente lorda pari a 15,5 MW_t, autorizzato nel 2009 sul territorio del Comune di Ravenna.
- Impianto a biogas da discarica, di potenza elettrica efficiente lorda pari a 1,36 MW_e e potenza termica efficiente lorda corrispondente a 3,5 MW_t, autorizzato a maggio 2010 sul territorio del Comune di Ravenna.
- Impianto a olio vegetale (da semi di girasole), di potenza elettrica efficiente lorda pari a 0,96 MW_e e potenza termica efficiente lorda corrispondente a 2,44 MW_t, autorizzato negli ultimi mesi del 2009.
- Impianto a biogas da biomasse di origine agricola, di potenza elettrica efficiente lorda pari a 0,999 MW_e e potenza termica efficiente lorda pari a 2,46 MW_t, autorizzato nell'aprile 2010 sul territorio del Comune di Ravenna.
- Impianto a biogas da biomasse, di potenza elettrica efficiente lorda pari a 1 MW_e e potenza termica efficiente lorda pari a 2,7 MW_t, autorizzato negli ultimi mesi del 2009 sul territorio del Comune di Ravenna.
- Impianto a biogas, di potenza elettrica efficiente lorda pari a 2,262 MW_e, autorizzato nel 2009 sul territorio di Sant'Agata sul Santerno.
- Impianto a olio vegetale, di potenza elettrica efficiente lorda pari a 0,96 MW_e e potenza termica efficiente lorda corrispondente a 1,219 MW_t, autorizzato nel novembre 2009 sul territorio del Comune di Ravenna.

La stima della produzione elettrica ad essi connessa e delle ore medie di funzionamento annue previste, non è fornita.

Nel complesso, quindi, si stima che siano 8 gli impianti autorizzati e non ancora realizzati (o in esercizio) sul territorio della Provincia di Ravenna: 5 impianti a biogas (di cui uno da discarica) e 3 impianti a olio vegetale.

La potenza elettrica efficiente lorda incrementale, connessa alla realizzazione di tutti questi impianti, risulta essere di circa 16 MW_e, mentre la potenza termica efficiente lorda incrementale risulta essere stimata in circa 31 MW_t.

La stima della produzione elettrica lorda potenziale è stata ottenuta stimando, per le nuove installazioni, un numero medio di ore di funzionamento annue pari a quello delle installazioni già esistenti (circa 4400).

Sulla base di queste considerazioni, si può quindi tracciare una stima anche del parco a biocombustibili che potrebbe essere presente sul territorio della Provincia di Ravenna in uno scenario a breve termine (2011-2012): tale situazione è riassunta dalla Tabella seguente:

Parco a biocombustibili stimato per la Provincia di Ravenna al 2011-2012					
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda [MW_t]	Produzione elettrica lorda [GWh/anno]	Ore medie di funzionamento annue stimate [h/anno]
Biocombustibili convenzionali	15	158	~210	696	4400
	Biomassa	3			
	Bioliquidi	6			
	Biogas	6			
Termovalorizzazione di rifiuti	1	6,25	27,8	50	8000
Totale	16	164,25	~ 238	746	4541

15.8.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Dall'analisi della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna, nonché di quella trasmessa dalla Provincia di Piacenza, risulta la presenza di numerosi impianti per i quali è tuttora in corso un processo autorizzativo da parte degli enti competenti:

- Impianto a biomasse solide (da scarti di lavorazioni industriali alimentari), di potenza elettrica efficiente lorda pari a 0,99 MW_e, in fase di valutazione sul territorio del Comune di Ravenna.
- Impianto a biogas (da colture dedicate; in realtà c'è anche la presenza di un impianto fotovoltaico) di potenza elettrica efficiente lorda pari a 27 MW_e e potenza termica lorda pari a 93 MW_t, in corso di valutazione sul territorio del Comune di Faenza.
- Impianto alimentato a olio di colza e/o girasole, di potenza elettrica efficiente lorda pari a 0,45 MW_e, in corso di valutazione sul territorio del Comune di Lugo.
- Impianto a olio vegetale (destinato all'alimentazione di serre), di potenza elettrica efficiente lorda pari a 0,42 MW_e e potenza termica efficiente lorda corrispondente a 0,999 MW_t, in corso di valutazione sul territorio del Comune di Brisighella.
- Impianto a biogas (da digestione anaerobica di biomasse) di potenza elettrica efficiente lorda pari a 0,999 MW_e, in corso di valutazione sul territorio del Comune di San Pietro in Campiano.
- Impianto a biogas (da digestione anaerobica di biomasse) di potenza elettrica efficiente lorda pari a 0,25 MW_e, in corso di valutazione sul territorio del Comune di Ravenna.

A questi impianti in fase di valutazione si aggiungerebbe anche un impianto di produzione di energia da biomasse solide, di potenza elettrica efficiente lorda pari a 25 MW_e e potenza termica efficiente lorda pari a 90 MW_t, in corso di valutazione sul territorio del Comune di Ravenna: recentemente, però, la pratica relativa a tale impianto è stata ritirata e la procedura sospesa; di conseguenza tale impianto non sarà considerato nel novero di quelli tuttora in fase di valutazione.

Gli impianti in fase di valutazione da parte degli Enti competenti (Comuni e Provincia di Ravenna) sul territorio ravennate, quindi, risultano essere 6, di cui 3 a biogas, 2 a bioliquidi e 1 a biomassa solida. A questi impianti corrisponde una potenza elettrica efficiente lorda incrementale pari a 30,1 MW_e e circa 30 MW_t.

Oltre a questi impianti in fase di valutazione, risultano inoltre sul territorio della Provincia di Ravenna alcuni impianti in fase di progetto censiti dal GSE all'interno della lista degli impianti IAFR in progetto al 31/12/2009:

- Un impianto a bioliquidi di nuova realizzazione, cui corrisponde una potenza elettrica efficiente lorda pari a 0,45 MW_e;
- Un impianto a biomasse solide di nuova realizzazione, cui corrisponde una potenza elettrica efficiente lorda pari a 13,7 MW_e;
- Un impianto a biomasse solide di nuova realizzazione, cui corrisponde una potenza elettrica efficiente lorda pari a 20,5 MW_e.

La potenza elettrica efficiente lorda incrementale (rispetto alla situazione attuale) connessa alla realizzazione di questi impianti, risulta dunque essere pari a 34,65 MW_e. La potenza termica, la producibilità elettrica lorda e le ore medie di funzionamento annue non sono invece rese note.

Nel complesso, quindi, sono 9 gli impianti in fase di valutazione o progetto sul territorio della Provincia di Ravenna: 3 a biogas, 3 a bioliquidi e 3 a biomassa solida. La potenza elettrica efficiente lorda incrementale connessa all'eventuale realizzazione di questi impianti risulta essere pari a 64,8 MW_e, mentre la potenza termica efficiente lorda dovrebbe risultare superiore ai 30 MW_t : il quadro riassuntivo sulla Provincia di Ravenna è riportato nella Tabella seguente.

Nuovi impianti a biocombustibili in fase di valutazione / progetto nella Provincia di Ravenna		
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza efficiente elettrica lorda in fase di valutazione [Mw_e]
Biocombustibili "convenzionali"	9	64,8
Biomasse solide	3	35,2
Bioliquidi	3	1,3
Biogas	3	28,3
Termovalorizzazione di rifiuti	0	0
Totale	9	64,8

15.9 - PROVINCIA DI REGGIO EMILIA

15.9.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Dall'analisi dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Amministrazioni Provinciali e Comunali e dal confronto con quelli pubblicati da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009" e i "Bilanci energia elettrica" fino al 2009) e dal GSE ("Bilancio elettrico italiano 2009") risulta che sul territorio della Provincia di Reggio Emilia siano in esercizio nel complesso, 5 impianti termoelettrici destinati alla produzione di energia elettrica da biomasse: di questi, 4 sono impianti a biocombustibili, cui si aggiunge un impianto di termovalorizzazione da rifiuti: a questi impianti è associata, nel complesso, una potenza elettrica efficiente lorda pari a 12 MW_e complessivi.

Gli impianti a biocombustibili sono tutti a biogas, per una potenza elettrica efficiente lorda (complessiva per questi impianti a biocombustibili "convenzionali") pari a 6,3 MW_e. La potenza termica efficiente lorda connessa complessivamente a questi impianti, si stima essere di circa 3 MW_t.

L'impianto di termovalorizzazione risulta invece avere una potenza efficiente lorda corrispondente a circa 5,7 MW_e (per quanto, sullo stesso impianto siano in corso lavori di rifacimento parziale che potrebbero incrementarne entro breve la potenza); la sua potenza termica efficiente lorda, invece, risulta essere pari a circa 18 MW_t (dati derivanti da "Monitor" e da quelli trasmessi dalla Provincia e dal Comune).

La stima della produzione elettrica è stata ottenuta, per il termovalorizzatore, sulla base dei dati pubblicati da Monitor (www.arpa.emr.it/monitor) e di quelli trasmessi dagli enti competenti; per gli impianti a biomasse "convenzionali", sono stati ottenuti sulla base delle ore di funzionamento stimate (4000 h/anno) sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia e dai Comuni su cui gli impianti sono installati e sulla base del confronto con i dati di produzione degli anni precedenti pubblicati dal GSE ("Statistiche sulle fonti rinnovabili in Italia – 2008") e da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009").

Conoscendo (sempre tramite le informazioni fornite dalla Provincia e dai Comuni su cui gli impianti sono installati) la potenza elettrica complessiva associata a questi impianti, è stato possibile realizzare una stima "di massima" della produzione elettrica attesa da questi impianti per l'anno in corso.

Si stima, complessivamente (si ricorda che è una stima indicativa), una produzione di energia elettrica da biocombustibili “totali” pari a 49,3 GWh, 25,2 GWh derivanti da biocombustibili “convenzionali”, 23,1 GWh prodotti invece dal termovalorizzatore: da ciò si ricava una media di ore di funzionamento pari a circa 4102 h/anno per impianto.

Di seguito è riportata la Tabella riassuntiva dello stato degli impianti a biocombustibili in esercizio sul territorio della Provincia di Reggio Emilia.

Impianti a biocombustibile in esercizio nella Provincia di Reggio Emilia					
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda [MW_t]	Produzione elettrica lorda [GWh/anno]	Ore medie di funzionamento annue stimate [h/anno]
Biocombustibili convenzionali	4	6,3	~3	25,2	4000
	Biomassa	0			
	Bioliquidi	0			
	Biogas	4			
Termovalorizzazione di rifiuti	1	5,7	~ 18	23,1	4052
Totale	5	12	~21	49,3	4102

15.9.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI E NON IN ESERCIZIO

In base ai dati trasmessi dalla Provincia di Reggio Emilia e dai Comuni ad essa afferenti, oltre che in base ai dati in possesso della Regione Emilia Romagna, si stima che al momento ci siano tre impianti a biomassa autorizzati e non ancora realizzati (o in esercizio) sul territorio della Provincia di Reggio Emilia:

- Un impianto a biomassa legnosa (quindi biomassa solida), autorizzato nel 2009 sul territorio del Comune di Correggio; a questo impianto dovrebbe corrispondere una potenza elettrica efficiente lorda di 0,5 MW_e.
- Due impianti a olio vegetale, autorizzati nel 2009 sempre sul territorio del Comune di Correggio; ai due impianti dovrebbe corrispondere una potenza elettrica efficiente lorda di 1 MW_e.

Complessivamente, quindi, la potenza elettrica lorda incrementale associata a questi tre impianti risulta essere pari a 1,5 MW_e. La potenza termica lorda associata ai tre impianti, invece, dovrebbe essere di circa 2 MW_t complessivi.

Non sono disponibili dati sulla produzione elettrica lorda associata a questi impianti, non essendo note nemmeno le ore medie di funzionamento previste. Per effettuare una stima qualitativa (e non indicativa) dell'incremento di produzione elettrica lorda, si può stimare (visto che non è suggerito altrimenti) un numero medio di ore di funzionamento annue per i nuovi impianti installati, pari a quello degli impianti già esistenti.

Sulla base di queste considerazioni, si può quindi tracciare una stima anche del parco a biocombustibili che potrebbe essere presente sul territorio della Provincia di Reggio Emilia in uno scenario a breve termine (2011-2012): tale situazione è riassunta dalla Tabella seguente:

Parco a biocombustibili stimato per la Provincia di Reggio Emilia al 2011-2012					
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda [MW_t]	Produzione elettrica lorda [GWh/anno]	Ore medie di funzionamento annue stimate [h/anno]
Biocombustibili convenzionali	7	7,8	~ 5	31,2	4000
	Biomassa	1			
	Bioliqidi	2			
	Biogas	5			
Termovalorizzazione di rifiuti	1	5,7	~ 18	23,4	4052
Totale	8	13,5	~ 23	54,6	4044

15.9.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Dall'analisi della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna, di quella trasmessa dalla Provincia di Reggio Emilia e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta congiunta da parte di Regione e Provincia, risulta la presenza di alcuni impianti per i quali è in corso un processo autorizzativo da parte degli enti competenti.

Bisogna però tenere conto che, a causa della risposta solo parziale dei Comuni del Reggiano (la maggior parte non ha ancora trasmesso i dati sulle autorizzazioni Comunali concesse o in fase di valutazione), diversi impianti in fase di valutazione risultano sfuggire al "censimento".

Gli impianti noti per i quali è in corso la procedura di autorizzazione sul territorio della Provincia di Reggio Emilia, sono i seguenti:

- Un impianto biogas (alimentato a massa vegetale), localizzato sul territorio del Comune di Vezzano sul Crostolo e destinato a fornire energia ad un'azienda agricola. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,998 MW_e, la potenza termica efficiente lorda è invece pari a 0,782 MW_t.
- Un impianto biogas "misto", localizzato anch'esso sul territorio del Comune di Vezzano sul Crostolo e destinato a fornire energia ad un'azienda agricola. La potenza elettrica efficiente lorda di tale impianto dovrebbe essere di 0,8 MW_e, la potenza termica efficiente lorda è invece stimata pari a 0,65 MW_t.
- Un impianto a biomasse solide, localizzato sul territorio del Comune di Rio Saliceto, destinato a fornire energia ad un'azienda agricola. La potenza elettrica efficiente lorda di tale impianto dovrebbe essere pari a 0,499 MW_e, la potenza termica efficiente lorda è stimata invece essere pari a 0,44 MW_t.

In base ai dati trasmessi dai relativi Comuni, comunque, risulta che tutti questi impianti stiano per ricevere, a breve, l'autorizzazione: per tale motivo è legittimo pensare che, se anche non saranno realizzati in uno scenario di brevissimo termine (entro il 2011), in uno scenario di breve termine (già al 2012) potrebbero risultare presenti all'interno del parco a biomasse della Provincia di Reggio Emilia.

Per semplicità, comunque, questi impianti –per quanto prossimi all’autorizzazione ma non ancora autorizzati- verranno considerati solo all’interno dello scenario di medio termine e non in quello di breve/brevissimo termine.

A questi impianti, nel complesso, risulta associata una potenza elettrica efficiente lorda pari a 2,297 MW_e e una potenza termica efficiente lorda pari a 1,872 MW_t.

Oltre a questi impianti in fase di valutazione da parte dei Comuni, sul territorio di Reggio Emilia risultano diversi impianti in fase di progetto, censiti dal GSE all’interno della lista degli impianti IAFR in progetto al 31/12/2009:

- Due impianti a bioliquidi di nuova costruzione, caratterizzati da una potenza elettrica efficiente lorda complessiva pari a 1,53 MW_e.
- Un impianto a biomasse solide di nuova costruzione, caratterizzato da una potenza elettrica efficiente lorda di 0,5 MW_e.
- Un impianto a biogas di nuova costruzione, caratterizzato da una potenza elettrica efficiente lorda di 1 MW_e.

Nel complesso, a questi impianti IAFR in fase di progetto corrisponde dunque una potenza elettrica efficiente lorda pari a 3,03 MW_e. La potenza termica efficiente lorda di questi impianti non è invece nota.

La potenza elettrica efficiente lorda incrementale, connessa alla realizzazione di tutti i sette impianti in fase di valutazione e progetto sul territorio della Provincia di Reggio Emilia, risulta essere pari a 5,327 MW_e, mentre la potenza termica efficiente lorda correlata alla realizzazione di tali impianti si può stimare intorno ai 3 MW_t.

Il quadro complessivo di tali installazioni è riportato nella Tabella seguente:

Nuovi impianti a biocombustibili in fase di valutazione / progetto nella Provincia di Reggio Emilia		
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza efficiente elettrica lorda in fase di valutazione [Mw_e]
Biocombustibili "convenzionali"	7	5,327
	Biomasse solide	0,999
	Bioliquidi	1,53
	Biogas	2,798
Termovalorizzazione di rifiuti	0	0
Totale	7	5,327

15.10 - PROVINCIA DI RIMINI

15.10.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Dall'analisi dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Amministrazioni Provinciali e Comunali e dal confronto con quelli "storici" pubblicati da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009" e i "Bilanci energia elettrica" fino al 2009) e dal GSE ("Bilancio elettrico italiano 2009") risulta che sul territorio della Provincia di Rimini sia in esercizio un solo impianto termoelettrico destinato alla produzione di energia elettrica da biomasse: in realtà questo impianto è un impianto termoelettrico che produce energia elettrica a partire dalla termovalorizzazione di rifiuti solidi urbani.

L'impianto è quello di termovalorizzazione presente sul territorio del Comune di Coriano; i dati ad esso relativi sono stimati, poiché l'impianto stesso sta subendo significative modifiche in questi ultimi due anni: le linee 1 e 2 sono state dismesse nel 2008, mentre la linea 3 sta venendo ammodernata ed è in fase di realizzazione una linea 4 di termovalorizzazione.

L'impianto, nella sua configurazione finale, dovrebbe essere caratterizzato da una potenza elettrica efficiente lorda pari a 15,7 MW_e e una potenza termica efficiente lorda stimata in 68,4 MW_t (dati "Monitor").

Al momento si stima che, essendo i lavori stati realizzati solo parzialmente, l'impianto sia caratterizzato da una potenza elettrica efficiente lorda pari a circa 10 MW_e, mentre la potenza termica efficiente lorda dovrebbe essere di 45 MW_t circa (stima realizzata a partire dai dati "Monitor" e sulla base di quelli trasmessi dagli Enti competenti).

La produzione elettrica lorda associata a tale impianto, avendo stimato (sulla base dei dati raccolti dalle comunicazioni della Provincia e dei Comuni, oltre che dal confronto con i dati di "Monitor") una media di ore annue di funzionamento pari a 1400 h/anno, si stima (si ricorda che questo è un dato indicativo) pari a 14 GWh.

Non si segnala invece la presenza, sul territorio della Provincia di Rimini, di impianti a biocombustibili "convenzionali": la Provincia di Rimini, al momento, risulta dunque essere l'unica di tutta la Regione a non avere sul proprio territorio impianti a biomasse convenzionali.

Nella pagina seguente è riportata la Tabella riassuntiva dello stato degli impianti a biocombustibili in esercizio sul territorio della Provincia di Rimini.

Impianti a biocombustibile in esercizio nella Provincia di Rimini					
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda [MW_t]	Produzione elettrica lorda [GWh/anno]	Ore medie di funzionamento annue stimate [h/anno]
Biocombustibili convenzionali	0	0	0	0	0
	Biomassa	0			
	Bioliquidi	0			
	Biogas	0			
Termovalorizzazione di rifiuti	1	10	45	14	1400
Totale	1	10	45	14	1400

15.10.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI E NON IN ESERCIZIO

In base ai dati trasmessi dalla Provincia di Rimini e a quelli in possesso della Regione Emilia Romagna, non risultano impianti a biomasse autorizzati e non realizzati.

E' però legittimo pensare che, in uno scenario di breve termine, i lavori di ammodernamento dell'impianto di termovalorizzazione di Coriano vengano conclusi, determinando il raggiungimento della configurazione finale prevista per l'impianto: l'incremento previsto dovrebbe essere di 5,7 MW_e e 23,4 MW_t. La produzione elettrica lorda è stata stimata ipotizzando un numero di ore annue di funzionamento analogo a quello attuale (condizione che potrebbe mutare, però).

Il parco a biomasse installato sul territorio della Provincia di Rimini, in uno scenario di breve termine, dovrebbe quindi risultare quello definito dalla Tabella seguente:

Parco a biocombustibili stimato per la Provincia di Rimini al 2011-2012					
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda [MW_t]	Produzione elettrica lorda [GWh/anno]	Ore medie di funzionamento annue stimate [h/anno]
Biocombustibili convenzionali	0	0	0	0	0
	Biomassa	0			
	Bioliquidi	0			
	Biogas	0			
Termovalorizzazione di rifiuti	1	15,7	68,4	22	1400
Totale	1	15,7	68,4	22	1400

15.10.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Dall'analisi della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna, nonché di quella trasmessa dalla Provincia di Ferrara, non risulta la presenza di impianti per i quali sia in corso un processo autorizzativo da parte degli enti competenti.

Risulta però un impianti in fase di progetto censiti dal GSE all'interno della lista degli impianti IAFR in progetto al 31/12/2009:

- Impianto a bioliquidi di nuova costruzione, cui corrisponde una potenza elettrica efficiente lorda di 0,03 MW_e.

Il quadro complessivo delle nuove installazioni a biocombustibili in fase di valutazione e/o progetto sul territorio della Provincia di Rimini è stato riportato nella Tabella seguente:

Nuovi impianti a biocombustibili in fase di valutazione / progetto nella Provincia di Rimini		
Tipologia di impianto	Numero di impianti	Potenza efficiente elettrica lorda in fase di valutazione [Mw_e]
Biocombustibili "convenzionali"	1	0,03
	Biomasse solide	0
	Bioliquidi	1
	Biogas	0
Termovalorizzazione di rifiuti	0	0
Totale	1	0,03

15.11 - STATO ATTUALE COMPLESSIVO DELLE BIOMASSE IN EMILIA-ROMAGNA

15.11.1 - PARCO TERMoeLETTRICO A BIOMASSE ATTUALMENTE INSTALLATO (COMPLESSIVO)

Sintetizzando i dati finora considerati (provenienti, come detto, dagli Enti –Regione Emilia Romagna, Province e Comuni- e dalle pubblicazioni del GSE –“Bilancio elettrico nazionale”- e di Terna –“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia 2009”), si stimano dunque in funzione 58 impianti termoelettrici a biomasse sul territorio regionale: tra questi, però, bisogna fare una macro-distinzione, tenendo conto che 8 di questi impianti sono termovalorizzatori (alimentati a rifiuti urbani, speciali non pericolosi e pericolosi). Solo 50, quindi, sono gli impianti a biomasse “convenzionali” stimati in esercizio sul territorio regionale.

La potenza elettrica efficiente lorda dell’intero parco a biomasse emiliano-romagnolo, al Settembre 2010, si stima dunque essere pari a 334,3 MW, mentre la potenza termica efficiente lorda totale è stimata intorno ai 549 MW.

La produzione elettrica lorda totale (stimata per il 2009 sulla base dei dati trasmessi dalle Province, dai Comuni e dei dati “storici” pubblicati da Terna e GSE) è di circa 1300 GWh.

Tale situazione complessiva è riassunta nella Tabella seguente.

Parco "complessivo" a biomasse in esercizio nella Regione Emilia Romagna				
Tipologia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda installata [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda installata [MW_t]	Produzione elettrica lorda totale stimata al 2009 [GWh]
Biomasse convenzionali	50	201,55	237	756
Termovalorizzatori (rifiuti)	8	132,75	312	544
Totale regionale	58	334,3	549	1300

Essendo stato stimato, per il 2010, un fabbisogno di energia elettrica pari a 27674 GWh (fonte: “Servizio Politiche Energetiche – Regione Emilia Romagna”), risulta

che, al momento, la fonte a biomasse (nel suo complesso) copre il 4,7% di questo fabbisogno: una percentuale rilevante, che porta la fonte a biomasse a risultare la più importante –tra le fonti energetiche rinnovabili- in termini di contributo al bilancio energetico regionale.

Questo dato complessivo si può disaggregare, andando a considerare i contributi separati dei termovalorizzatori e degli impianti a biomasse “convenzionali”: per quanto riguarda gli impianti che producono energia a partire dai rifiuti (“solidi urbani”, “speciali non pericolosi” e “speciali pericolosi”, in genere), questi hanno, in termini di produzione elettrica lorda, un peso percentuale del 41,8% (542 GWh) sul totale della produzione elettrica regionale da biomasse. Il peso percentuale della produzione da termovalorizzatori sul fabbisogno elettrico regionale (i 27674 GWh stimati in precedenza, fonte “Servizio politiche energetiche Regione Emilia Romagna – GSE”) risulta essere pari all’1,96%.

I 50 impianti a biomasse “convenzionali” presenti sul territorio regionale, invece, in termini di produzione elettrica lorda (756 GWh) pesano per il 58,2% sul totale della produzione elettrica lorda da biomasse. Il loro peso percentuale rispetto al fabbisogno elettrico regionale è pari al 2,73%.

Tale ripartizione è riassunta nella Tabella seguente:

Tipologia biomassa	Peso percentuale produzione elettrica lorda su totale biomasse	Peso percentuale produzione elettrica lorda su fabbisogno energetico regionale
Biomasse "convenzionali"	58,2%	2,73%
Termovalorizzatori (rifiuti)	41,8%	1,96%

Gli impianti a biomasse “convenzionali” hanno quindi la maggiore importanza –sul totale delle biomasse- in termini di potenza installata e produzione elettrica lorda, ma la loro numerosità risulta essere significativamente superiore rispetto a quella degli impianti alimentati a rifiuti: da ciò si può trarre una prima indicazione sulle dimensioni medie e sulla produzione media delle differenti tipologie di impianti:

Tipologia Impianto	Potenza elettrica efficiente lorda media per impianto [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda media per impianto (stimata) [MW_t]	Produzione elettrica lorda media per impianto (stimata al 2009) [GWh]
Biomasse "convenzionali"	4,03	4,74	15,1
Termovalorizzatori (rifiuti)	16,6	39	67,75

Si evidenzia la differenza, in termini di dimensioni medie, tra le due tipologie di impianto: i termovalorizzatori sono caratterizzati da una potenza installata (elettrica e, soprattutto, termica) decisamente superiore rispetto al generico impianto a biomasse “convenzionali”, oltre che da una produzione elettrica lorda (stimata) maggiore di oltre 4 volte rispetto a quella che caratterizza l’altra tipologia impiantistica.

Si evidenzia anche che negli impianti a biomasse “convenzionali”, la potenza installata termica sembra equivalere alla potenza installata elettrica, nel caso dei termovalorizzatori la potenza termica installata media risulta essere notevolmente superiore alla potenza elettrica installata.

Sempre tenendo conto di questo quadro complessivo (che considera, nel totale, anche la presenza dei termovalorizzatori) si può andare anche a definire la “ripartizione” di questi impianti: le installazioni “a biomasse” sono distribuite (in termini di potenze installate e di produzione elettrica lorda) tra le Province del territorio emiliano romagnolo come evidenziato dalla Tabella 15.1:

Provincia	Numero impianti totali	Potenza elettrica efficiente lorda installata [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda installata [MW_t]	Produzione elettrica lorda totale stimata al 2009 [GWh]
Bologna	12	43	20	154
Ferrara	8	47	80	238,5
Forlì-Cesena	9	27,5	48,5	88,2
Modena	7	33	116	37,8
Parma	3	1,2	0,335	1,7
Piacenza	5	12,3	10	41
Ravenna	8	148,3	209	675
Reggio Emilia	5	12	21	49,3
Rimini	1	10	45	14
Totale Regione	58	334,3	549	1300

Tabella 15.1 : installazioni a biomasse in esercizio nelle Province emiliano-romagnole all’Ottobre 2010

Dal punto di vista della numerosità degli impianti (complessivi, biomasse convenzionali e rifiuti), si evidenzia come la Provincia di Bologna detenga il primato regionale con ben 12 impianti; in termini di potenze installate (termica ed elettrica) e di produzione elettrica lorda, però, il primato indiscusso spetta alla Provincia di Ravenna, leader regionale della tecnologia. Davanti alla Provincia di Bologna, da questo punto di vista, è anche la Provincia di Ferrara, nonostante il minor numero di installazioni presenti sul territorio.

Tutte queste considerazioni sono riassunte ed evidenziate in Figura 15.1:

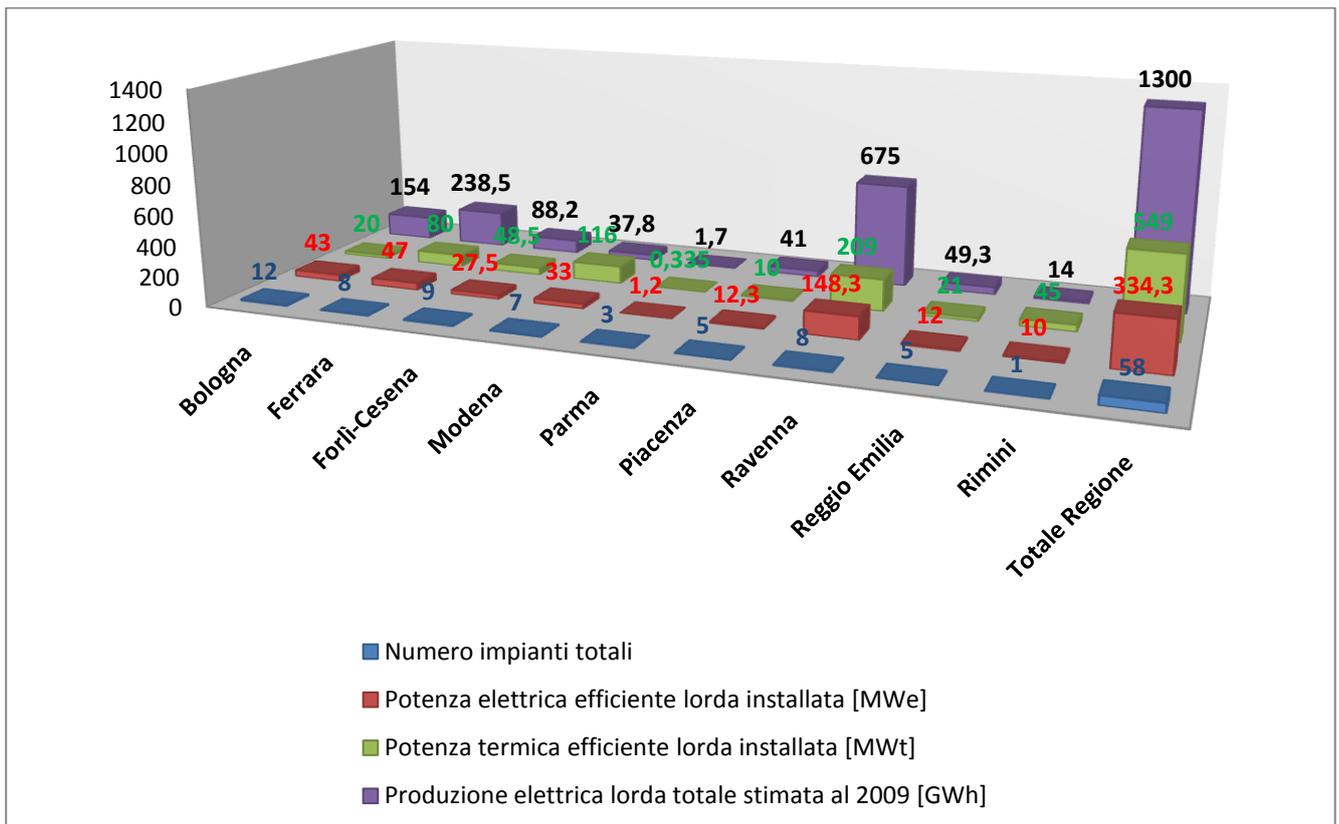


Figura 15.1: installazioni a biomasse in esercizio nelle Province emiliano-romagnole

Volendo andare a considerare separatamente i differenti aspetti, si può prima di tutto evidenziare la distribuzione territoriale (tra le Province della Regione Emilia Romagna) del numero totale degli impianti a biomasse, in termini percentuali: tale analisi è resa evidente in Figura 15.2.

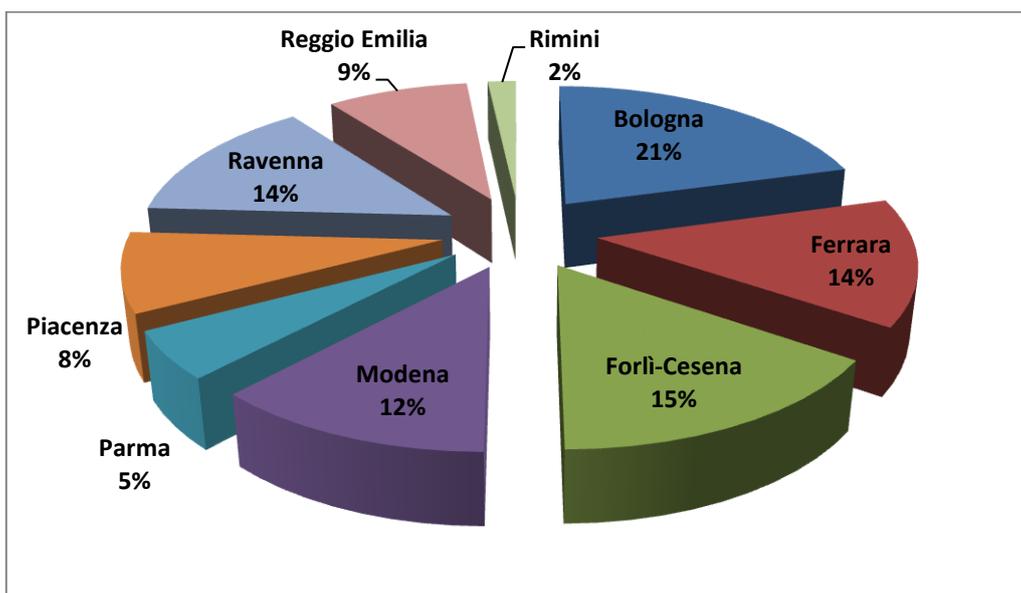


Figura 15.2: Distribuzione percentuale tra Province del numero di impianti

La Provincia di Bologna, con i suoi 12 impianti, copre quindi più del 20% del numero totale delle installazioni emiliano-romagnole, seguita dalla Provincia di Forlì-Cesena (9 installazioni, al 15% del totale), quindi da Ravenna e Ferrara (8 installazioni a testa, per il 14% del numero complessivo).

Più interessante può però essere l'analisi della ripartizione percentuale, tra le differenti Province del territorio, della potenza efficiente elettrica lorda (installata, al solito, sul totale degli impianti a biomassa presenti in Provincia); questo dato è evidenziato dalla Figura 15.3:

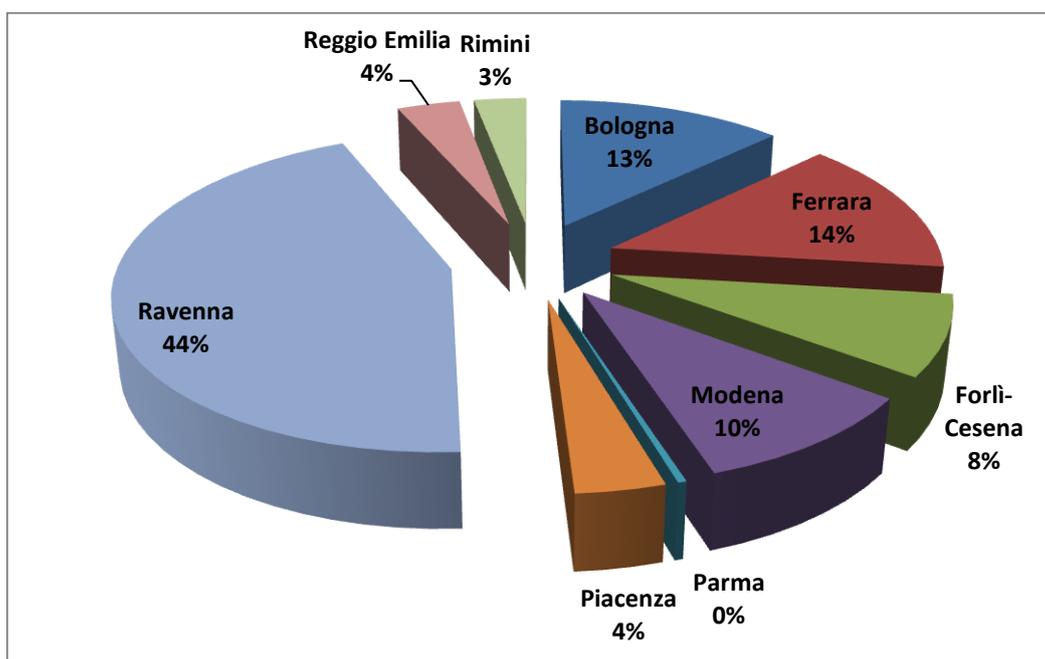


Figura 15.3: distribuzione percentuale tra Province della potenza elettrica installata da impianti a biomasse

Si evidenzia, come sottolineato anche in precedenza, come il peso percentuale delle diverse Province cambi significativamente rispetto a quanto considerato in precedenza: la Provincia di Ravenna risulta così essere leader assoluta in Regione in termini di potenza elettrica efficiente lorda associata a impianti a biomassa (con quasi la metà (44%) del totale regionale installato sul proprio territorio); a grande distanza, segue la Provincia di Ferrara (14% del totale, con 47 MW_e), quindi quella di Bologna (13% del totale, 43 MW_e).

Da notare come la Provincia di Parma, nonostante la presenza di 3 impianti, scompaia praticamente dalla ripartizione percentuale, proprio per via delle ridotte dimensioni delle installazioni presenti sul suo territorio.

Altro aspetto da prendere in considerazione è quello relativo alla ripartizione percentuale della produzione elettrica lorda tra le differenti Province del territorio; la Figura 15.4 riassume tale analisi.

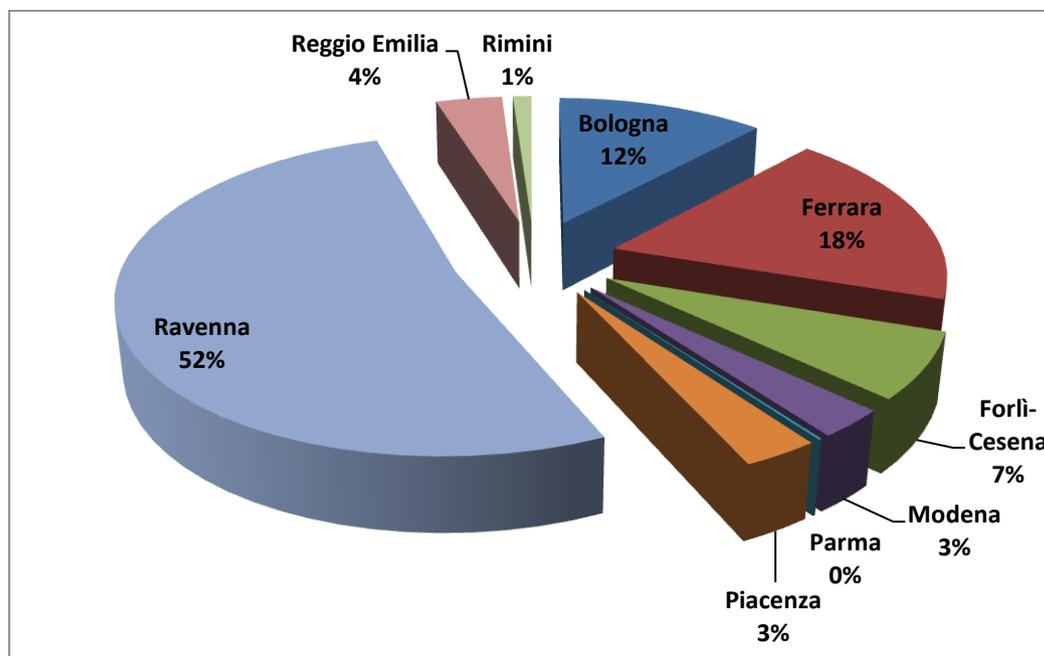


Figura 15.4: distribuzione percentuale tra Province della produzione elettrica lorda derivante da impianti a biomasse

Da questo Grafico risulta ancora più evidente la sproporzione, in termini di incidenza della fonte a biomassa sul totale regionale, tra la Provincia di Ravenna e il resto del territorio regionale: dagli impianti a biomassa presenti sul territorio della sola provincia romagnola, infatti, proviene più della metà della produzione elettrica lorda di tutto il territorio regionale, ben il 52% (corrispondenti a 675 GWh).

Anche in questa “classifica”, il secondo posto in Regione spetta alla Provincia di Ferrara (che segue a grande distanza, con il 18% del totale della produzione elettrica lorda, per 238,5 GWh); al terzo posto, ancora una volta la Provincia di Bologna, con il 12% del totale (154 GWh).

Quasi assenti, da questo punto di vista, le Province di Rimini (1%, per circa 14 GWh) e Parma (quasi allo 0%, corrispondente a 1,7 GWh), i territori regionali dove la tecnologia a biomasse deve ancora prendere significativamente piede.

Dopo questa macro-analisi, andremo ora a prendere in considerazioni i contributi legati alle differenti tipologie di biomasse (rifiuti e biomasse “convenzionali”) in termini di potenze installate, produzione elettrica e distribuzione sul territorio.

15.11.2 - PARCO TERMoeLETRICO “A RIFIUTI” (TERMOVALORIZZATORI) ATTUALMENTE IN ESERCIZIO

Sintetizzando i dati finora considerati (provenienti, come detto, dagli enti –Regione Emilia Romagna, Province e Comuni- e dalle pubblicazioni del GSE), risultano in funzione 8 impianti termoelettrici a rifiuti (rifiuti solidi urbani, speciali non pericolosi e pericolosi) sul territorio regionale:

- Termovalorizzatore di Frullo – Comune di Granarolo Emilia – Provincia di Bologna;
- Termovalorizzatore di Cassana – Comune di Ferrara – Provincia di Ferrara;
- Termovalorizzatore di Coriano – Comune di Forlì – Provincia di Forlì-Cesena;
- Termovalorizzatore di Cavazza – Comune di Modena – Provincia di Modena;
- Termovalorizzatore di Borgoforte – Comune di Piacenza – Provincia di Piacenza;
- Termovalorizzatore di Romea – Comune di Ravenna – Provincia di Ravenna;
- Termovalorizzatore di Cavazzoli – Comune di Reggio Emilia – Provincia di Reggio Emilia;
- Termovalorizzatore di Raibano – Comune di Coriano – Provincia di Rimini.

Le caratteristiche del parco termoelettrico costituito da termovalorizzatori in esercizio in Regione, sono sintetizzate nella Tabella seguente:

Parco termoelettrico "a rifiuti" in esercizio nella Regione Emilia Romagna				
Tipologia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda installata [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda installata [MW_t]	Produzione elettrica lorda totale stimata al 2009 [GWh]
Termovalorizzatori (rifiuti)	8	132,75	312	544

I dati provengono dalla banca dati “Monitor” (e dalle banche dati ad essa correlate), oltre che dalle informazioni trasmesse dalle Province e dai Comuni su cui tali impianti sono installati.

Le dimensioni medie (in termini di potenze elettriche e termiche installate e di produzione elettrica lorda) dei termovalorizzatori, sono riassunte nella Tabella riportata nella pagina seguente.

Tipologia Impianto	Potenza elettrica efficiente lorda media per impianto [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda media per impianto (stimata) [MW_t]	Produzione elettrica lorda media per impianto (stimata al 2009) [GWh]
Termovalorizzatori (rifiuti)	16,6	39	67,75

E' possibile andare a considerare la distribuzione territoriale (in termini di numero di impianti installati, potenza efficiente elettrica, potenza efficiente termica e produzione elettrica lorda) dei termovalorizzatori, sul territorio delle varie Province della Regione: tali dati sono riassunti nella Tabella 15.2.

Provincia	Numero di termovalorizzatori	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda stimata [MW_t]	Produzione elettrica lorda stimata al 2009 [GWh]
Bologna	1	26	5,6	130
Ferrara	1	22	55,7	176
Forlì-Cesena	1	22,1	46,5	79,5
Modena	1	29,4	105,7	32,8
Parma	0	0	0	0
Piacenza	1	11,3	7,7	38,6
Ravenna	1	6,25	27,8	50
Reggio Emilia	1	5,7	18	23,1
Rimini	1	10	45	14
Totale Emilia Romagna	8	132,75	312	544

Tabella 15.2: termovalorizzatori in esercizio nelle Province emiliano-romagnole all'Ottobre 2010

Come si nota, i termovalorizzatori sono distribuiti equamente sul territorio delle differenti Province della Regione: in ogni Provincia è presente un termovalorizzatore, meno che nella Provincia di Parma, l'unica "sguarnita" da questo punto di vista.

I dati relativi alle dimensioni degli impianti sono da ritenersi comunque delle stime, legati al fatto che quasi tutte queste installazioni, al momento, stanno subendo

lavori di modifica e riconversione, che ne stanno modificando le dimensioni e le potenze installate in misura non ancora quantificabile con precisione: un esempio è portato dal termovalorizzatore di Rimini, dove le prime 2 linee di trattamento sono state dismesse, la 3 è in fase di potenziamento e la 4 è in fase di realizzazione, motivo per cui, al momento, risulta difficile definire le reali capacità installate di tale impianto.

I dati relativi alla “distribuzione territoriale” dei termovalorizzatori sono sintetizzati in Figura 15.5:

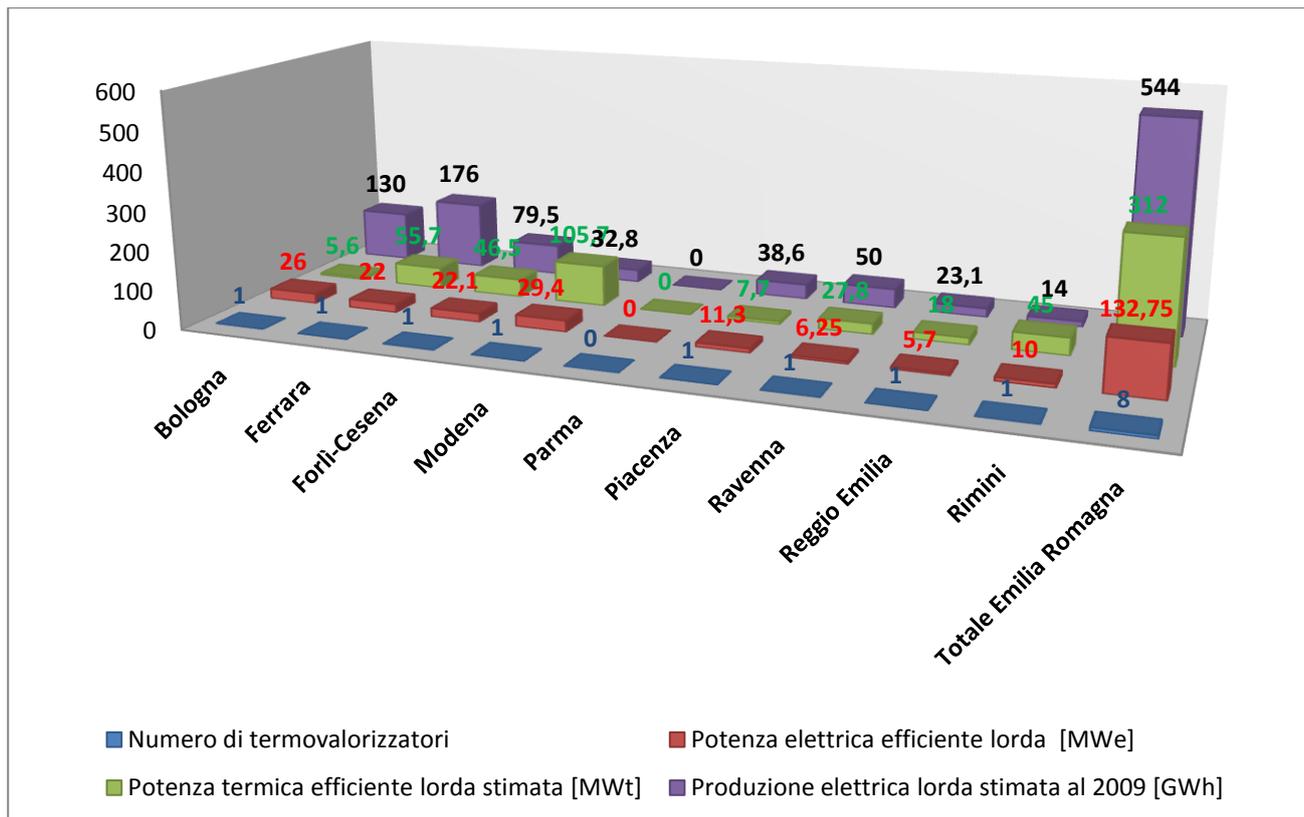


Figura 15.5: termovalorizzatori in esercizio nelle Province emiliano-romagnole all'Ottobre 2010

E' possibile andare a considerare la ripartizione percentuale tra le varie Province della Regione, della potenza elettrica efficiente lorda (espressa in MW_e) associata a questi impianti (vedi Figura 15.6):

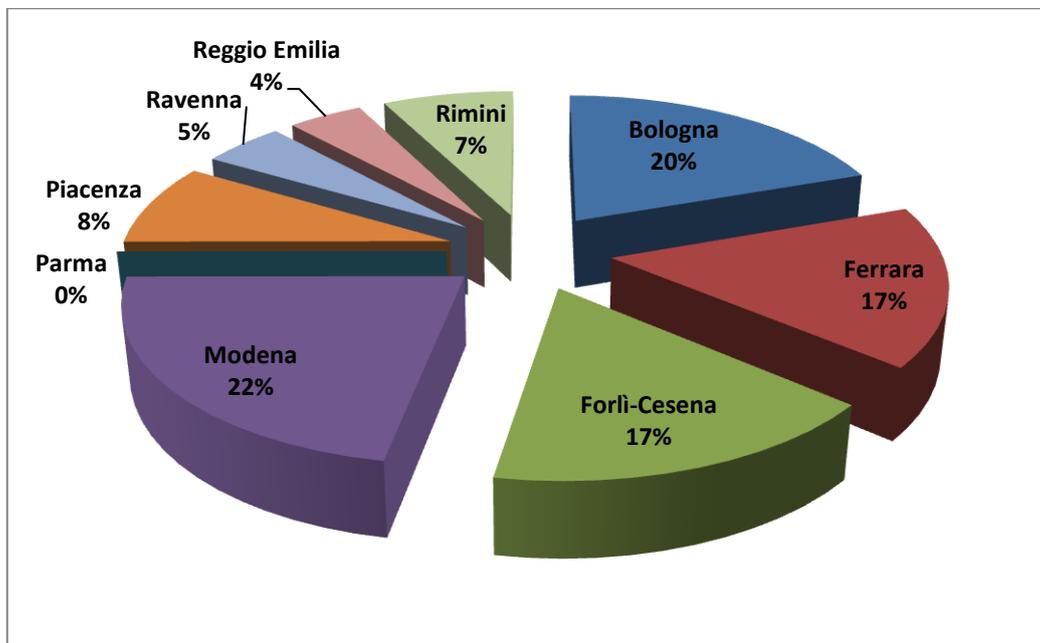


Figura 15.6: distribuzione percentuale tra Province della potenza elettrica installata da termovalorizzatori

Si evidenzia come il termovalorizzatore di Modena assuma un ruolo leader, in Regione, in termini di potenza elettrica nominale installata (22% del totale, cui corrispondono $29,4 MW_e$), seguito dall'impianto di Bologna (20% del totale, cui corrispondono $26 MW_e$).

L'impianto di Reggio Emilia, con $5,4 MW_e$, risulta il più piccolo della regione, mentre si evidenzia l'assenza di potenza elettrica installata da termovalorizzatori sul territorio della Provincia di Parma.

Tale ripartizione percentuale si può considerare anche per quanto riguarda l'aspetto della produzione elettrica lorda da termovalorizzatori, andando ad individuare il peso delle singole Province sul territorio regionale:

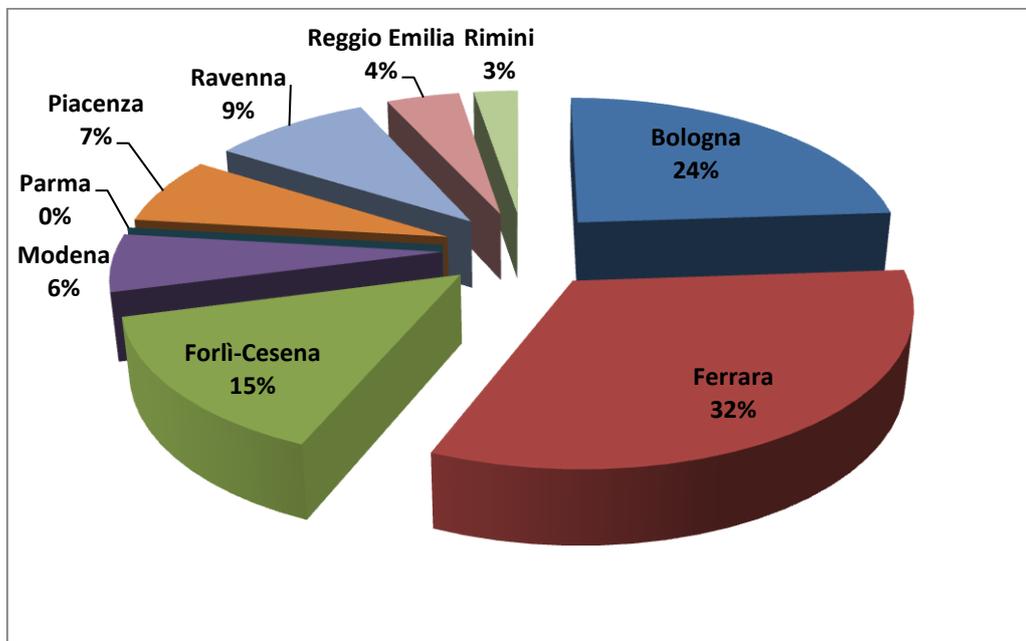


Figura 15.7: distribuzione percentuale tra Province della produzione elettrica lorda derivante da termovalorizzatori

Si nota come il peso percentuale delle varie Province si modifichi, rispetto a quanto si era evidenziato analizzando la potenza elettrica installata: il termovalorizzatore presente a Ferrara risulta infatti l'impianto più produttivo di tutta la regione (176 GWh stimati per il 2009, per il 33% del totale regionale), seguito dal termovalorizzatore di Bologna (130 GWh, per il 24% del totale).

Da notare come l'impianto di Modena, quello caratterizzato dalle maggiori dimensioni, abbia una produzione stimata molto ridotta: appena 32,8 GWh, e solo il 6% del totale regionale.

Tale discrepanza è legata al differente tempo di funzionamento annuo dei diversi impianti: in presenza di lavori di dismissione e/o adeguamento, l'impianto deve necessariamente fermarsi e ridurre così la propria attività.

Una stima del numero medio annuo di ore di funzionamento dei termovalorizzatori della Regione, è riportata in Figura 15.8; come detto, tale stima è stata ottenuta a partire dai dati pubblicati da “Moniter” (www.arpa.emr.it/moniter), nonché sulla base di quelli comunicati dalle Province e dai Comuni su cui tali termovalorizzatori risultano installati:

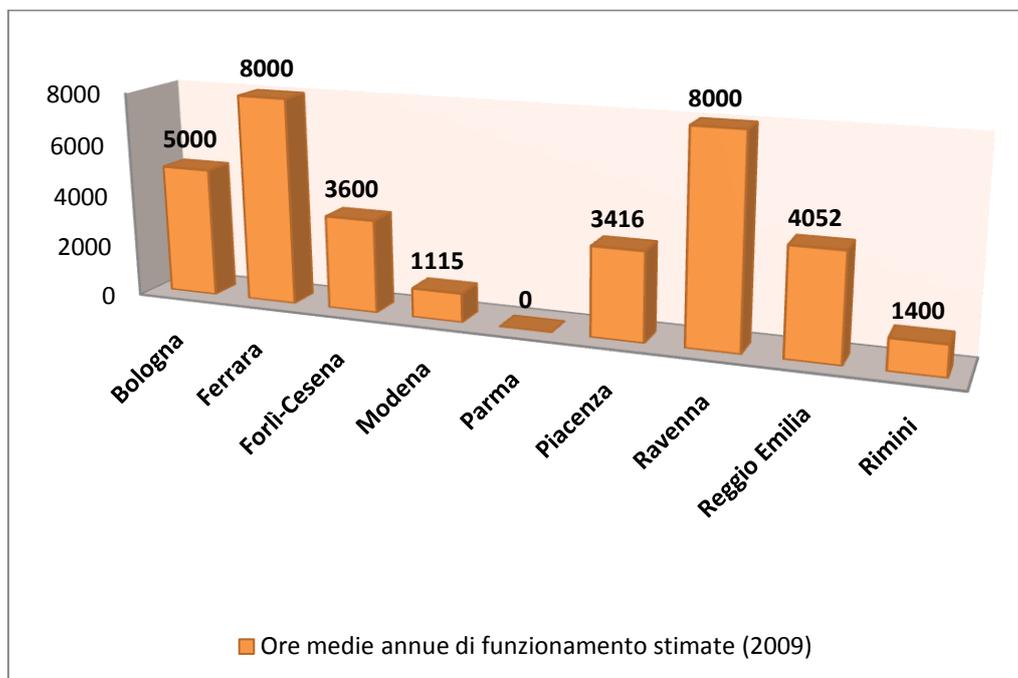


Figura 15.8: Ore medie annue stimate di funzionamento per i termovalorizzatori in esercizio sulle diverse Province della Regione

Si evidenzia come si sia stimato che il termovalorizzatore di Ferrara e quello di Ravenna, nel 2009, abbiano lavorato a pieno regime (stima realizzata a partire dai dati forniti dagli enti competenti); decisamente più ridotto il numero di ore di funzionamento stimate per gli impianti di Modena e Rimini, per i motivi citati in precedenza (lavori di adeguamento, ristrutturazione, ecc..).

Lo “0” relativo alle ore di funzionamento dell’impianto di Parma definisce semplicemente l’assenza, sul territorio della Provincia, di un impianto di termovalorizzazione.

15.11.3 - PARCO TERMoeLETTRICO A BIOMASSE “CONVENZIONALI” ATTUALMENTE IN ESERCIZIO NELLA REGIONE EMILIA ROMAGNA

Sintetizzando i dati finora considerati (provenienti, come detto, dagli enti –Regione Emilia Romagna, Provincie e Comuni- e dalle pubblicazioni del GSE), si stima che siano dunque in funzione 50 impianti termoelettrici a biomasse “convenzionali” sul territorio regionale.

La potenza elettrica efficiente lorda dell’intero parco a biomasse “convenzionali” emiliano-romagnolo, al Settembre 2010, risulta dunque essere pari a quasi 200 MW_e (199,25 MW_e), mentre la potenza termica efficiente lorda totale è stimata circa 240 MW_t.

La produzione elettrica lorda totale (stimata per il 2009) è di 756 GWh.

Tale situazione complessiva è riassunta nella Tabella seguente.

Parco termoelettrico a biomasse “convenzionali” in esercizio nella Regione Emilia Romagna				
Tipologia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda installata [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda installata [MW_t]	Produzione elettrica lorda totale stimata al 2009 [GWh]
Biomasse convenzionali	50	201,55	237	756

Essendo stato stimato, per il 2010, un fabbisogno di energia elettrica pari a 27674 GWh (fonte: “Servizio Politiche Energetiche – Regione Emilia Romagna” a partire da dati GSE), risulta che, al momento, la fonte a biomasse “convenzionali” copre il 2,73% di questo fabbisogno, come evidenziato dalla Tabella seguente:

Tipologia biomassa	Peso percentuale produzione elettrica lorda su totale biomasse+rifiuti	Peso percentuale produzione elettrica lorda su fabbisogno energetico regionale
Biomasse "convenzionali"	58,2%	2,73%

Le caratteristiche “medie” di questi impianti a biomassa “convenzionale” installati sul territorio emiliano romagnolo sono riassunte nella Tabella seguente:

Tipologia Impianto	Potenza elettrica efficiente lorda media per impianto [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda media per impianto (stimata) [MW_t]	Produzione elettrica lorda media per impianto (stimata al 2009) [GWh]
Biomasse "convenzionali"	4,03	4,74	15,1

Come si nota, la dimensione media del generico impianto a biomasse convenzionali risulta essere ridotta, e si equivale dal punto di vista della potenza efficiente lorda, elettrica e termica (prossima ai 4 MW).

E' possibile andare a considerare la ripartizione territoriale degli impianti a biomassa “convenzionale” (la suddivisione tra tipologia di biomasse convenzionali sarà effettuata in seguito), tra le varie Province della Regione: il riassunto sintetico delle caratteristiche di tali impianti è riportato nella Tabella 15.3.

Provincia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda stimata [MW_t]	Produzione elettrica lorda stimata (2009) [GWh]	Ore medie annue di funzionamento stimate per impianto (2009) [h/anno]
Bologna	11	17	14,4	24	1400
Ferrara	7	25	25	63	2500
Forlì-Cesena	8	5,4	2	9	1600
Modena	6	3,6	10	5	1400
Parma	3	1,15	0,335	2	1500
Piacenza	4	1	2,3	3	2400
Ravenna	7	142	180	625	4400
Reggio Emilia	4	6,3	3	25	4000
Rimini	0	0	0	0	0
Totale Emilia Romagna	50	201,55	237	756	3751

Tabella 15.3: Ripartizione degli impianti a biomasse convenzionali in esercizio nelle Province emiliano-romagnole all'ottobre 2010

Tale distribuzione territoriale di numero di impianti, potenze (elettrica e termica) e produzione elettrica lorda è riportata in maniera più evidente in Figura 15.9:

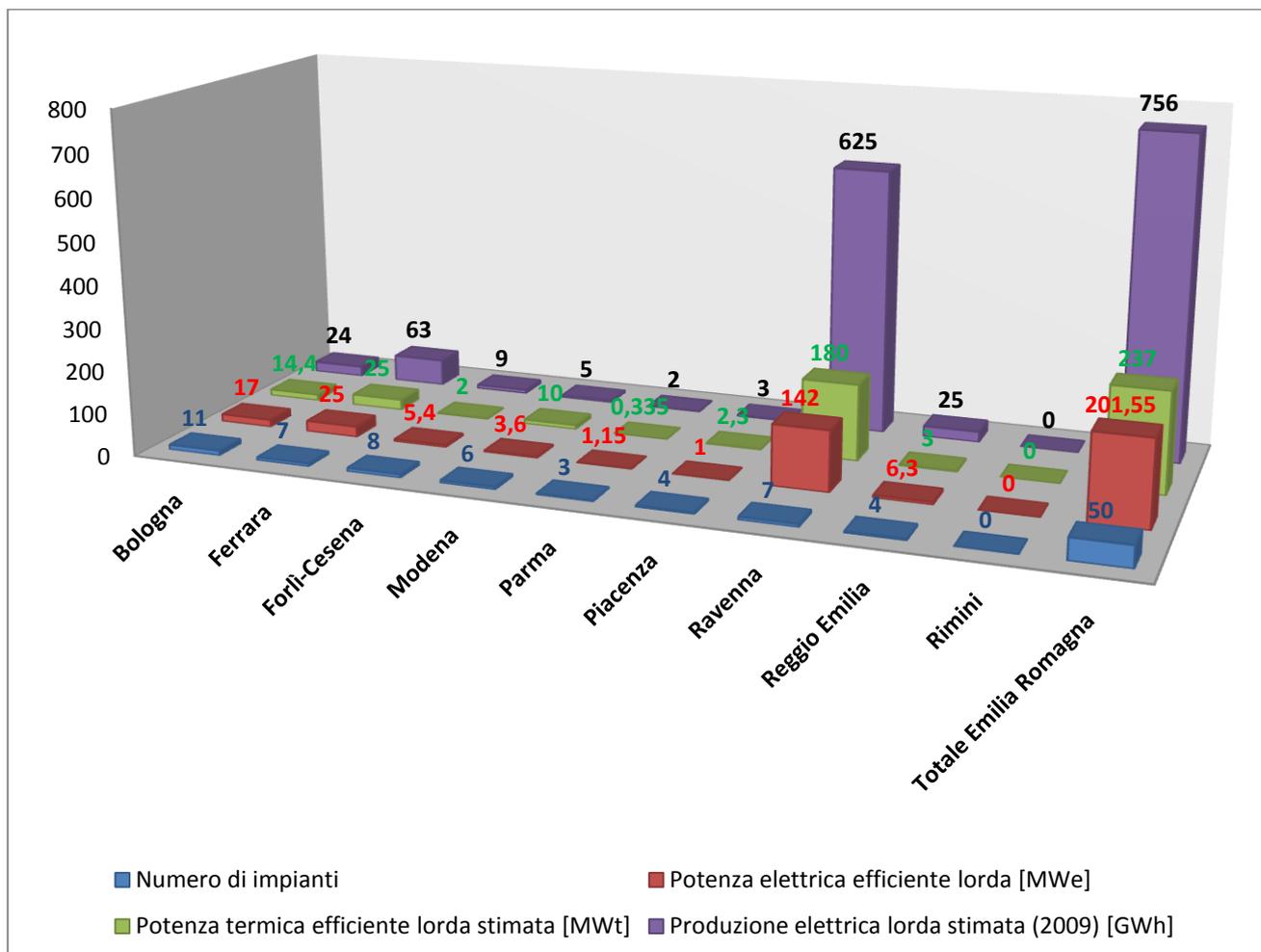


Figura 15.9: Ripartizione degli impianti a biomasse convenzionali in esercizio nelle Province emiliano-romagnole all'ottobre 2010

Già da una prima analisi, si evidenzia il differente peso delle varie Province emiliano-romagnole sullo stato regionale della tecnologia a biomasse: è palese, ad esempio, l'egemonia del territorio di Ravenna (in termini di potenze installate e contributo alla produzione elettrica sul totale regionale) e l'assenza della Provincia di Rimini, non presente dal punto di vista delle biomasse convenzionali.

Dopo tale macro-analisi, si possono andare ora a considerare separatamente i differenti parametri riassunti dal grafico precedente: distribuzione territoriale tra le differenti Province del numero di impianti a biomasse convenzionali installati sul territorio emiliano-romagnolo, distribuzione della potenza elettrica efficiente lorda, distribuzione della potenza termica efficiente lorda e distribuzione della produzione elettrica lorda stimata al 2009 da questi impianti.

Si può considerare prima di tutto la ripartizione percentuale del numero di impianti a biomasse convenzionali tra le varie Province all'interno del territorio regionale (Figura 15.10):

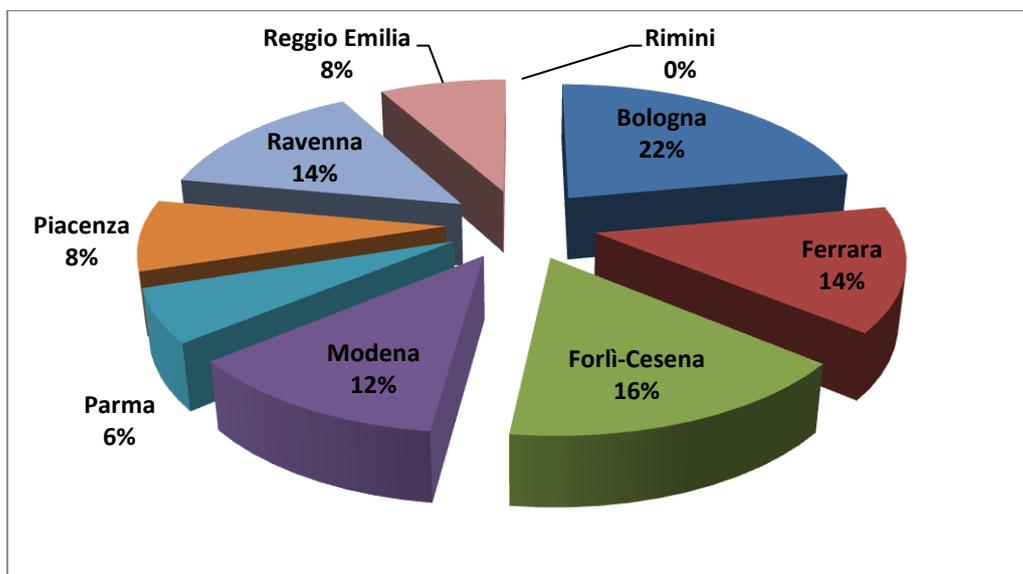


Figura 15.10: ripartizione percentuale tra Province del numero di impianti

La Provincia di Bologna risulta essere quella leader a livello regionale dal punto di vista del numero di impianti installati e in esercizio (11, che rappresentano il 22% del totale regionale); segue la Provincia di Forlì-Cesena (8 impianti, per il 16% del totale), quindi quelle di Ravenna e Ferrara (7 impianti, il 14% del totale regionale).

Più interessante è la ripartizione percentuale della potenza elettrica installata sul territorio delle differenti Province: tale analisi è riportata in Figura 15.11:

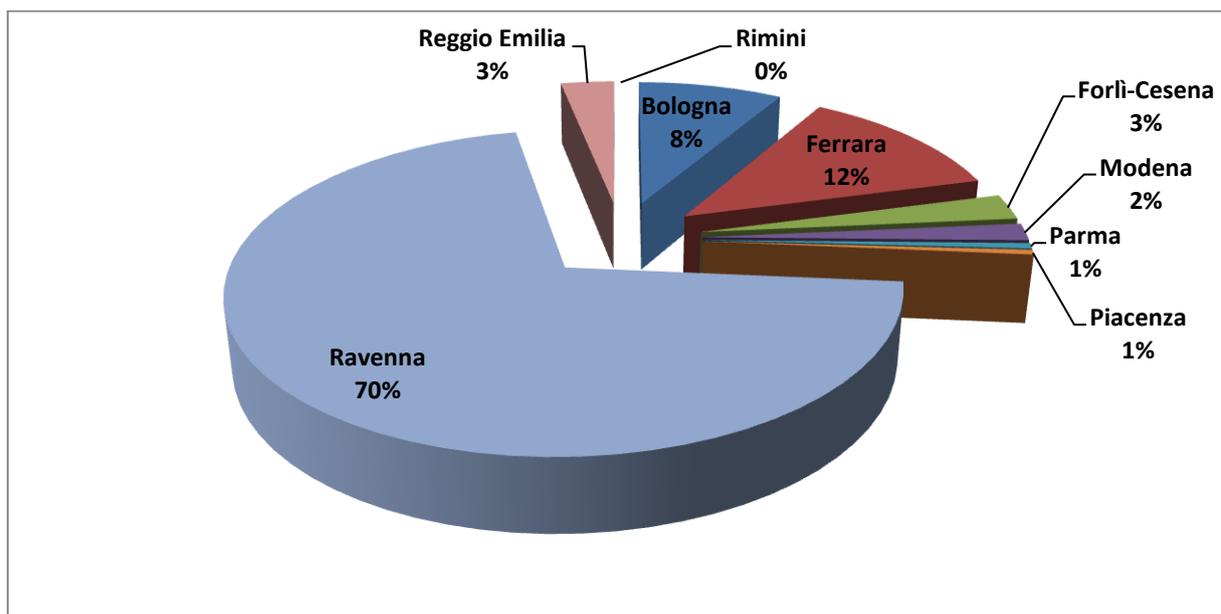


Figura 15.11: ripartizione percentuale tra Province della potenza elettrica installata da impianti a biomasse "convenzionali"

Si evidenzia in maniera palese il primato della Provincia di Ravenna che, con i suoi 142 MW_e raggiunge addirittura il 70% del totale regionale: quello ravennate è palesemente il territorio sul quale la tecnologia a biomasse ha avuto il massimo del suo sviluppo e del mercato. -al secondo posto, a grande distanza, la Provincia di Ferrara, che con 25 MW_e è al 12% del totale installato regionale.

La Provincia di Bologna, con 17 MW_e è al terzo posto in Regione (8% del totale), quindi seguono le altre Province, con percentuali molto ridotte, comprese tra lo 0% di Rimini (che non ha impianti a biomasse convenzionali installati sul territorio) e il 3% di Reggio Emilia (6,3 MW_e stimati) e Forlì-Cesena (5,4 MW_e stimati).

Si può considerare anche la ripartizione tra le Province dell'Emilia Romagna, della potenza termica efficiente lorda associata a questi impianti a biomasse "convenzionali": come sottolineato anche in precedenza, però, i dati relativi alle potenzialità termiche sono da intendersi come delle stime, caratterizzate da un possibile margine di errore più ampio di quello relativo alle potenzialità elettriche.

L'analisi della potenza efficiente termica associata alla tecnologia delle biomasse, ripartita tra le Province della Regione, è sintetizzata in figura 15.12:

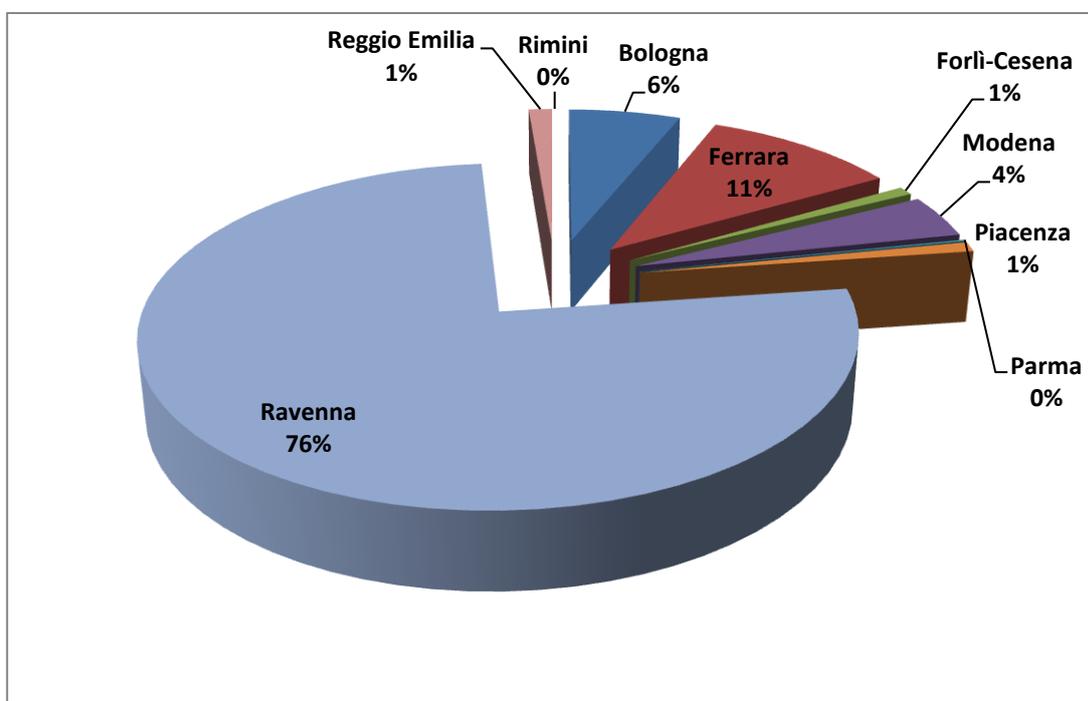


Figura 15.12: ripartizione percentuale tra Province della potenza termica installata da impianti a biomasse "convenzionali"

Il peso percentuale della Provincia di Ravenna sul totale, considerando la capacità termica installata, risulta addirittura crescere rispetto a quanto risultava dalla valutazione del peso percentuale della capacità elettrica.

Rispetto alla distribuzione percentuale della potenza elettrica installata da biomasse, si verifica che tutte le Province della Regione perdono punti percentuali (e quindi peso sul totale) a favore della Provincia di Ravenna (che diventa così ancora più “egemone”); l’unica eccezione è rappresentata dalla Provincia di Modena, che dal punto di vista della potenza efficiente termica da biomasse installata sul territorio, risulta –in questa stima indicativa- essere percentualmente più rilevante di quanto non fosse dal punto di vista della potenza efficiente elettrica installata (4% contro il 2% della potenza elettrica efficiente lorda sul totale).

Si può ora valutare la distribuzione percentuale, tra le varie Province della Regione, della produzione elettrica lorda associata agli impianti a biomasse “convenzionali”; tale analisi è evidenziata in Figura 15.13:

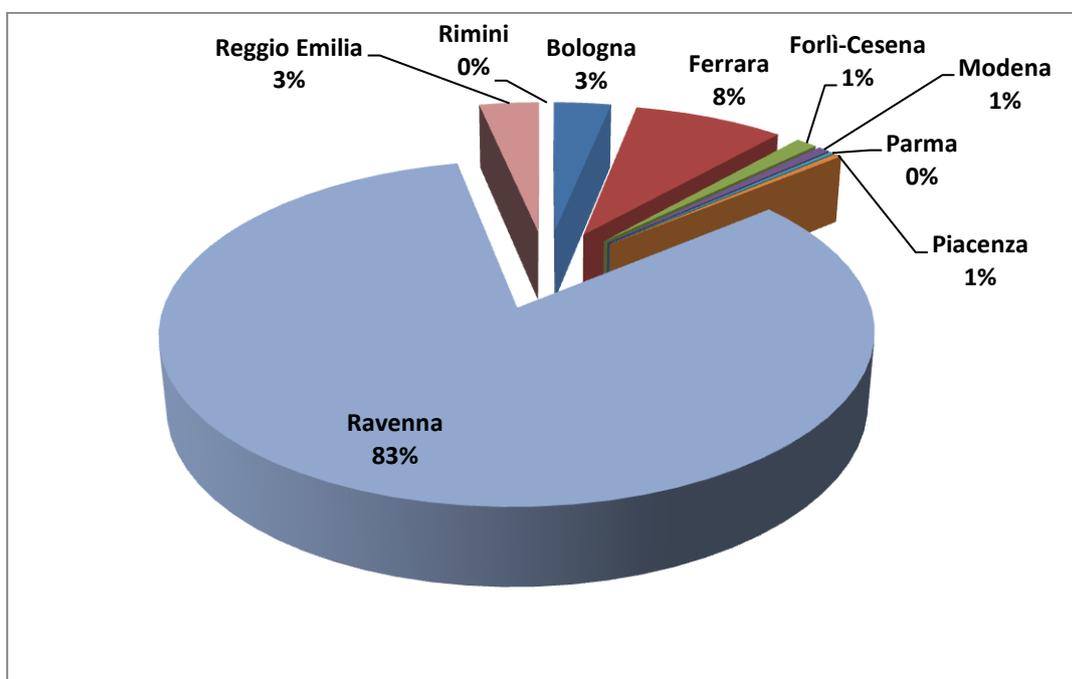


Figura 15.13: ripartizione percentuale tra Province della produzione elettrica lorda derivante da impianti alimentati a biomasse “convenzionali”

La Provincia di Ravenna, considerando l’aspetto della produzione elettrica lorda da biomasse, assume quindi un’importanza ancora più rilevante all’interno del panorama regionale, rispetto a quanto messo in evidenza considerando unicamente l’aspetto delle potenze (elettrica e termica) installate sul territorio: con 625 GWh di produzione elettrica lorda stimata al 2009, su un totale di 745 GWh prodotti dall’intero parco regionale a biomasse rinnovabili, il territorio ravennate copre dunque ben l’83% della produzione elettrica lorda da biomasse rinnovabili totale regionale.

Al secondo posto, la Provincia di Ferrara (63 GWh stimati prodotti al 2009, l'8% del totale); le uniche altre due province che hanno una rilevanza percentuale sul totale regionale, dal punto di vista della produzione elettrica lorda, risultano quelle di Reggio Emilia (circa 25 GWh stimati) e Bologna (24 GWh stimati), con il 3% della produzione elettrica lorda regionale da biomasse. Ridotto il contributo delle altre.

L'ultimo dato da considerare, valutando lo stato della tecnologia a biomasse sul territorio delle differenti Province della Regione, è quello relativo al numero di ore medie annue di funzionamento stimato (per il 2009) per un generico impianto in esercizio: tale dato è esplicitato nel Grafico seguente.

La stima, come sottolineato in precedenza, è stata ottenuta a partire dai dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli comunicati dagli Enti competenti, dei dati trasmessi dai produttori, nonché tramite un confronto con i dati "storici" di produzione pubblicati dal GSE ("Bilancio elettrico nazionale") e da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia").

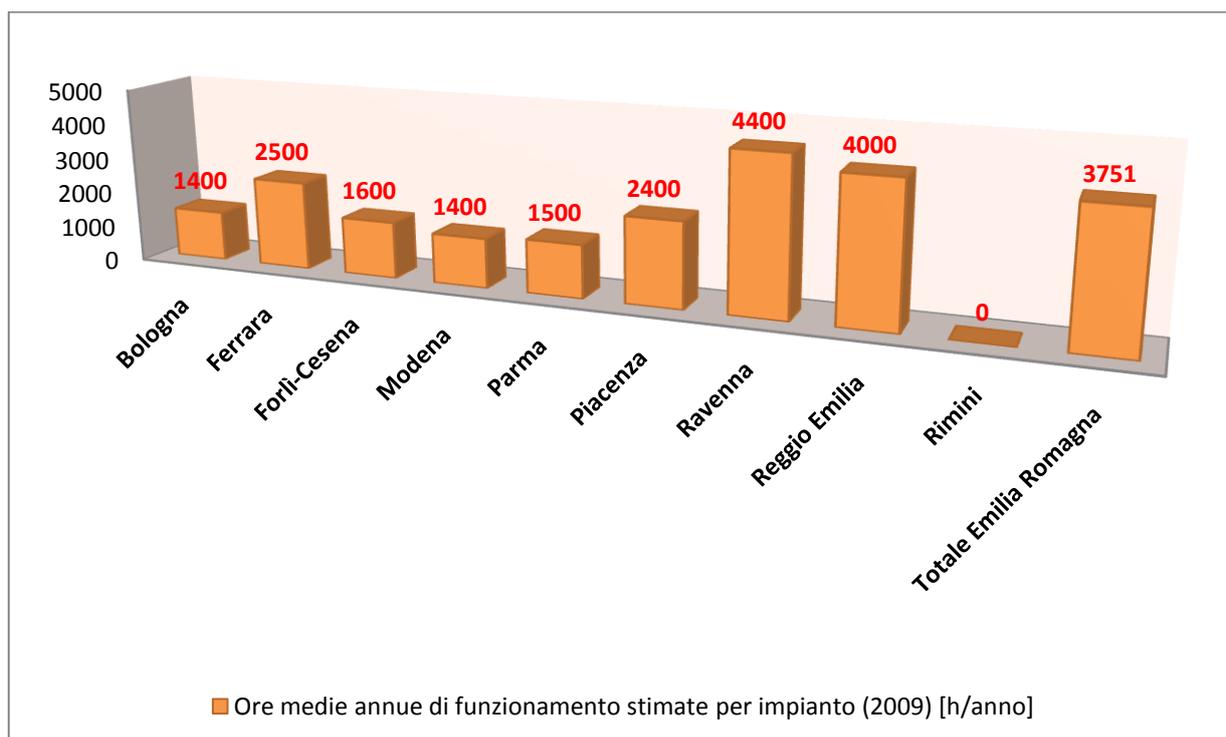


Figura 15.14: ore medie annue stimate di funzionamento per gli impianti alimentati a biomasse "convenzionali" nelle differenti Province della Regione

Si evidenzia come gli impianti presenti sul territorio della Provincia di Ravenna siano quelli caratterizzati dal maggior numero di ore di funzionamento in regione (ben il 17,3% in più rispetto alla media regionale); l'unica altra Provincia sul cui territorio siano presenti impianti caratterizzati da un numero di ore di funzionamento stimato superiore rispetto alla media regionale, è quella di Reggio Emilia (le ore medie annue di funzionamento stimate superano del 7% circa la media regionale).

Tutte le altre Province presentano –in base a questa stima indicativa- impianti caratterizzati da un numero di ore medie annue di funzionamento inferiore alla media regionale; tolti gli impianti presenti sul territorio della Provincia di Ferrara e Piacenza, tutti gli altri impianti sono caratterizzati da un funzionamento annuo significativamente inferiore rispetto alla media regionale: dal 57,3% in meno che caratterizza gli impianti della Provincia di Parma, fino ad arrivare al 62,7% in meno -rispetto alla media regionale- nella Provincia di Bologna e di Modena.

Lo “0” segnato in corrispondenza della Provincia di Rimini testimonia semplicemente l'assenza di impianti in esercizio.

15.11.4 - RIPARTIZIONE PER “TIPOLOGIA DI BIOMASSA” DEGLI IMPIANTI A BIOMASSE “CONVENZIONALI”

Finora si è considerato il totale degli impianti a biomasse “convenzionali” (quindi non i rifiuti) presenti sul territorio regionale, andandone a considerare la distribuzione sul territorio, dal punto di vista della numerosità, delle potenze (elettrica e termica) installate e della produzione elettrica lorda connessa a tali impianti.

Ora si andrà a considerare, seppure solo da un punto di vista del numero degli impianti (i dati di potenza e di produzione connessi ai singoli impianti, infatti, non sono ancora disponibili) la ripartizione degli impianti stessi tra le tre differenti tipologie di biomasse “convenzionali”:

- Impianti alimentati da biomasse solide;
- Impianti alimentati da bioliquidi;
- Impianti alimentati da biogas

La ripartizione tra le differenti tipologie di biomasse, in termini di numerosità, della totalità degli impianti a biomasse convenzionali, è sintetizzata nella Tabella seguente:

Impianti a biomasse solide	Impianti a bioliquidi	Impianti a biogas
4	6	40

Si evidenzia il numero preponderante degli impianti alimentati a biogas, ben 40, a fronte di un numero molto inferiore di impianti alimentati da biomasse solide o biogas: tale situazione si può macroscopicamente giustificare con una maggiore semplicità costruttiva e tecnologica degli impianti a biogas, nonché con la possibilità di realizzare impianti di taglia più ridotta (quindi accessibili anche a installatori o autoproduttori privati di piccole dimensioni) e decisamente più “flessibili” rispetto agli altri.

E’ possibile visualizzare anche percentualmente questa sproporzione numerica tra gli impianti a biogas in esercizio sul territorio della Regione Emilia Romagna e le altre tipologie di impianto: tale ripartizione è evidenziata in figura 15.15.

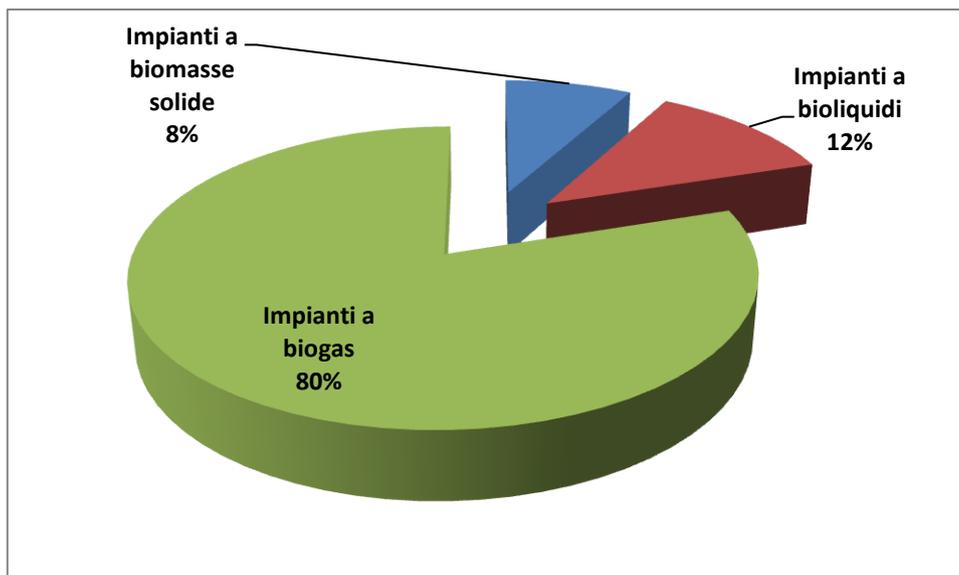


Figura 15.15: ripartizione percentuale tra le differenti tipologie impiantistiche delle installazioni a biomasse “convenzionali” in esercizio in Emilia-Romagna

Si evidenzia la sproporzione in termini di numero di impianti: l'80% del totale (40 su 50) è a biogas, il 12% (6 su 50) a bioliquidi, l'8% a biogas (4 su 50).

E' possibile andare a considerare anche la ripartizione (sempre in termini di numerosità) di tali impianti, suddivisi per tipologia, tra le differenti Province del territorio emiliano-romagnolo: la sintesi di questa analisi è contenuta nella Tabella 15.4.

Provincia	Impianti a biomasse solide	Impianti a bioliquidi	Impianti a biogas
Bologna	0	1	10
Ferrara	1	2	4
Forlì-Cesena	0	0	8
Modena	0	0	6
Parma	0	0	3
Piacenza	0	0	4
Ravenna	3	3	1
Reggio Emilia	0	0	4
Rimini	0	0	0
Totale Emilia Romagna	4	6	40

Tabella 15.4: Ripartizione per Provincia e per tipologia impiantistica delle installazioni a biomassa “convenzionale” in esercizio in Emilia Romagna

Tali dati sono riportati anche in Figura 15.16:

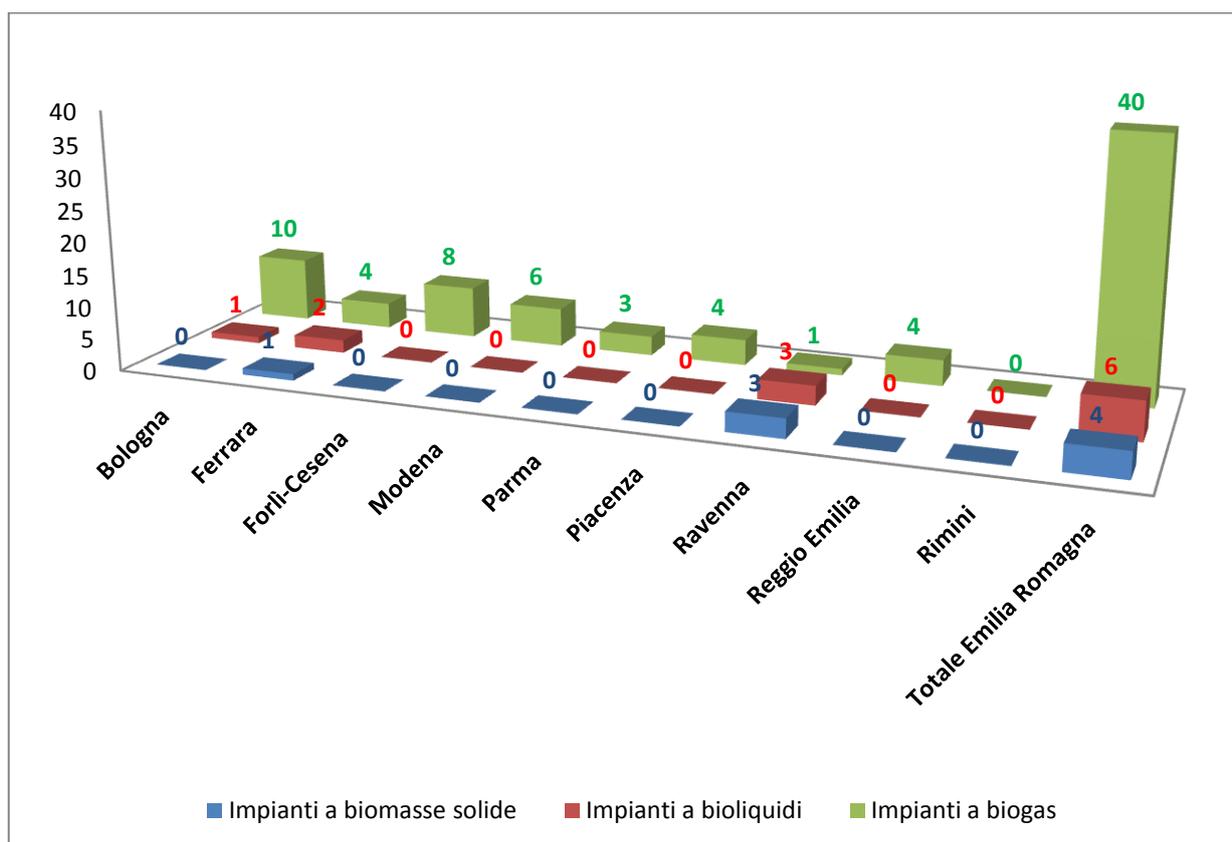


Figura 15.16: Ripartizione per Provincia e per tipologia impiantistica delle installazioni a biomassa “convenzionale” in esercizio in Emilia Romagna

La Provincia su cui risulta esserci la maggiore “distribuzione” –in termini di numero di installazioni- tra le differenti tipologie di impianto, è certamente quella di Ravenna, sul cui territorio sono installati 3 impianti a biomasse solide, 3 impianti a bioliquidi e 1 a biogas; su tutte le altre Province si nota una sproporzione tra il numero di impianti a biogas installati (decisamente numerosi) e il numero di impianti di altra tipologia (pochi o nemmeno presenti).

In effetti, al di fuori della Provincia di Ravenna, sul territorio regionale si segnala la presenza di un solo altro impianto in esercizio a biomasse solide (nella Provincia di Bologna), e di soli altri tre impianti a bioliquidi (uno sempre in Provincia di Bologna e due in Provincia di Ferrara).

Si può dire che sono le Province “leader” della tecnologia a biomasse nella Regione Emilia Romagna (Ravenna in primis, poi Ferrara e Bologna) a caratterizzarsi anche per una più marcata variabilità nella tipologia (biomasse solide, bioliquidi, biogas) degli impianti presenti sul loro territorio.

15.12 EVOLUZIONE STORICA DELLO STATO COMPLESSIVO DELLE BIOMASSE IN EMILIA ROMAGNA

Avendo fotografato lo stato attuale della tecnologia a biomasse in esercizio sul territorio emiliano-romagnolo, è dunque possibile andare ora a considerarne anche l'evoluzione nel tempo.

Prima di procedere bisogna però effettuare un paio di precisazioni:

- I dati "storici" cui si farà riferimento sono quelli "ufficiali" comunicati dalla Regione Emilia Romagna, nel "Piano Energetico Regionale" del 2006 e nel successivo documento "Piano Energetico Regionale: Stato di attuazione e Prospettive", del 2009. Tali dati sono quelli relativi agli anni 2000, 2004 ("P.E.R.") e 2007 ("Stato di Attuazione").
- I dati del 2010 sono quelli esplicitati in precedenza all'interno di questo Capitolo.
- I parametri presi in considerazione per effettuare la valutazione saranno tre: il numero di impianti installati e in esercizio sul territorio regionale, la potenza elettrica efficiente lorda installata (espressa in MW_e) e la produzione elettrica lorda (espressa in GWh).
- Proprio perché si fa riferimento ai dati ufficiali comunicati dalla Regione, e questi dati considerano il parco termoelettrico "complessivo" a biomasse (quindi termovalorizzatori + impianti alimentati a biomasse "convenzionali"), nel seguito si considereranno, per l'analisi, i dati aggregati ricavati per il parco termoelettrico a biomasse "complessivo".

La sintesi dell'andamento nel tempo del parco termoelettrico a biomasse emiliano-romagnolo è riportata nella Tabella seguente:

Evoluzione del parco termoelettrico a biomasse "complessivo" emiliano romagnolo (2000-2010)			
Anno	Numero di Impianti	Potenza elettrica efficiente lorda installata [MW_e]	Produzione elettrica lorda [GWh]
2000	26	89	335,1
2004	39	190,4	796,7
2007	46	204,4	936
2010	58	334,3	1300

Volendo considerare prima di tutto l'evoluzione del numero di impianti termoelettrici a biomasse installati e in esercizio sul territorio regionale, nel periodo 2000-2010, si può fare riferimento in Figura 15.17:

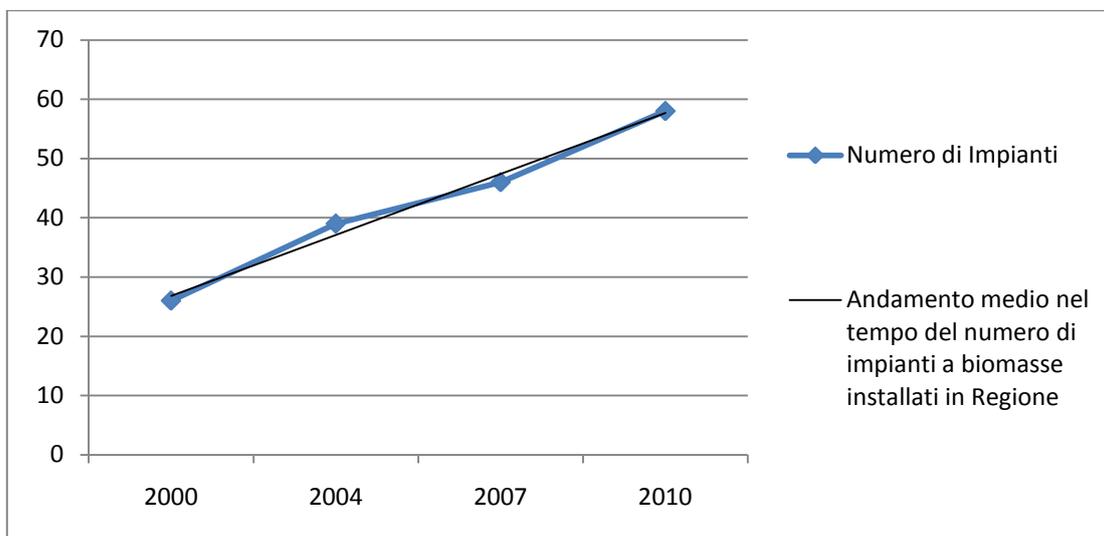


Figura 15.17: evoluzione nel periodo 2000-2010 del numero di impianti a biomasse (convenzionali e assimilate) in esercizio in Emilia Romagna

Particolarmente marcata risulta essere la crescita di tale quantitativo di installazioni nel periodo 2007-2010 (in cui si è passati da 46 a 58 impianti, con un incremento del 26%), ad indicare una ripresa degli investimenti e dell'interesse nei confronti di questa tecnologia dopo un periodo (2004-2007) in cui la crescita si era decisamente rallentata.

Tale andamento è, nel complesso, analogo a quello della potenza elettrica efficiente lorda connessa al parco termoelettrico "complessivo" a biomasse emiliano-romagnolo, riportato in Figura 15.18:

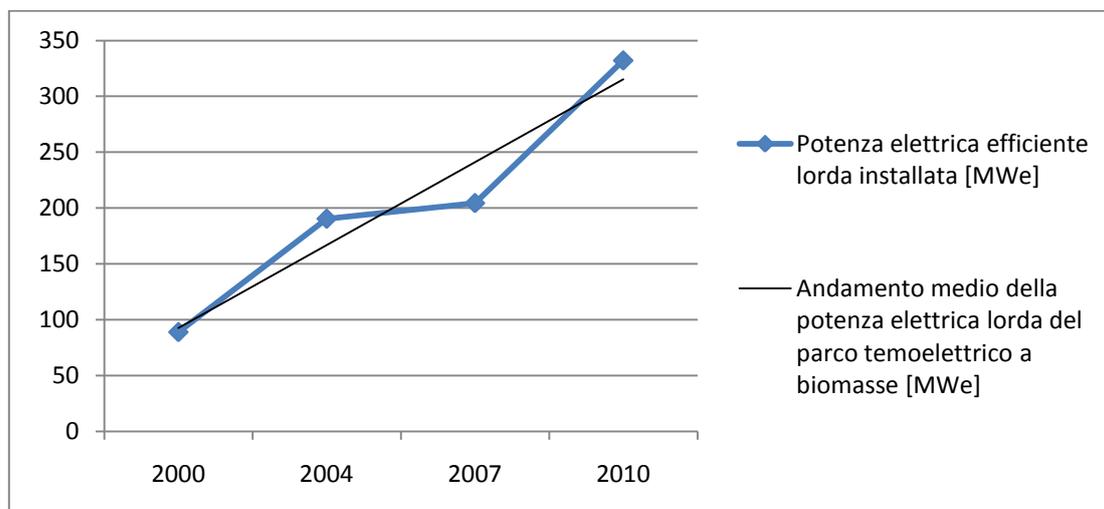


Figura 15.18: evoluzione nel periodo 2000-2010 della potenza elettrica installata da impianti a biomasse (convenzionali e assimilate) in esercizio in Emilia Romagna

Ancora una volta, si evidenzia la marcata crescita della potenza installata in Regione nel periodo 2000-04 e 2007-10, a fronte di una fase (2004-07) in cui tale potenza è rimasta praticamente immutata; in particolare, dal 2007 al 2010 l'incremento è stato pari a 129,8 MW_e, cioè del 63% rispetto alla potenza elettrica lorda installata da biomasse nel 2004.

Un andamento simile è anche quello della produzione elettrica lorda connessa al parco a biomasse "complessivo" in esercizio nel territorio emiliano-romagnolo, nel periodo 2000-2010: tale evoluzione è sintetizzata in Figura 15.19:

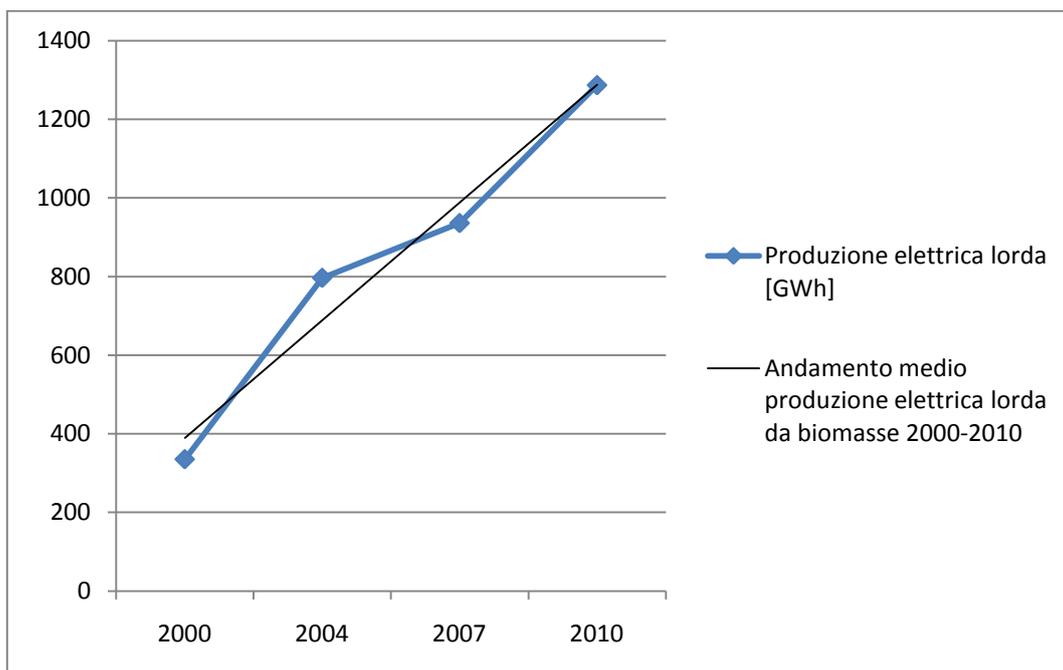


Figura 15.19: evoluzione nel periodo 2000-2010 della produzione elettrica lorda derivante da impianti a biomasse (convenzionali e assimilate) in esercizio in Emilia Romagna

Anche in questo caso, nel periodo 2007-2010, si registra un incremento della produzione elettrica lorda particolarmente marcato (+364 GWh), a fronte di un incremento decisamente più ridotto nel periodo 2004-2007 (+139,3 GWh).

15.13 - SCENARIO A BREVE TERMINE (2012): GLI IMPIANTI AUTORIZZATI NON ANCORA REALIZZATI

A fronte del parco termoelettrico a biomasse autorizzato, realizzato e in esercizio sul territorio della Regione Emilia Romagna, si evidenzia anche la presenza di impianti e di interventi già autorizzati dagli Enti competenti (Comuni, Province o Regione), ma non ancora realizzati.

Tali impianti e interventi, già autorizzati e non ancora realizzati, vengono considerati all'interno dello "Scenario di breve termine", ossia nel novero degli impianti che si suppone entro un tempo non lungo (al 2011-2012) saranno realizzati: considerazione legittima tenendo conto del fatto che nell'ambito della tecnologia a biomasse si registra la presenza di solo pochi impianti per i quali siano scadute le autorizzazioni e che quindi non sono mai stati realizzati.

In particolare, sono 30 i nuovi impianti a biomasse "convenzionali" già autorizzati e non ancora realizzati o entrati in esercizio (al 2010), cui si aggiunge un intervento di adeguamento e potenziamento di un termovalorizzatore già esistente (nel Comune di Rimini), destinato ad incrementarne la potenza efficiente lorda (elettrica e termica).

Nel complesso, gli interventi già autorizzati corrispondono ad un incremento – ancora teorico- di 48,865 MW_e di potenza elettrica efficiente lorda e di 181,825 MW_t di potenza efficiente termica.

La produzione elettrica lorda stimata (ma la stima non è particolarmente indicativa, tenuto conto delle numerose variabili che potrebbero modificare la produttività degli impianti, specialmente degli interventi previsti su quasi tutti i termovalorizzatori della Regione) dovrebbe passare entro breve dagli attuali 1300 GWh a circa 1459 GWh.

Tali modifiche alla situazione attuale del parco termoelettrico “complessivo” a biomasse emiliano-romagnolo, in seguito alla realizzazione degli interventi previsti in questo “Scenario di breve termine”, sono sintetizzate nella Tabella seguente:

Impianti e interventi totali biomasse autorizzati e non realizzati / in esercizio in Emilia Romagna (2010)			
Tipologia	Numero di interventi/impianti	MW_e elettrici autorizzati e non ancora realizzati / in esercizio	MW_t termici autorizzati e non ancora realizzati/in esercizio
Termovalorizzatori	1	5,7	23,4
Biomasse "convenzionali"	30	43,165	158,425
Totale	31	48,865	181,825

In seguito alla realizzazione di questi interventi, il parco termoelettrico complessivo a biomasse installato e in esercizio sul territorio della Regione Emilia Romagna al 2011-2012 (“Scenario a breve termine”), risulterebbe dunque essere il seguente:

Parco "complessivo" a biomasse teoricamente installato e in esercizio nella Regione Emilia Romagna al 2011-2012				
Tipologia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda installata [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda installata [MW_t]	Produzione elettrica lorda totale stimata al 2009 [GWh]
Biomasse convenzionali	80	244,65	395,7	910,1
Termovalorizzatori (rifiuti)	8	138,45	335,7	548,9
Totale regionale	88	383,1	731,4	1459

In termini di potenza elettrica efficiente lorda dell'intero parco termoelettrico a biomasse emiliano-romagnolo, si registra un incremento del 14,6%; considerando la potenza termica efficiente lorda che si stima associata al parco termoelettrico a biomasse “complessivo” emiliano romagnolo, si individua una crescita percentuale pari al 33,1%, più del doppio della crescita elettrica nel breve periodo.

Meno marcato l'incremento della produzione elettrica previsto: questa dovrebbe crescere di circa 159 GWh, quindi del 12,2% circa rispetto alla condizione attuale.

La condizione complessiva del parco termoelettrico alimentato a biomasse (“convenzionali” e “assimilate”) al 2012 è riassunta nella Tabella seguente:

Parco "complessivo" a biomasse potenzialmente installato nella Regione Emilia Romagna al 2011-2012				
Provincia	Numero totale di impianti	MW_e elettrici potenzialmente in esercizio al 2011-12	MW_t termici potenzialmente in esercizio al 2011-12	Produzione elettrica lorda totale stimata (2011-2012) [GWh]
Bologna	15	46	30	175,2
Ferrara	11	49,25	130	257
Forlì-Cesena	9	27,5	49	88,2
Modena	10	46,5	167	56,8
Parma	12	7,2	14	11
Piacenza	6	13,2	11,4	48
Ravenna	16	164,25	238	746
Reggio Emilia	8	13,5	23	54,6
Rimini	1	15,7	69	22
Totale Emilia Romagna	88	383,1	731,4	1459

Tale condizione complessiva del parco termoelettrico a biomasse (“convenzionali” e rifiuti”) su ciascuna Provincia del territorio emiliano-romagnolo al 2011-2012 (nello “Scenario di breve termine” che stiamo prendendo in considerazione), è ulteriormente sintetizzata in Figura 15.20 (nella pagina successiva).

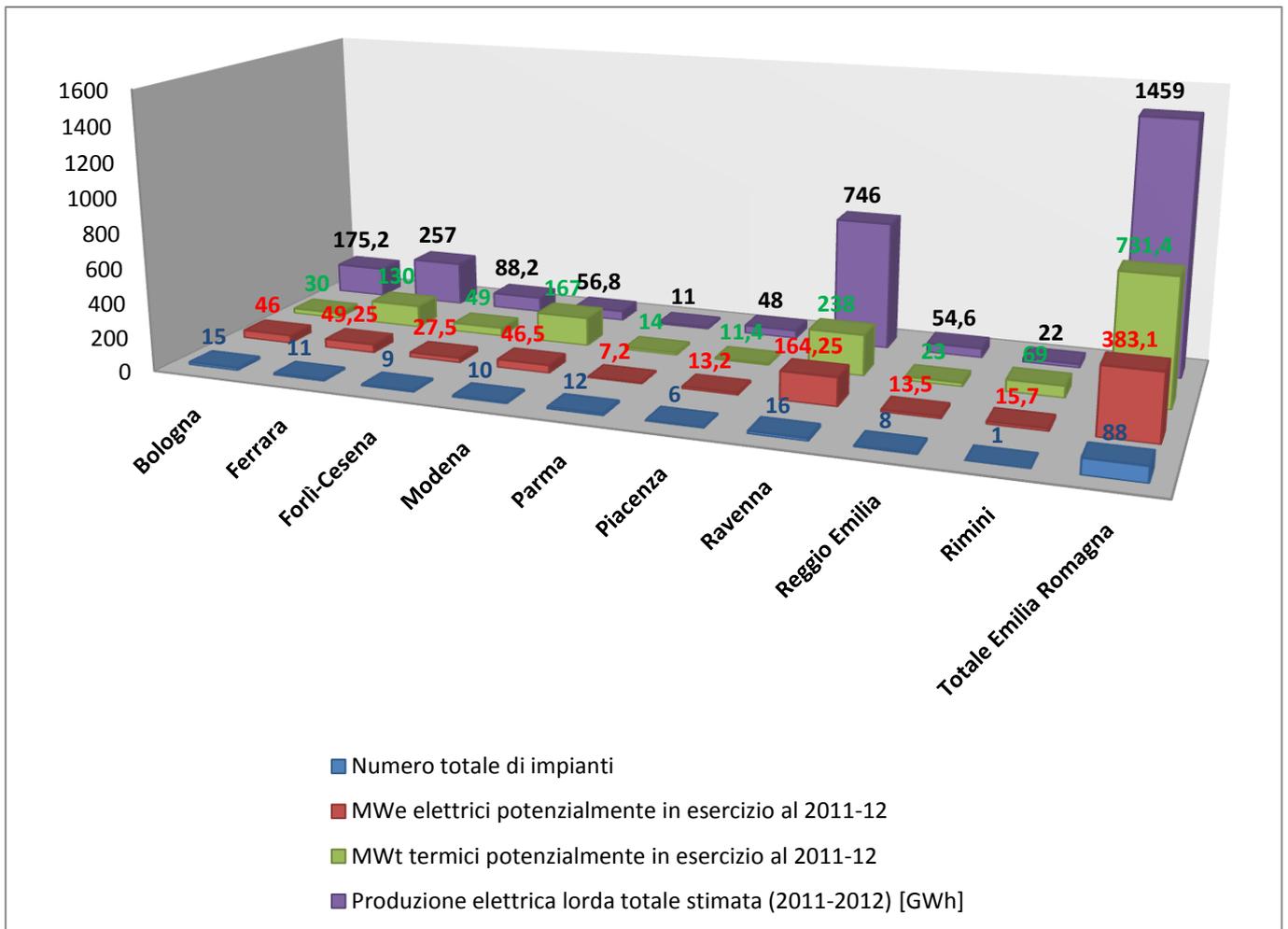


Figura 15.20: distribuzione tra le Province emiliano-romagnole del parco termoelettrico a biomasse potenzialmente installato al 2012

Si evidenzia, da questa analisi macroscopica e complessiva, ancora una volta il ruolo leader della Provincia di Ravenna nell'ambito della tecnologia a biomasse in regione; seguono, in termini di peso percentuale sul totale regionale (sia dal punto di vista delle potenze installate –oltre 164 MW_e- che della produzione elettrica lorda, circa 756 GWh) le Province di Ferrara e di Bologna, già ora le due Province (oltre a quella ravennate) più sviluppate in termini di sfruttamento della tecnologia a biomasse (rispettivamente, con 49,25 MW_e e 46 MW_e installati).

In questo scenario di breve termine si stima, entro il 2012, una crescita marcata della tecnologia a biomasse anche sulle altre Province della Regione, per quanto queste non assumano ancora un ruolo “di spicco” nel quadro regionale.

Per i dati disaggregati relativi a ripartizione delle potenze installate e produzione, si rimanda alle analisi condotte separatamente su termovalorizzatori e impianti a biomasse “convenzionali”, ritenute più significative di questo quadro generale.

15.13.1 – EVOLUZIONE AL 2012 DEL PARCO TERMOELETTRICO A BIOMASSE ASSIMILATE

Non si segnalano –dall’analisi dei dati trasmessi dagli Enti competenti- autorizzazioni concesse per la realizzazione di nuovi termovalorizzatori sul territorio regionale; come detto, però, su quasi tutti gli impianti esistenti si stanno realizzando lavori di ammodernamento e ripotenziamento, così da adeguarli alle nuove esigenze territoriali in termini di smaltimento dei rifiuti e di incremento della richiesta energetica.

La maggior parte di questi interventi sono solo in programma o ancora in fase di progetto; l’unico che risulta in cantiere e che potrebbe essere concluso e risultare operativo in uno scenario di breve termine (al 2011-12) è quello sull’impianto di termovalorizzazione di Coriano (Rimini), in cui è in corso il raddoppio delle linee: tale intervento dovrebbe incrementare la potenza elettrica efficiente lorda dell’impianto (portandola da 10 MW_e a 15,7 MW_e) e la potenza termica efficiente lorda (portandola da 45 MW_t a 68,4 MW_t).

La sintesi degli interventi autorizzati ma non ancora realizzati sul parco termoelettrico “a rifiuti” della Regione Emilia Romagna è riportata nella tabella seguente:

Numero di interventi	MWe elettrici incrementali autorizzati	MWt termici incrementali autorizzati
1	5,7	23,4

Tenendo conto di questi interventi e ipotizzando che, nello “Scenario di breve termine”, vengano realizzati in maniera completa, si ha quindi quello che potrebbe essere il parco termoelettrico installato e in esercizio in Regione al 2011-12: il numero di impianti resterebbe inalterato, mentre la potenza elettrica efficiente lorda del parco termovalorizzatori risulterebbe incrementarsi del 5,3%. Più marcato l’incremento percentuale della potenza termica efficiente lorda del parco termovalorizzatori, che risulterebbe aumentare del 7,5%.

La sintesi del potenziale “parco di termovalorizzatori” presente in Emilia Romagna al 2011-12 (“Scenario di breve termine”), è riportata nella Tabella seguente:

Potenziale “parco termovalorizzatori” teoricamente installato nella Regione Emilia Romagna al 2011-12		
Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda [MW_t]
8	138,45	335,7

15.13.1.1 - RIPARTIZIONE TERRITORIALE DEI TERMOVALORIZZATORI AL 2011-12

La “fotografia” del parco termoelettrico “a rifiuti” in esercizio sul territorio della Regione, in uno scenario di breve termine (2011-12) potrebbe essere la seguente:

Provincia	Numero di termovalorizzatori teoricamente presente 2011-12	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda stimata [MW_t]
Bologna	1	26	5,6
Ferrara	1	22	55,7
Forlì-Cesena	1	22,1	46,5
Modena	1	29,4	105,7
Parma	0	0	0
Piacenza	1	11,3	7,7
Ravenna	1	6,25	27,8
Reggio Emilia	1	5,7	18
Rimini	1	15,7	68,3
Totale Emilia Romagna	8	138,45	335,7

Tabella 15.5: ripartizione tra Province del parco termoelettrico a biomasse “assimilate” potenzialmente in esercizio in Emilia Romagna nel 2012

Come sottolineato in precedenza, il numero complessivo degli impianti non risulterebbe modificarsi, ad incrementarsi sarebbero solamente le potenze (termica ed elettrica) installate: di seguito, i Figura 15.21 è riportata la distribuzione del numero di termovalorizzatori e delle loro potenze sul territorio delle differenti Province.

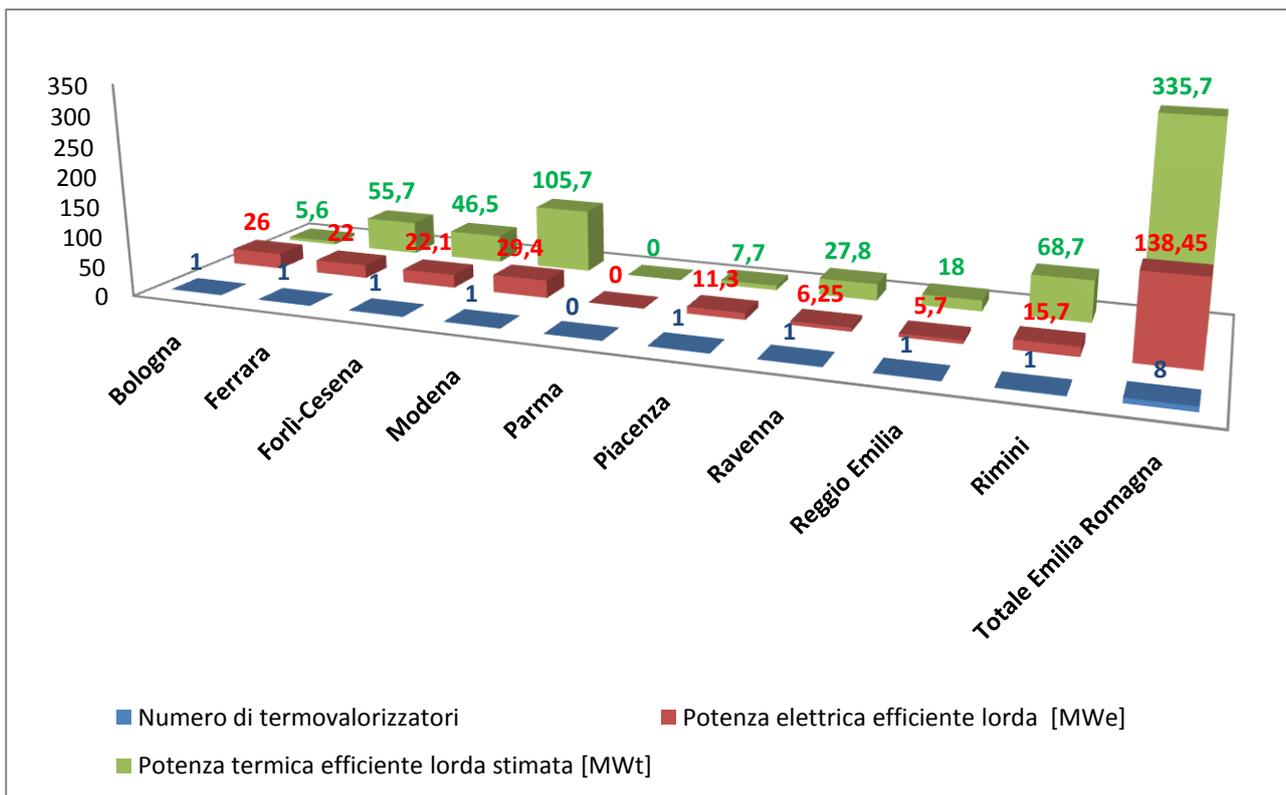


Figura 15.21: ripartizione tra Province del parco termoelettrico a biomasse “assimilate” potenzialmente in esercizio in Emilia Romagna nel 2012

In Figura 15.22 è riportata la distribuzione percentuale della potenza elettrica installata da termovalorizzatori tra le varie Province della Regione, in questo scenario di breve termine:

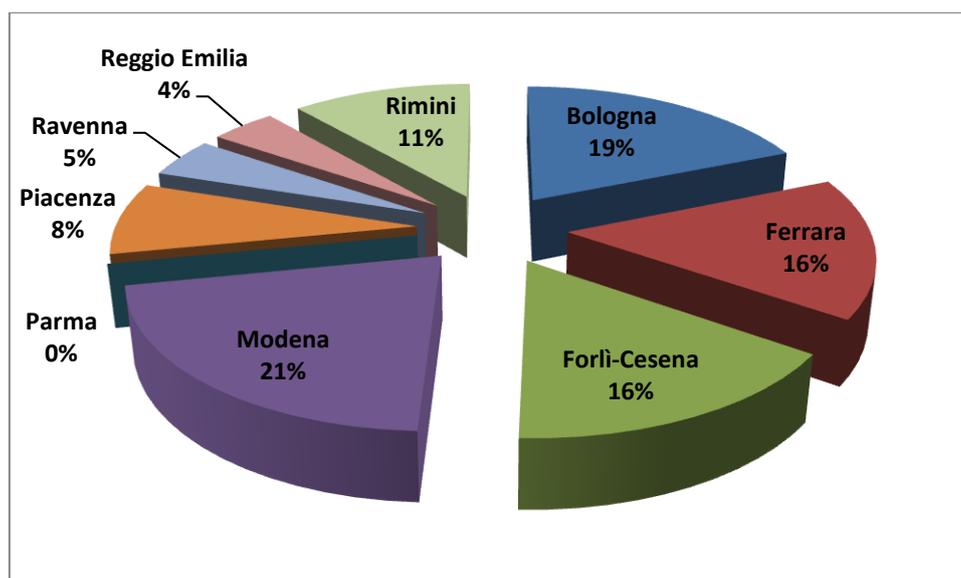


Figura 15.22: ripartizione percentuale tra Province della potenza elettrica teoricamente installata al 2012 da impianti a biomasse “assimilate”

Si verifica come la Provincia di Rimini passi dall'attuale 7% del totale della potenza elettrica installata da termovalorizzatori, all'11% di questo scenario di breve termine, in seguito alla realizzazione dell'intervento di potenziamento previsto.

Incremento anche più marcato se si considera la variazione della potenza termica efficiente lorda dei termovalorizzatori presenti sul territorio della Provincia, in seguito a questi interventi caratteristici dello scenario di breve termine: la ripartizione percentuale della potenza termica efficiente lorda tra le differenti Province della Regione è riportata in Figura 15.23.

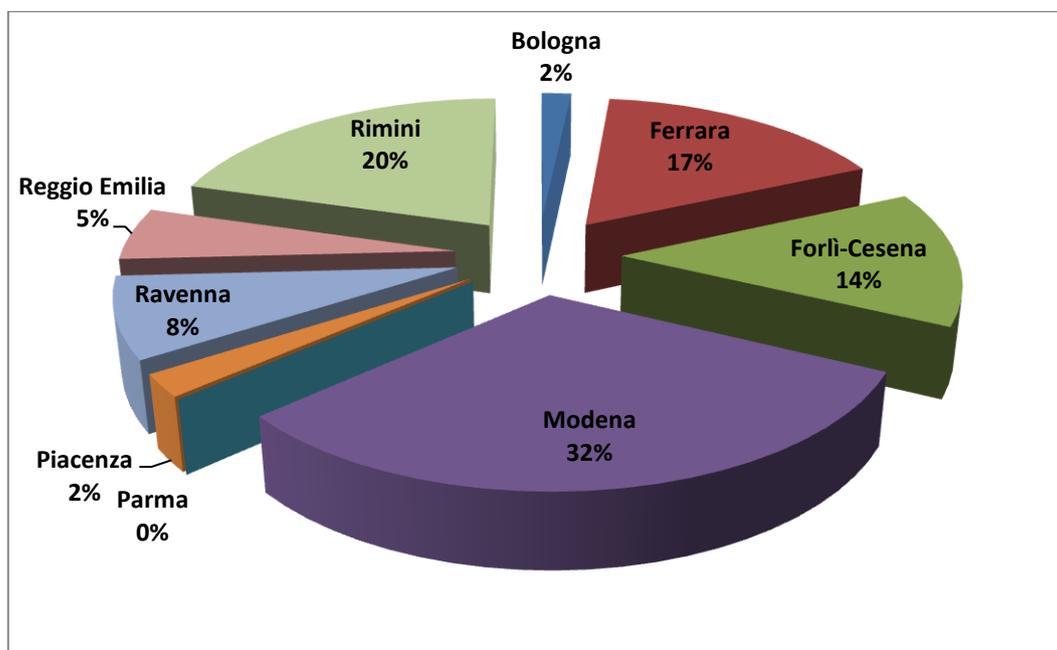


Figura 15.23: ripartizione percentuale tra Province della produzione elettrica lorda al 2012 derivante da impianti a biomasse “assimilate”

15.13.2 – EVOLUZIONE AL 2012 DEL PARCO TERMOELETTRICO A BIOMASSE “CONVENZIONALI”

Dalla valutazione dei dati trasmessi dagli Enti competenti, sono numerosi gli impianti a biomasse “convenzionali” già autorizzati (anche recentemente) e non ancora realizzati (o censiti come in esercizio) sul territorio della Regione Emilia Romagna: in totale se ne stimano ben 30, per complessivi 43,165 MW_e di potenza elettrica incrementale e ben 158,425 MW_t di potenza termica incrementale.

Impianti a biomasse autorizzati e non ancora realizzati / in esercizio			
	Numero di impianti	MW_e elettrici incrementali autorizzati	MW_t termici incrementali autorizzati
Totale Emilia Romagna	30	43,165	158,425

Si può ragionevolmente ritenere che questi interventi siano realizzati in tempi piuttosto stretti: di conseguenza, è lecito immaginare che in uno scenario a breve termine, questi impianti entrino a far parte del parco a biomasse “convenzionali” emiliano romagnolo.

Il parco a biomasse “convenzionali” ipoteticamente installato nella Regione Emilia Romagna al 2011-2012, quindi, potrebbe essere riassunto come da Tabella seguente:

Potenziale biomasse "convenzionali" teoricamente installato nella Regione Emilia Romagna al 2011-12		
Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda [MW_t]
80	244,65	395

Ci potrebbe dunque essere un significativo incremento prima di tutto dal punto di vista del numero di impianti presenti sul territorio (si passerebbe dagli attuali 50 impianti a ben 80 impianti, con un incremento del 60% in termini di numerosità), nonché dal punto di vista della potenza elettrica efficiente lorda (+21,7% rispetto alla condizione attuale) e soprattutto della potenza termica efficiente lorda (+66,8%) associata al parco termoelettrico a biomasse.

La modificazione del parco a biomasse “convenzionali” installato sul territorio emiliano romagnolo, quindi, potrebbe essere rilevante, anche in un lasso di tempo sostanzialmente ridotto come quello individuato dallo “scenario di breve termine”.

15.13.2.1 - RIPARTIZIONE TERRITORIALE DEL PARCO A BIOMASSE “CONVENZIONALE” AL 2011-12

Gli impianti autorizzati non ancora realizzati, che si considerano come presumibilmente facenti parte integrante del parco a biomasse in uno scenario di breve termine (2011-12), sono distribuiti tra le Province del territorio emiliano romagnolo così come riassunto dalla Tabella seguente:

Impianti a biomasse autorizzati e non ancora realizzati / in esercizio			
Provincia	Numero di impianti	MW_e elettrici incrementali autorizzati	MW_t termici incrementali autorizzati
Bologna	3	3	9
Ferrara	3	2,25	50
Forlì-Cesena	0	0	0
Modena	3	13,5	51
Parma	9	6,07	13,4
Piacenza	1	0,845	2,025
Ravenna	8	16	31
Reggio Emilia	3	1,5	2
Rimini	0	0	0
Totale Emilia Romagna	30	43,165	158,425

Si evidenzia come il numero maggiore di impianti autorizzati e non ancora realizzati sia nella Provincia di Parma (9 impianti), una di quelle attualmente più “sguarnite” dal punto di vista della tecnologia a biomasse: testimonianza della volontà di coprire questa lacuna all’interno del parco termoelettrico provinciale, mediante opportuni strumenti di intervento e di incentivazione alle biomasse, contenuti nel Piano Energetico Provinciale.

Il primato in termini di potenza elettrica efficiente lorda autorizzata e non ancora realizzata, spetta però alla Provincia di Ravenna, con ben 16 MW_e incrementali (associati a 8 impianti, segno della vitalità del mercato a biomasse nel ravennate) rispetto alla situazione attuale, prevedibili entro il 2012.

In termini di potenza termica efficiente lorda autorizzata e non ancora installata o in esercizio, la Provincia “leader” risulta essere quella di Modena, con ben 51 MW_t che si prevede entreranno in esercizio in questo scenario di breve termine.

Molto rilevante anche la potenza termica autorizzata e non ancora realizzata in Provincia di Ferrara (50 MW_t), dove invece la potenza elettrica associata a installazioni autorizzate, ma ancora non in esercizio, risulta essere ridotta (2 MW_e): segno anche di una differente prevalenza di “uso finale” (perlopiù termico, piuttosto che elettrico) rispetto a ciò che accade in altre Province.

La ripartizione tra le Province emiliano-romagnole degli impianti a biomasse “convenzionali” autorizzati e non ancora realizzati (o in esercizio), è esplicitata anche in Figura 15.24:

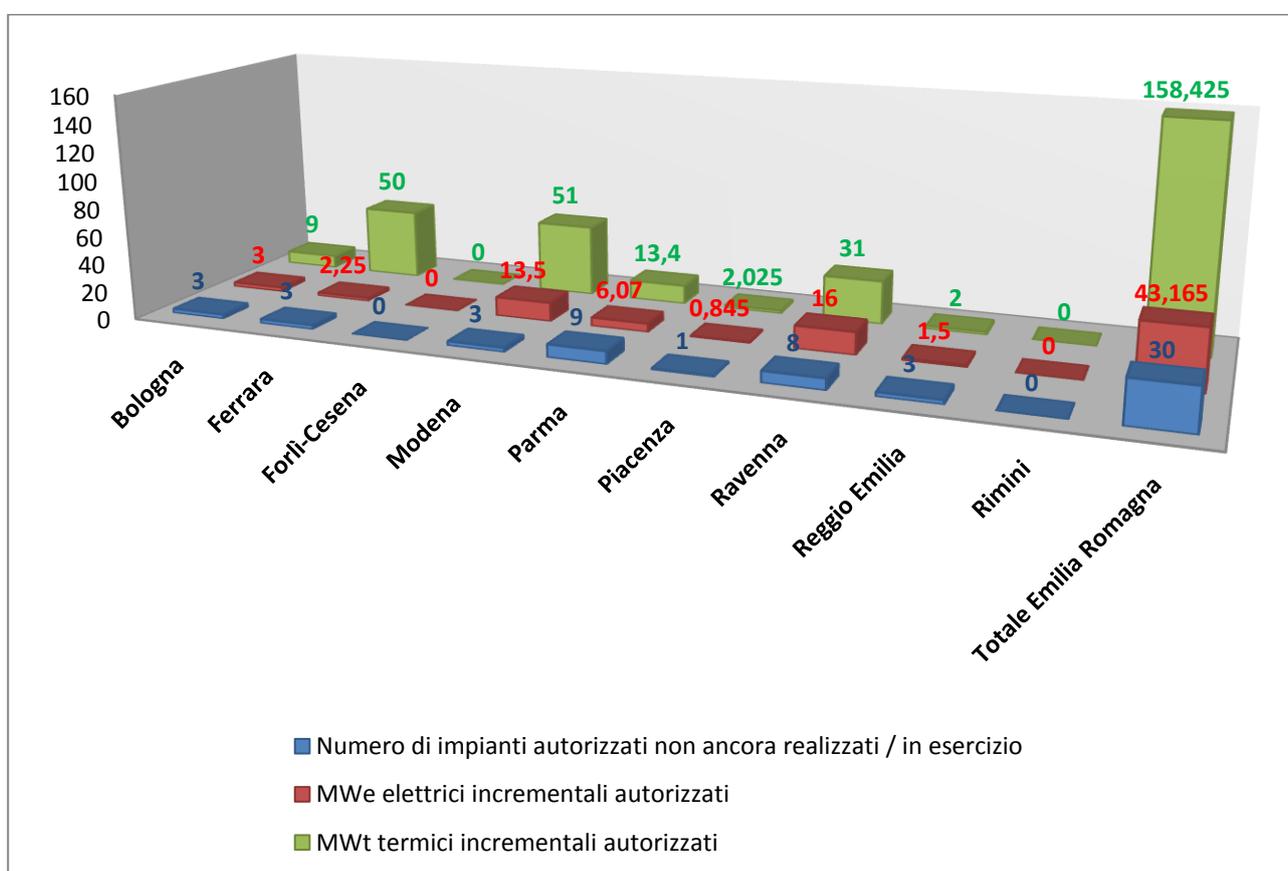


Figura 15.24: Ripartizione tra Province del parco termoelettrico costituito da impianti a biomasse convenzionali stimato installato in Emilia Romagna al 2012

Tenuto conto di questa ripartizione degli impianti, si può andare ora a considerare la “fotografia” del parco termoelettrico a biomasse “convenzionali” in questo “Scenario di breve termine” (al 2011-12), considerato su ogni Provincia.

Provincia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Potenza termica efficiente lorda stimata [MW_t]	Produzione elettrica lorda stimata (2011-12) [GWh]	Ore medie annue di funzionamento stimate per impianto (2011-12) [h/anno]
Bologna	14	20	23,4	46	2260
Ferrara	10	27,25	75	81	2972
Forlì-Cesena	8	5,4	2	9	1600
Modena	9	17,1	61	24	1400
Parma	12	7,214	13,8	11	1500
Piacenza	5	1,845	4,4	10	5041
Ravenna	15	158	210	696	4400
Reggio Emilia	7	7,8	5	33	4102
Rimini	0	0	0	0	0
Totale Emilia Romagna	80	244,6	395	910	3678

Tabella 15.6: Stato complessivo del parco termoelettrico costituito da impianti a biomasse “convenzionali” teoricamente installato in Emilia Romagna al 2012

Si può andare ad esplicitare tale situazione, considerando la Figura 15.25, relativo alla ripartizione sul territorio delle Province, del numero di impianti a biomasse “convenzionali” e delle potenze installate (termica ed elettrica) ad essi connesse, sempre nell’ottica di questo “Scenario di breve termine”.

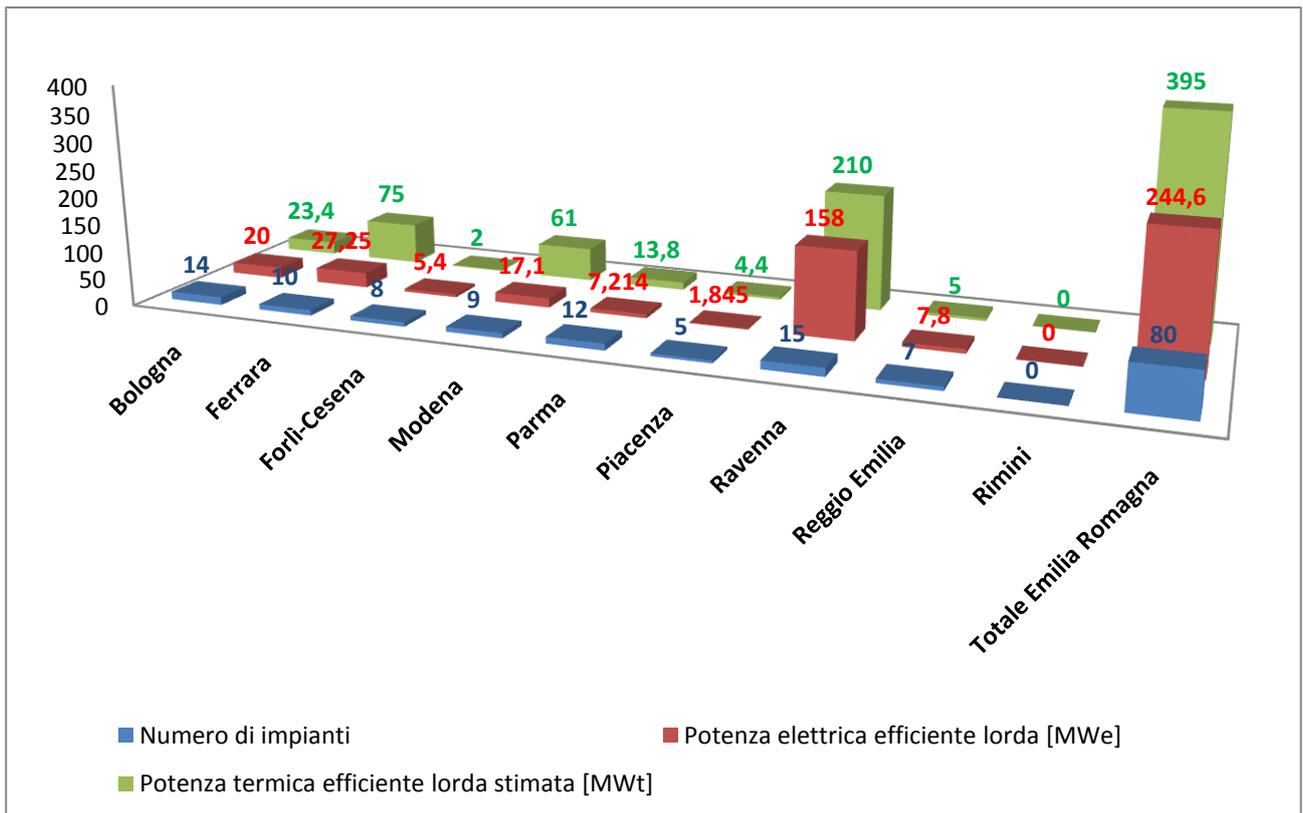


Figura 15.25: Stato complessivo del parco termoelettrico costituito da impianti a biomasse “convenzionali” teoricamente installato in Emilia Romagna al 2012

Si può evidenziare l’evoluzione del parco termoelettrico a biomasse nelle singole Province, in seguito al passaggio dalla condizione attuale a questo “Scenario di breve termine”, andando a considerare come si modifica la ripartizione percentuale della potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale parco termoelettrico (Figura 15.26):

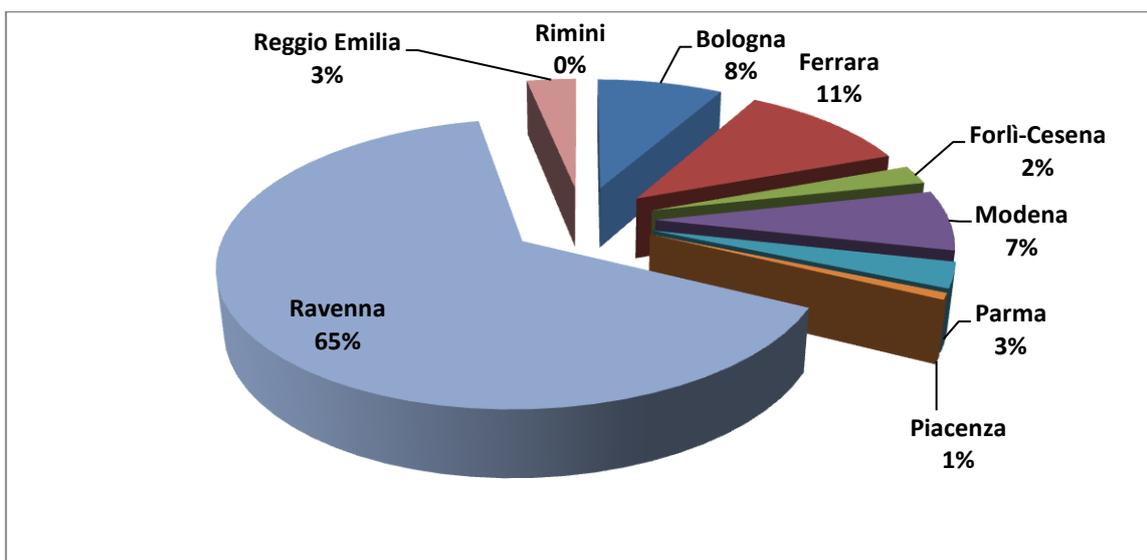


Figura 15.26: ripartizione percentuale tra Province della potenza elettrica installata da impianti a biomasse “convenzionali” al 2012

La modificazione è significativa: la Provincia di Ravenna, infatti, resta sempre la Provincia “leader” in Regione dal punto di vista della potenza elettrica lorda associata a impianti a biomasse “convenzionali”, ma il suo peso sul totale regionale si riduce di ben il 5%, passando dal 70% (attuale) al 65% (dello “Scenario a breve termine”).

A fronte di tale riduzione, si registra il marcato incremento del peso della Provincia di Modena, che passa dal 2% (attuale) del totale regionale di potenza elettrica lorda installata mediante impianti a biomasse convenzionali, al 7% (nella stima di questo “Scenario di breve termine”).

Cresce, in questo ipotetico scenario, anche il peso percentuale della Provincia di Parma (+2%) rispetto alla situazione attuale.

Cala di un punto percentuale, il peso sul totale installato delle Province di Ferrara (dal 12% all’11%) e Forlì-Cesena (dal 3% al 2%), segno di un incremento di potenza elettrica installata da impianti a biomasse convenzionali, meno che proporzionale rispetto alla media di crescita regionale.

Inalterato il peso delle Province di Reggio Emilia e Bologna, nonché di quella di Rimini, che in questo “Scenario di breve termine” non modificano la loro incidenza sul quadro regionale di potenza elettrica installata da impianti a biomasse: quest’ultima resta semplicemente “assente” nel panorama regionale delle biomasse “convenzionali”, mentre le Province di Reggio Emilia e Bologna, in quest’ottica di breve termine, dovrebbero realizzare un quantitativo di installazioni in linea con la media regionale.

Tenendo conto che quelle sulla produzione elettrica prevista e sul numero di ore medie annue di funzionamento per impianto sono delle stime quantitative, si può comunque andare ad effettuare un confronto tra i dati di produzione elettrica e funzionamento medio degli impianti a biomassa convenzionale sul territorio delle differenti Province della Regione, passando dalla condizione attuale (2010) allo “Scenario di breve termine” (2011-12).

15.13.2.2 - CONFRONTO TRA “SCENARIO A BREVE TERMINE” E CONDIZIONE ATTUALE

Di seguito (Figura 15.27) sono confrontate le stime di produzione elettrica lorda (espressa in GWh) dagli impianti a biomassa “convenzionali” installati e in esercizio su ciascuna Provincia emiliano-romagnola, nel passaggio dalla condizione attuale allo “Scenario di breve termine”.

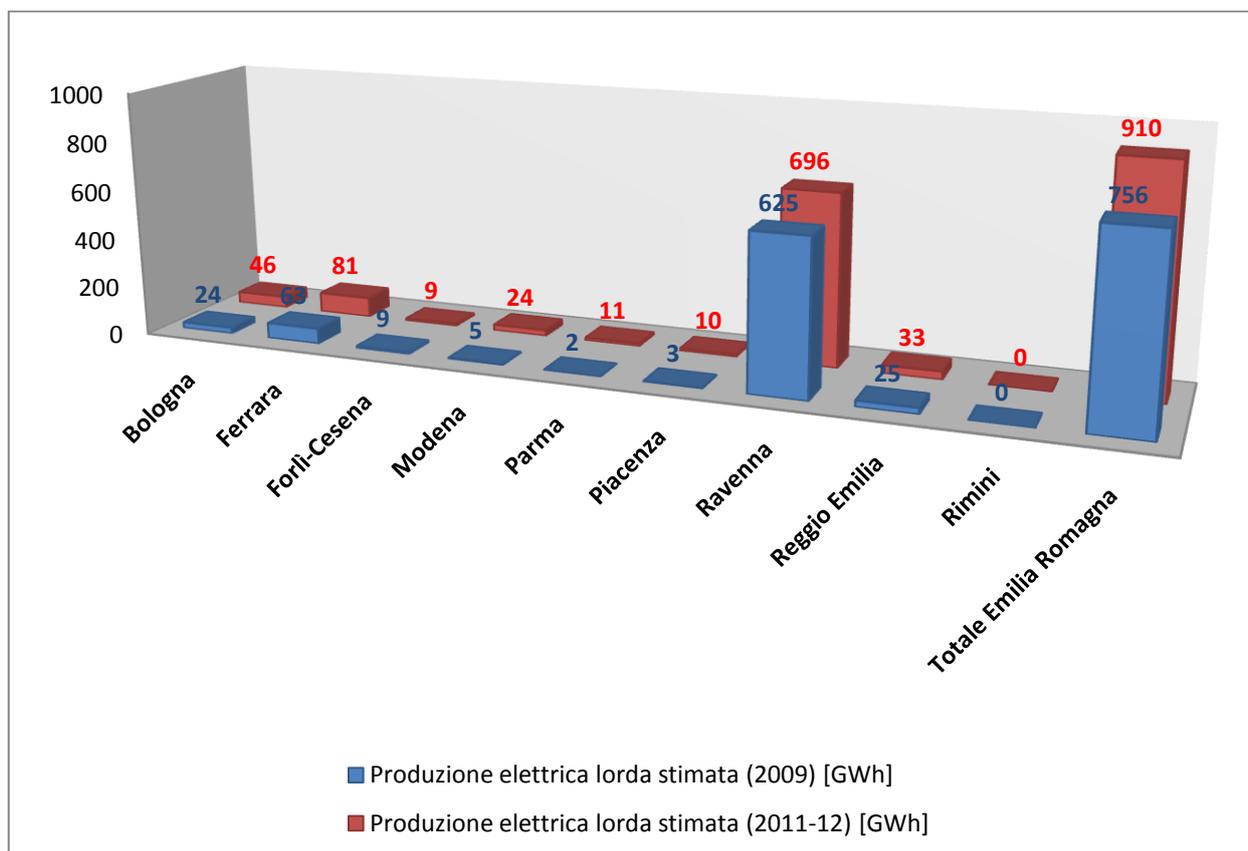


Figura 15.27: confronto in termini di produzione elettrica stimata nel passaggio dallo “Scenario Attuale” (2010) allo “Scenario di Breve Termine” (2012)

In termini assoluti, la crescita quantitativamente più rilevante è quella che si registra sulla Provincia di Ravenna (stimata in circa 71 GWh), seguita da quella che si potrebbe potenzialmente avere dagli impianti della Provincia di Bologna (+22 GWh) e Ferrara (+18 GWh).

Da un punto di vista di crescita percentuale, però, si stima sulla Provincia di Modena la crescita percentualmente più marcata, stimata nel 420%, in seguito all’entrata in funzione di nuovi impianti e all’aumento del numero di ore di funzionamento medie annue degli impianti tuttora presenti e poco produttivi (si ricorda che Modena è la Provincia su cui si stima la presenza degli impianti a biomasse convenzionali attualmente caratterizzati dal minor numero di ore di funzionamento).

L'evoluzione del numero di ore medie annue di funzionamento per impianto a biomasse "convenzionali" in ciascuna Provincia, nel passaggio dalla condizione attuale allo "Scenario di breve termine", è riportata in Figura 15.28:

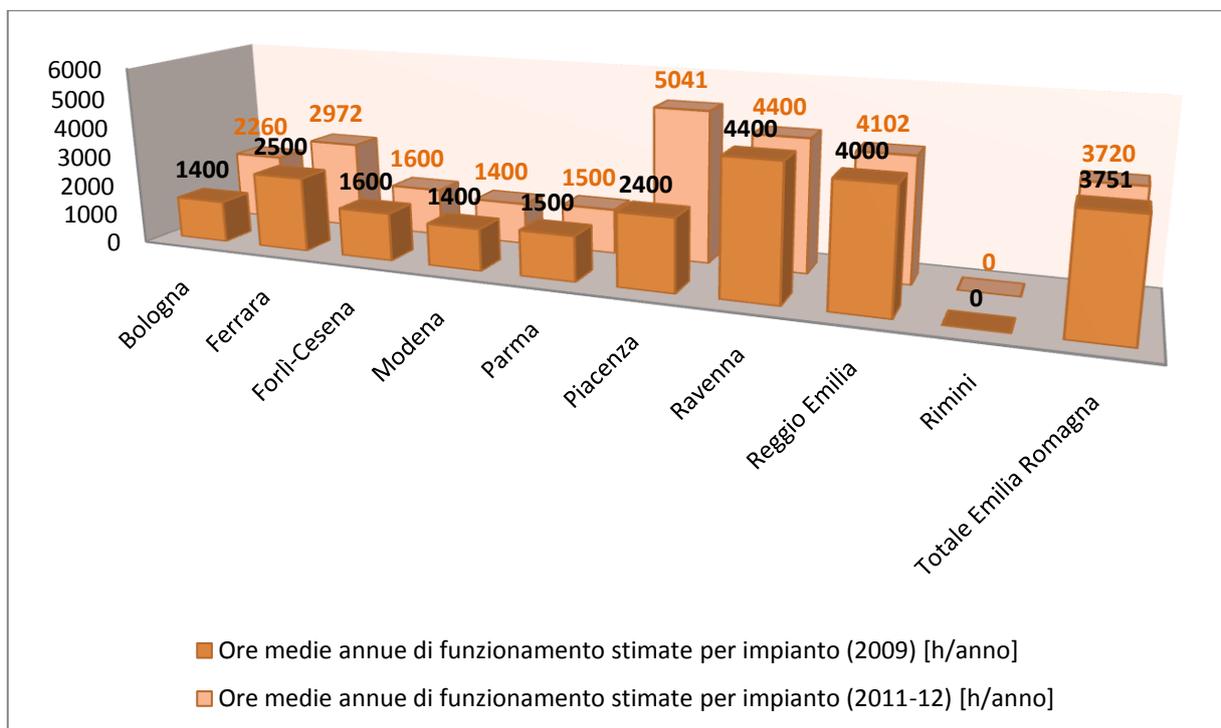


Figura 15.28: confronto in termini di numero medio annuo di ore di funzionamento stimate per impianti a biomasse 'convenzionali' nel passaggio dallo "Scenario Attuale" (2010) allo "Scenario di Breve Termine" (2012)

E' evidente soprattutto la crescita, in termini di ore medie annue di funzionamento, sulla Provincia di Piacenza (in seguito all'installazione di un impianto per cui è stimato, da subito, un numero di ore annue pari a 8200), con un incremento del 43% rispetto alla situazione attuale.

Crescono, in questo "Scenario di breve termine", anche le ore medie di funzionamento degli impianti presenti sul territorio delle Province di Bologna e Ferrara (dove entrano in funzione altri impianti per i quali, nei dati trasmessi dagli Enti competenti, si sono stimate 8000 ore medie annue di funzionamento): la media regionale, però, cala leggermente a causa della realizzazione di un numero cospicuo di impianti per i quali si è assunta, come ipotesi, un numero di ore di funzionamento annue pari a quelle degli impianti già esistenti nella Provincia di installazione (Modena, Parma e Ravenna).

Poiché su queste Province le ore medie annue di funzionamento degli impianti esistenti sono inferiori alla media regionale, ciò determina un'ulteriore riduzione di tale media, valutata al 2011-12.

15.13.2.3 - RIPARTIZIONE DELLE NUOVE INSTALLAZIONI 'CONVENZIONALI' PER TIPOLOGIA IMPIANTISTICA

Di seguito è stata effettuata anche una stima della ripartizione degli impianti a biomasse "convenzionali" autorizzati e non ancora realizzati, sul territorio regionale, suddivisi per tipologia: biomasse solide, bioliquidi e biogas.

Impianti termoelettrici a biomasse "convenzionali" autorizzati e non ancora realizzati in Emilia Romagna al 2010 - Ripartizione per tipologia						
Provincia	Biomasse solide		Bioliquidi		Biogas	
	Impianti autorizzati e non ancora realizzati / in esercizio	MW_e elettrici autorizzati e non ancora realizzati	Impianti autorizzati e non ancora realizzati / in esercizio	MW_e elettrici autorizzati e non ancora realizzati	Impianti autorizzati e non ancora realizzati / in esercizio	MW_e elettrici autorizzati e non ancora realizzati / in esercizio
Bologna	3	3	0	0	0	0
Ferrara	1	1	0	0	2	1,25
Forlì-Cesena	0	0	0	0	0	0
Modena	1	12,5	0	0	2	0,939
Parma	0	0	2	1,81	7	8,75
Piacenza	0	0	0	0	1	0,845
Ravenna	0	0	3	9	5	7
Reggio Emilia	1	0,5	2	1	0	0
Rimini	0	0	0	0	0	0
Totale Emilia Romagna	6	17	7	11,81	17	18,784

Si evidenzia come il trend caratteristico della tecnologia a biomasse emiliano-romagnola, che vede gli impianti a biogas preponderanti per numerosità, si confermi.

Come si evidenzia dalla Figura 15.29, ben il 57% degli impianti autorizzati e non ancora realizzati (che si presume saranno installati entro il 2011-12), sono impianti a biogas:

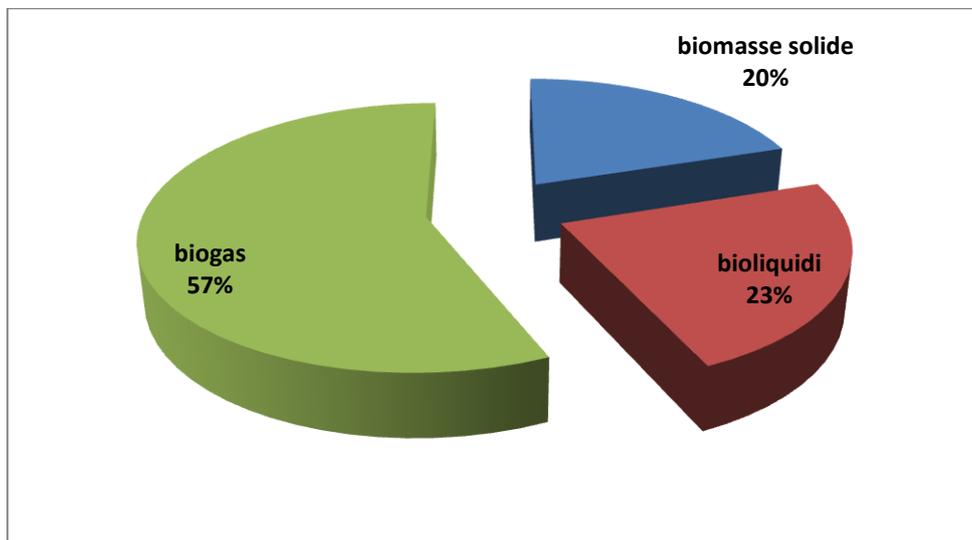


Figura 15.29: ripartizione percentuale in base alla tipologia impiantistica del numero degli impianti 'convenzionali' autorizzati non ancora realizzati

E' interessante considerare tale ripartizione anche dal punto di vista dei MW_e autorizzati e non realizzati, ripartiti per tipologia di impianto a biomassa (Figura 15.30):

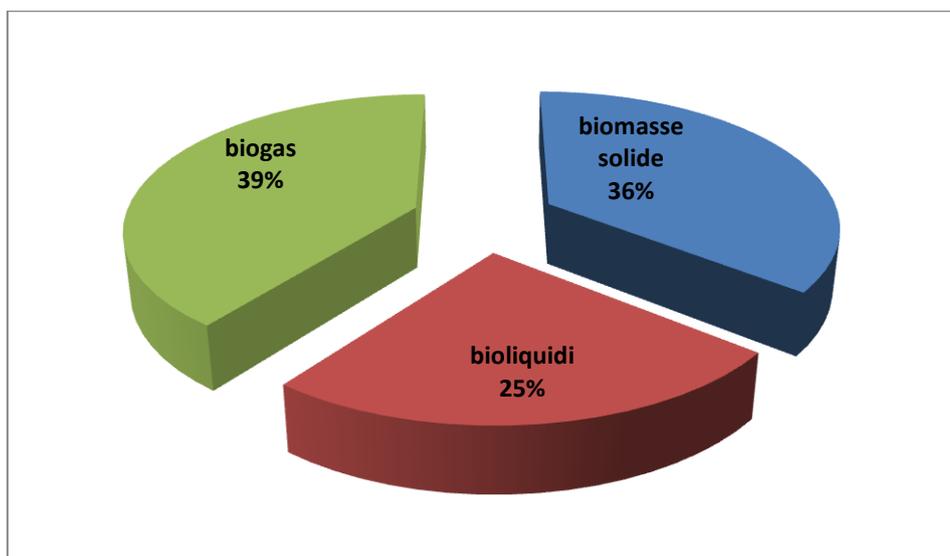


Figura 15.30: ripartizione percentuale in base alla tipologia impiantistica della potenza elettrica associata a impianti 'convenzionali' autorizzati non ancora realizzati

In questo caso la ripartizione è molto più omogenea, tra le differenti tipologie impiantistiche: si vede cioè come la potenza elettrica autorizzata e non ancora installata (o in esercizio) derivante da impianti a biomasse solide, sostanzialmente equivalga quella derivante da impianti a biogas (rispettivamente, al 36% e al 39% del totale autorizzato non ancora realizzato). Agli impianti a bioliquidi autorizzati non ancora realizzati è invece associata una potenza elettrica lorda inferiore.

Questa differente distribuzione percentuale tra tipologie impiantistiche (a seconda che si valuti il numero di impianti autorizzati e non realizzati, o la loro potenza elettrica efficiente lorda), si giustifica considerando le diverse dimensioni medie di queste tipologie di impianto: a tal proposito si osservi la Figura 15.31.

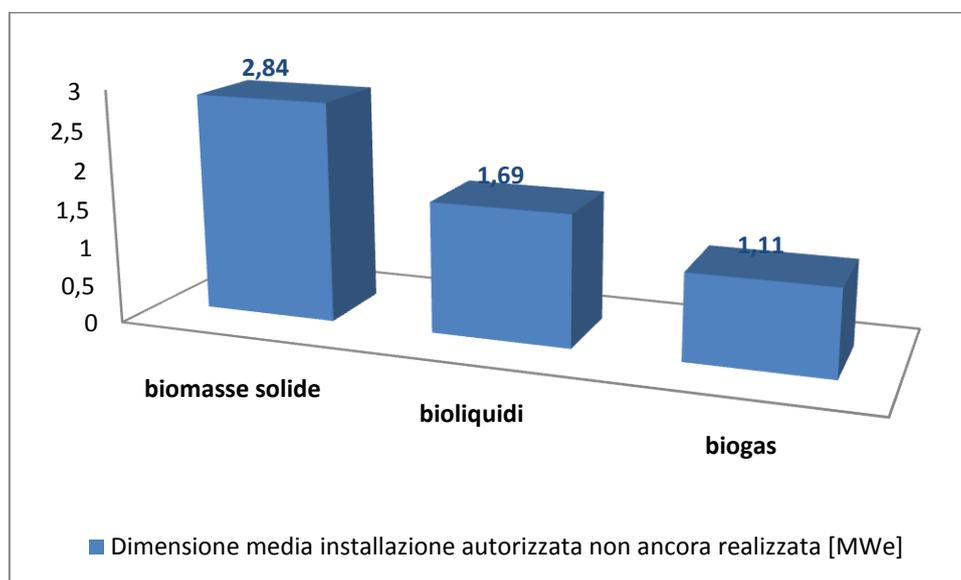


Figura 15.31: dimensione media stimata (in MW_e) delle nuove installazioni autorizzate non ancora realizzate (in esercizio al 2012), ripartite per tipologia

Si evidenzia dunque come gli impianti a biomasse solide autorizzati e non ancora realizzati siano caratterizzati da una dimensione media (in termini di potenza elettrica efficiente lorda) decisamente superiore rispetto alle altre tipologie impiantistiche (2,84 MW_e medi).

Si conferma quanto scritto in precedenza, ossia il fatto che le installazioni a biogas hanno dimensioni medie molto ridotte (1,11 MW_e nel caso degli impianti autorizzati non ancora realizzati), tali da renderli appetibili a piccoli produttori e installatori che necessitano di impianti per autoconsumo o autoproduzione: per questo motivo, si installano molti impianti di questo tipo, ma la potenza elettrica efficiente lorda ad essi connessa non risulta superare di molto la potenza elettrica efficiente lorda connessa agli impianti a biomasse solide.

Di seguito (Figura 15.32) è rappresentata anche la distribuzione territoriale (tra le Province della Regione) degli impianti a biomasse “convenzionali” autorizzati e non ancora realizzati, ripartiti per tipologia (biomasse solide, bioliquidi, biogas):

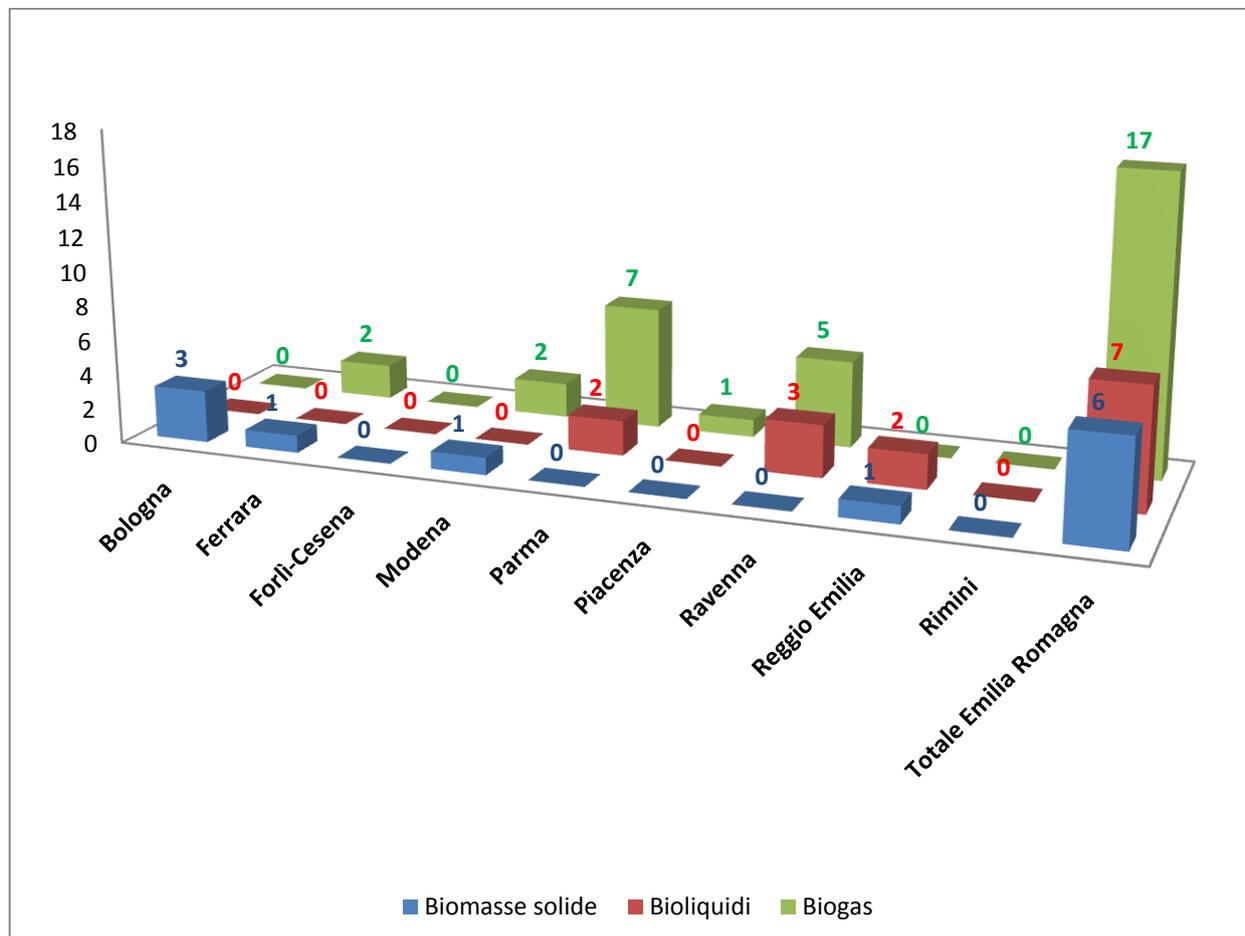


Figura 15.32: distribuzione territoriale tra Province emiliano-romagnole degli impianti alimentati a biomasse ‘convenzionali’ autorizzati e non ancora realizzati (stimati in esercizio al 2012), ripartiti anche per tipologia impiantistica

La Provincia di Bologna risulta la più “attiva”, in questo scenario di breve termine, dal punto di vista delle biomasse solide; Ravenna detiene il primato di potenziali installazioni, al 2011-12, di impianti a bioliquidi, mentre è Parma la Provincia sul cui territorio si dovrebbe avere il maggior numero di nuovi impianti a biogas, a testimonianza, come sottolineato prima, di una diffusione della tecnologia a biomasse anche su questa Provincia, precedentemente coinvolta solo marginalmente.

15.13.2.4 - RIPARTIZIONE PER “TAGLIA” E TIPOLOGIA DEGLI IMPIANTI AUTORIZZATI E NON ANCORA REALIZZATI

Di seguito si andrà a considerare la ripartizione, oltre che per tipologia (biomassa solida, bioliquido o biogas) anche per “fascia dimensionale” degli impianti a biomassa “convenzionale” attualmente già autorizzati (che quindi hanno terminato l’iter burocratico) ma non ancora realizzati.

Le “fasce dimensionali” prese in considerazione, saranno quelle relative agli impianti di dimensione inferiore a 1 MW_e, agli impianti di dimensione compresa tra 1 MW_e e 10 MW_e, e agli impianti di dimensione superiore a 10 MW_e. Tale analisi è ottenuta a partire dai dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni in cui questi impianti dovrebbero essere realizzati, e sulla base dei dati pubblicati dal GSE (“Impianti di generazione – 2009”, reperibile sul sito della società), relativi agli impianti censiti IAFR attualmente in fase di progetto/valutazione.

a) TAGLIA < 1 MW_e

L’analisi relativa alla distribuzione “territoriale” (tra le varie Province) e per “tipologia” (biomassa solida, bioliquido o biogas) degli impianti a biomassa “convenzionale” attualmente autorizzati e non ancora realizzati sul territorio della Regione Emilia Romagna, è sintetizzata nella Tabella seguente:

Impianti termoelettrici a biomasse "convenzionali" autorizzati e non ancora realizzati in Emilia Romagna al 2010 (dimensione < 1 MW) - Ripartizione per tipologia						
Provincia	Biomasse solide		Bioliquidi		Biogas	
	Impianti autorizzati e non ancora realizzati / in esercizio	MW_e elettrici autorizzati e non ancora realizzati	Impianti autorizzati e non ancora realizzati / in esercizio	MW_e elettrici autorizzati e non ancora realizzati	Impianti autorizzati e non ancora realizzati / in esercizio	MW_e elettrici autorizzati e non ancora realizzati / in esercizio
Bologna	1	0,8	0	0	0	0
Ferrara	0	0	0	0	1	0,25
Forlì-Cesena	0	0	0	0	0	0
Modena	0	0	0	0	2	0,939
Parma	0	0	1	0,7	6	3,06
Piacenza	0	0	0	0	1	0,845
Ravenna	0	0	2	1,92	2	1,99
Reggio Emilia	1	0,5	2	1	0	0
Rimini	0	0	0	0	0	0
Totale Emilia Romagna	2	1,3	5	3,62	12	7,084

Particolarmente interessante, per capire la tipologia di impianti verso cui si sta spostando il mercato della biomassa emiliano romagnolo, è cercare di capire quali sono le dimensioni medie di tali installazioni autorizzate e non ancora realizzate, a seconda della Provincia e della tipologia di biocombustibile: il valore di questo parametro "dimensione media" è riportato nella Tabella seguente.

Impianti termoelettrici a biomasse "convenzionali" autorizzati e non ancora realizzati in Emilia Romagna al 2010 (dimensione < 1 MW) - Dimensione media per Provincia			
	Biomasse solide	Bioliquidi	Biogas
Provincia	Dimensione media	Dimensione media	Dimensione media
Bologna	0,08	0	0
Ferrara	0	0	0,25
Forlì-Cesena	0	0	0
Modena	0	0	0,47
Parma	0	0,7	0,51
Piacenza	0	0	0,845
Ravenna	0	0,96	0,99
Reggio Emilia	0,5	0,5	0
Rimini	0	0	0
Media Emilia Romagna	0,65	0,724	0,59

Si evidenzia come, tra gli impianti attualmente già autorizzati e non ancora realizzati (appartenenti alla fascia dimensionale inferiore al MW_e), quelli a biogas siano i più numerosi (12 installazioni totali sul territorio emiliano-romagnolo) e quelli a cui corrisponde anche la maggiore potenza elettrica efficiente (oltre 7 MW). Gli impianti a biogas, però, sono anche la tipologia caratterizzata dalla dimensione media più ridotta di tutte: 0,59 MW_e.

Gli impianti a biomasse solide sono i meno numerosi (2 in tutta la regione) e quelli a cui corrisponde la minore potenza efficiente lorda complessivamente installata; sono caratterizzati da una dimensione media di 0,65 MW_e.

Sono gli impianti a bioliquidi ad essere caratterizzati dalla dimensione media maggiore: 0,724 MW_e, per 5 installazioni già autorizzate e non ancora realizzate: nel complesso, sono poco più di 3 i MW_e associati a questa tipologia di installazioni.

Si può scendere nel dettaglio delle dimensioni medie delle differenti tipologie di installazioni, considerandole Provincia per Provincia, come esplicitato in Figura 15.33.

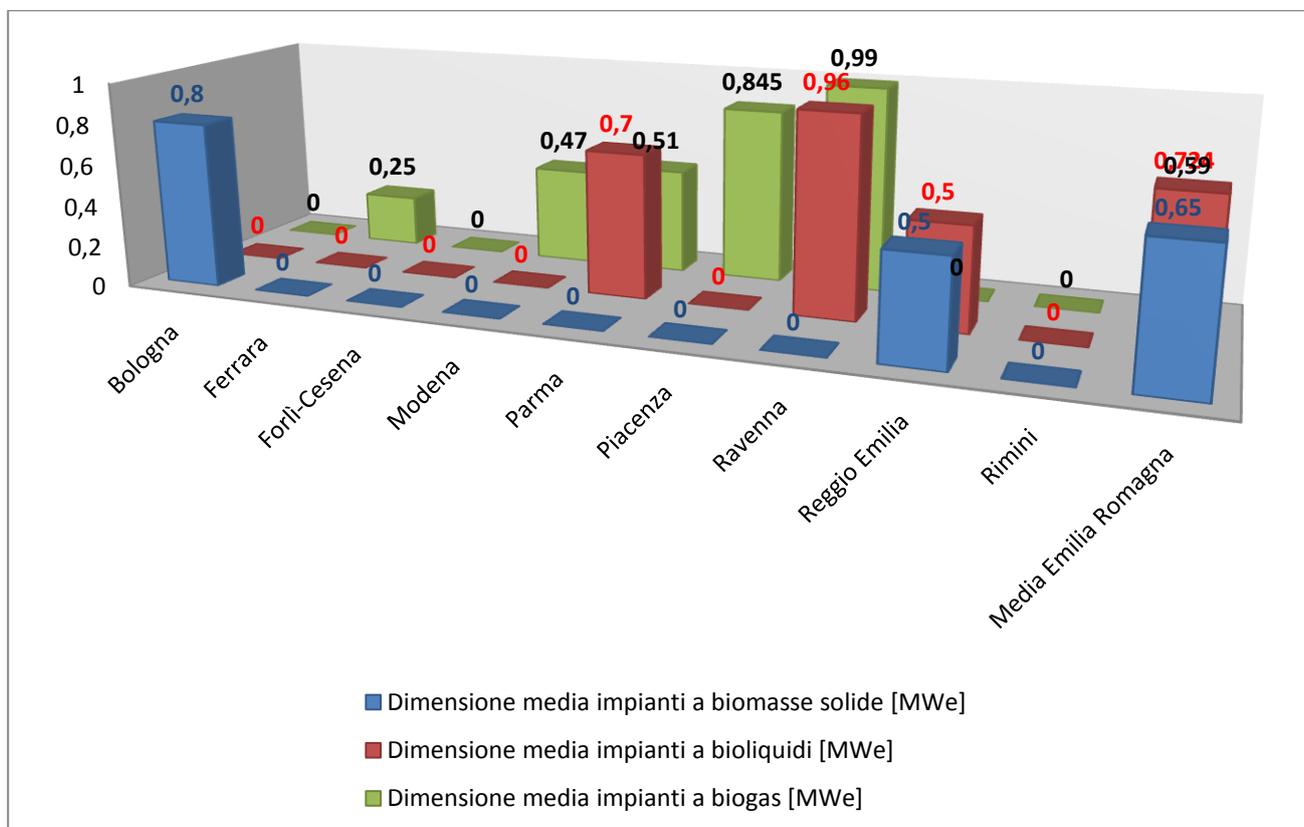


Figura 15.33: dimensioni medie delle installazioni autorizzate non ancora realizzate <1 MW_e, ripartite per tipologia impiantistica e per Provincia

Considerando gli impianti a biomasse solide, la dimensione media delle installazioni di taglia inferiore al MW_e di questo tipo autorizzate nella Provincia di Bologna risulta essere rilevante: 0,8 MW_e, superiore alla media regionale.

Gli impianti a bioliquidi, caratterizzati dalla dimensione media più rilevante tra le differenti tipologie impiantistiche, in corrispondenza della Provincia di Ravenna raggiungono quasi il MW_e di dimensione media, segno dell'interesse verso installazioni destinate ad una produzione più rilevante che non i semplici impianti per autoproduzione.

Sempre la Provincia di Ravenna è caratterizzata dalla dimensione media delle installazioni a biogas attualmente autorizzate e non ancora realizzate: 0,99 MW_e, un valore decisamente superiore alla media regionale. Anche in corrispondenza della Provincia di Piacenza si individuano installazioni di dimensioni più rilevanti (0,845 MW_e medi a impianto). In corrispondenza della Provincia di Ferrara, invece, la dimensione media degli impianti a biogas autorizzati non ancora realizzati si riduce drasticamente ad appena 0,25 MW_e.

Si può anche considerare ora la dimensione media complessiva degli impianti (di taglia < 1 MW_e) autorizzati e non ancora realizzati sul territorio di ciascuna Provincia emiliano-romagnola: tale analisi, effettuata a partire dai dati trasmessi dalle Province e dai Comuni, è riportata nella Tabella seguente.

Dimensione media impianti autorizzati e non ancora realizzati (taglia < 1 MW_e)	
Provincia	MW_e
Bologna	0,8
Ferrara	0,25
Forlì-Cesena	0
Modena	0,47
Parma	0,54
Piacenza	0,845
Ravenna	0,98
Reggio Emilia	0,5
Rimini	0
Media Emilia Romagna	0,63

Si evidenzia come la dimensione media degli impianti (di taglia < 1 MW_e) autorizzati e non ancora realizzati in Emilia Romagna si aggiri intorno a 0,63 MW_e: tale valore risulta però essere significativamente più alto in corrispondenza delle Province di Ravenna (quasi 1 MW_e), Piacenza (0,845 MW_e) e Bologna (0,8 MW_e), mentre sulla Provincia di Ferrara risulta essere molto inferiore (appena 0,25 MW_e).

Tale analisi è ulteriormente esplicitata in Figura 15.34:

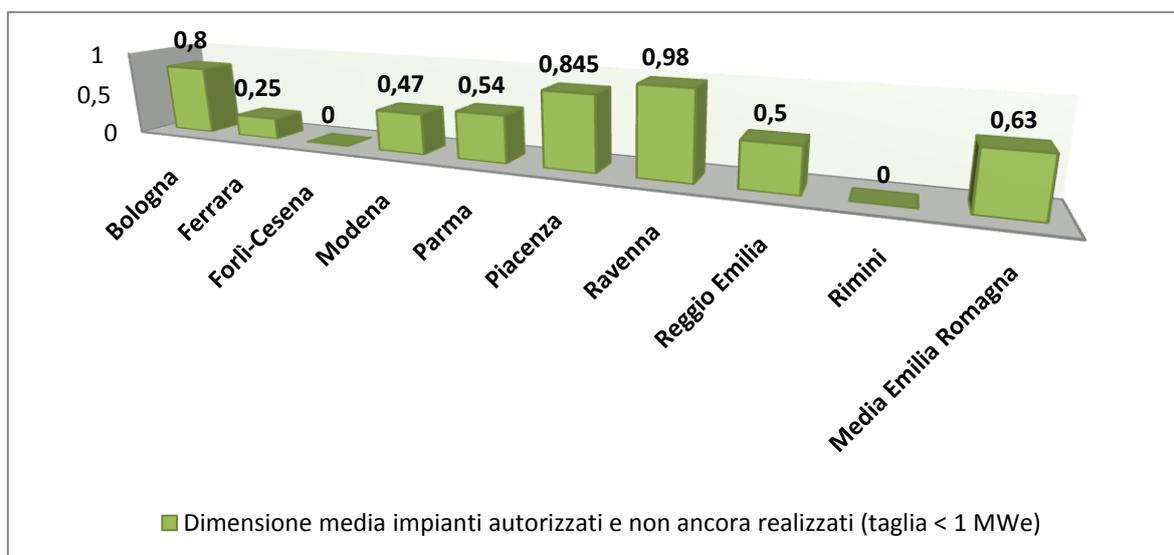


Figura 15.34: dimensione media per Provincia del totale installazioni autorizzate non ancora realizzate < 1 MW_e

b) TAGLIA 1 – 10 MW_e

L'analisi relativa alla distribuzione "territoriale" (tra le varie Province) e per "tipologia" (biomassa solida, bioliquido o biogas) degli impianti a biomassa "convenzionale" attualmente autorizzati e non ancora realizzati sul territorio della Regione Emilia Romagna, aventi questa dimensione "intermedia", è sintetizzata nella Tabella seguente:

Impianti termoelettrici a biomasse "convenzionali" autorizzati e non ancora realizzati in Emilia Romagna al 2010 (dimensione 1 - 10 MW) - Ripartizione per tipologia						
Provincia	Biomasse solide		Bioliquidi		Biogas	
	Impianti autorizzati e non ancora realizzati / in esercizio	MW_e elettrici autorizzati e non ancora realizzati	Impianti autorizzati e non ancora realizzati / in esercizio	MW_e elettrici autorizzati e non ancora realizzati	Impianti autorizzati e non ancora realizzati / in esercizio	MW_e elettrici autorizzati e non ancora realizzati / in esercizio
Bologna	2	2,2	0	0	0	0
Ferrara	1	1	0	0	1	1
Forlì-Cesena	0	0	0	0	0	0
Modena	0	0	0	0	0	0
Parma	0	0	1	1,1	1	1,2
Piacenza	0	0	0	0	0	0
Ravenna	0	0	1	7,124	3	4,622
Reggio Emilia	0	0	0	0	0	0
Rimini	0	0	0	0	0	0
Totale Emilia Romagna	3	3,2	2	8,224	5	6,822

Gli impianti a biogas risultano essere ancora una volta i più numerosi, con 5 installazioni appartenenti a questa fascia dimensionale autorizzate e non ancora realizzate; in questo range intermedio, però, risultano essere di più gli impianti a biomasse solide (3 in tutta la Regione), rispetto a quelli a bioliquidi (2), invertendosi così la situazione rispetto a quanto verificato nel caso degli impianti al di sotto del MW_e.

La maggiore potenza elettrica efficiente risulta però connessa proprio alle due installazioni a bioliquidi, cui sono associati oltre 8,2 MW_e; gli impianti a biomasse solide sono invece caratterizzati dalla minore potenza elettrica complessivamente associata alla tipologia impiantistica, ossia 3,2 MW_e.

Particolarmente interessante, per capire la tipologia di impianti verso cui si sta spostando (nel breve termine) il mercato della biomassa emiliano romagnolo, è cercare di capire quali sono le dimensioni medie di tali installazioni autorizzate e non ancora realizzate, a seconda della Provincia e della tipologia di biocombustibile: il valore di questo parametro "dimensione media" è riportato nella Tabella seguente.

Impianti termoelettrici a biomasse "convenzionali" autorizzati e non ancora realizzati in Emilia Romagna al 2010 (taglia 1 - 10 MW)			
- Dimensione media per Provincia			
	Biomasse solide	Bioliquidi	Biogas
Provincia	Dimensione media	Dimensione media	Dimensione media
Bologna	1,1	0	0
Ferrara	1	0	1
Forlì-Cesena	0	0	0
Modena	0	0	0
Parma	0	1,1	1,2
Piacenza	0	0	0
Ravenna	0	7,2	1,5
Reggio Emilia	0	0	0
Rimini	0	0	0
Media Emilia Romagna	1,1	4,11	1,4

Ragionando sulle installazioni autorizzate e non ancora realizzate (quindi entranti a far parte del parco termoelettrico a biomassa emiliano-romagnolo entro breve termine) di taglia intermedia (tra 1 MW_e e 10 MW_e), si evidenzia come la tipologia di impianti a bioliquidi sia quella caratterizzata dalla maggiore dimensione media, superiore ai 4 MW_e (principalmente dovuta alle grandi dimensioni delle installazioni non ancora realizzate sul territorio della Provincia di Ravenna), segno dell'interesse verso impianti di dimensioni maggiori in questo particolare distretto regionale.

Le tipologia impiantistiche a biomasse solide e a biogas risultano essere caratterizzate da dimensioni medie simili, prossime al MW_e: in particolare, 1,1 MW_e medi a impianto per le installazioni a biomasse solide, 1,4 MW_e medi per le installazioni a biogas.

Si nota comunque che il numero di impianti complessivamente autorizzati in questa fascia dimensionale è significativamente inferiore rispetto a quello delle installazioni di dimensione inferiore al MW_e (10 a fronte di 19).

Si può scendere nel dettaglio delle dimensioni medie delle differenti tipologie di installazioni, considerandole Provincia per Provincia, come esplicitato in Figura 15.35.

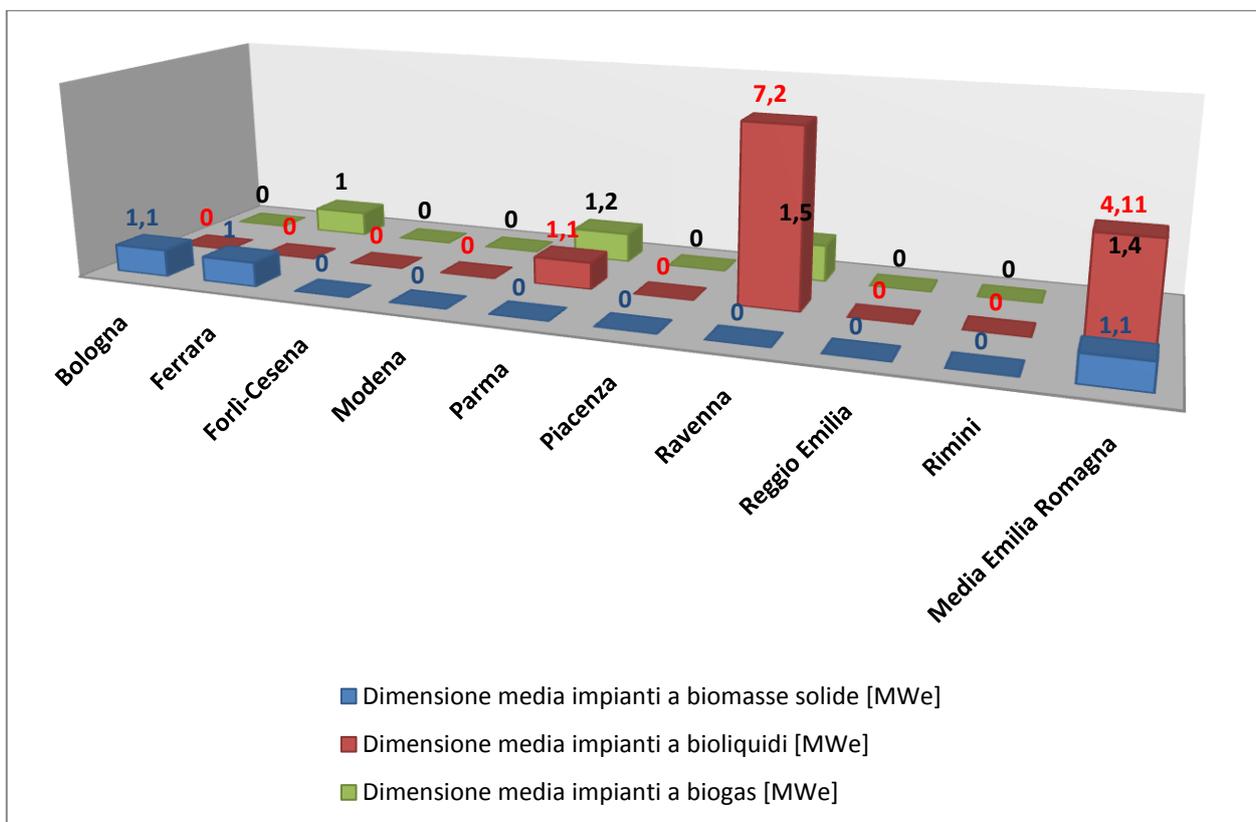


Figura 15.35: dimensioni medie delle installazioni autorizzate non ancora realizzate 1-10 MW_e, ripartite per tipologia impiantistica e per Provincia

Si evidenzia come gli impianti a biomasse solide di taglia intermedia (1-10 MW_e) abbiano dimensioni medie simili nelle due Province in cui sono stati autorizzati e non ancora realizzati (Bologna e Ferrara), prossime al MW_e (rispettivamente 1,1 MW_e e 1 MW_e), segno di un mercato della biomassa solida piuttosto “coerente” attorno a dimensioni impiantistiche ridotte, in questa fascia dimensionale.

Discorso analogo anche per gli impianti a biogas, anch’essi caratterizzati (in questa fascia dimensionale intermedia) da dimensioni prossime al MW_e: si va da 1 MW_e di dimensione media in corrispondenza della Provincia di Ferrara, a 1,5 MW_e sul territorio della Provincia di Ravenna.

Anche in questo caso il segno dell’interesse del mercato degli impianti a biogas, in questa fascia dimensionale, verso installazioni di dimensioni non particolarmente rilevanti.

Decisamente più ampio l'intervallo di dimensioni degli impianti a bioliquidi autorizzati e non ancora realizzati in Emilia Romagna: si passa dagli 1,1 MW_e di dimensione media nella Provincia di Parma, ai 7,2 MW_e della Provincia di Ravenna, che si conferma “distretto della biomassa” particolarmente interessato alla realizzazione di impianti di dimensioni rilevanti.

Proprio in termini di dimensioni medie impiantistiche sulle varie Province, si può anche considerare ora la dimensione media complessiva degli impianti (di taglia 1 - 10 MW_e) autorizzati e non ancora realizzati sul territorio di ciascuna Provincia emiliano-romagnola: tale analisi, effettuata a partire dai dati trasmessi dalle Province e dai Comuni, è riportata nella Tabella seguente.

Dimensione media impianti autorizzati e non ancora realizzati (taglia 1 - 10 MW_e)	
Provincia	MW_e
Bologna	1,1
Ferrara	1
Forlì-Cesena	0
Modena	0
Parma	1,1
Piacenza	0
Ravenna	2,9
Reggio Emilia	0
Rimini	0
Media Emilia Romagna	1,8

La Provincia di Ravenna si conferma, anche in questa fascia dimensionale intermedia (1 – 10 MW_e) il territorio sul quale le installazioni autorizzate e non ancora realizzate, sono caratterizzate dalla maggiore dimensione media.

Sulle altre Province che presentano impianti autorizzati e non ancora realizzati appartenenti a questa fascia dimensionale (Bologna, Ferrara e Parma), si riscontra una sostanziale uniformità di dimensioni medie degli stessi: circa 1,1 MW_e, segno dell'interesse rivolto particolarmente a impianti di dimensioni non rilevanti, quanto a installazioni per l'autoproduzione.

Lo “0” sulle Province di Forlì-Cesena, Modena, Piacenza, Reggio Emilia e Rimini è semplicemente indicativo dell'assenza di installazioni già autorizzate e non ancora realizzate appartenenti a questa fascia dimensionale intermedia.

c) TAGLIA > 10 MW_e

L'analisi relativa alla distribuzione "territoriale" (tra le varie Province) e per "tipologia" (biomassa solida, bioliquido o biogas) degli impianti a biomassa "convenzionale" attualmente autorizzati e non ancora realizzati sul territorio della Regione Emilia Romagna, appartenenti alla tipologia delle "grandi installazioni" (> 10 MW_e), è sintetizzata nella Tabella seguente:

Impianti termoelettrici a biomasse "convenzionali" autorizzati e non ancora realizzati in Emilia Romagna al 2010 (dimensione > 10 MW) - Ripartizione per tipologia						
Provincia	Biomasse solide		Bioliquidi		Biogas	
	Impianti autorizzati e non ancora realizzati / in esercizio	MW_e elettrici autorizzati e non ancora realizzati	Impianti autorizzati e non ancora realizzati / in esercizio	MW_e elettrici autorizzati e non ancora realizzati	Impianti autorizzati e non ancora realizzati / in esercizio	MW_e elettrici autorizzati e non ancora realizzati / in esercizio
Bologna	0	0	0	0	0	0
Ferrara	0	0	0	0	0	0
Forlì-Cesena	0	0	0	0	0	0
Modena	1	12,5	0	0	0	0
Parma	0	0	0	0	0	0
Piacenza	0	0	0	0	0	0
Ravenna	0	0	0	0	0	0
Reggio Emilia	0	0	0	0	0	0
Rimini	0	0	0	0	0	0
Totale Emilia Romagna	1	12,5	0	0	0	0

Anche da questa prima esposizione dei dati, si comprende come il mercato delle biomasse risulti essere decisamente più orientato verso installazioni di piccole dimensioni, almeno nel breve termine (impianti già autorizzati e ancora da realizzarsi): si stima infatti solamente un impianto di "grandi dimensioni" (superiori ai 10 MW_e) appartenente a questa categoria.

Le motivazioni sono presumibilmente da ricercarsi nel ridotto "bacino di utenza" che può essere interessato a impianti di questa dimensione, oltre che nelle difficoltà burocratiche e autorizzative che accompagnano le installazioni di grandi dimensioni.

Per capire la tipologia di impianti verso cui si sta spostando (nel breve termine) il mercato della biomassa emiliano romagnolo, si possono andare a considerare le dimensioni medie di tali installazioni autorizzate e non ancora realizzate, a seconda della Provincia e della tipologia di biocombustibile: il valore di questo parametro "dimensione media" è riportato nella Tabella seguente.

Impianti termoelettrici a biomasse "convenzionali" autorizzati e non ancora realizzati in Emilia Romagna al 2010 (dimensione > 10 MW) - Dimensione media per Provincia			
Provincia	Biomasse solide	Bioliquidi	Biogas
	Dimensione media	Dimensione media	Dimensione media
Bologna	0	0	0
Ferrara	0	0	0
Forlì-Cesena	0	0	0
Modena	12,5	0	0
Parma	0	0	0
Piacenza	0	0	0
Ravenna	0	0	0
Reggio Emilia	0	0	0
Rimini	0	0	0
Media Emilia Romagna	12,5	0	0

Si evidenzia l'assenza totale di installazioni di grandi dimensioni appartenenti alla tipologia a bioliquidi e biogas; la dimensione media relativa agli impianti a biobasse solide è data dall'unica installazione appartenente a questa categoria dimensionale, ossia quella autorizzata e non ancora realizzata a Ravenna.

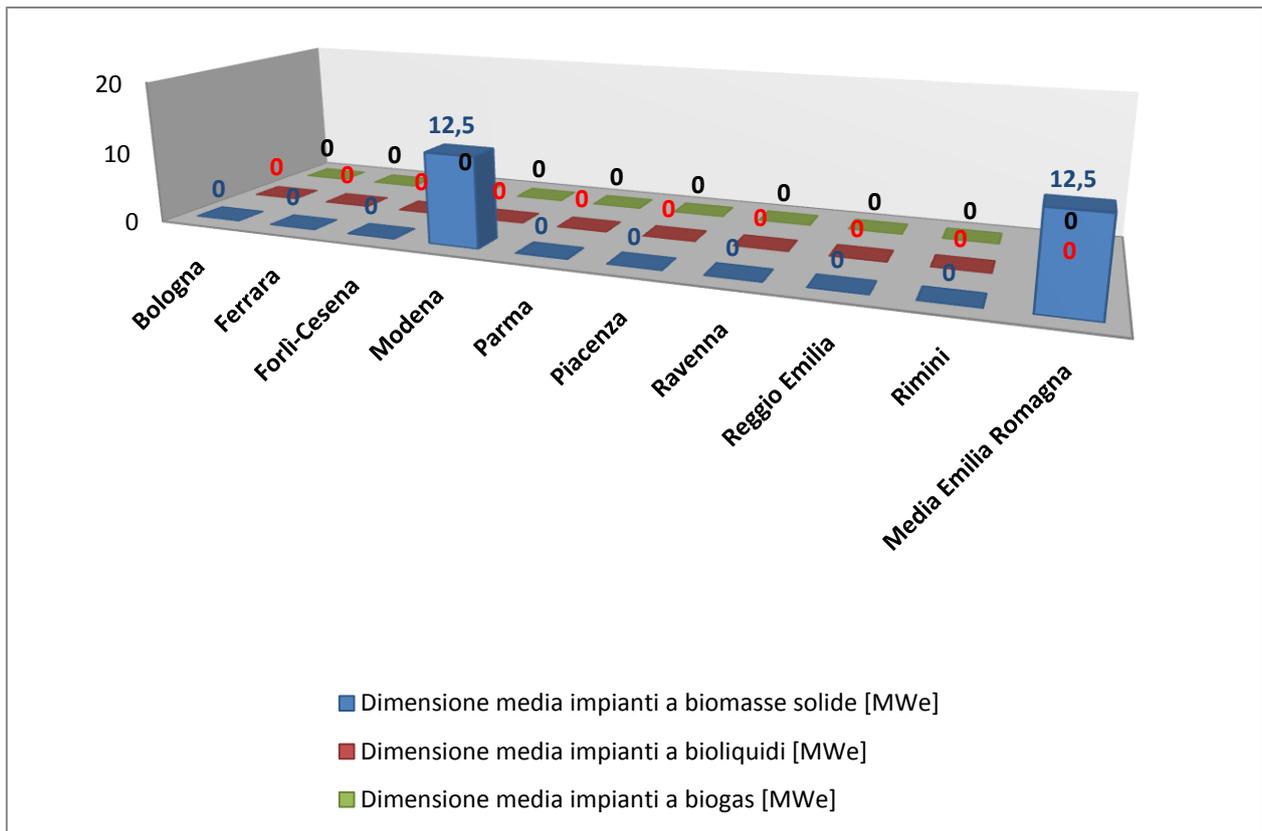


Figura 15.36: dimensioni medie delle installazioni autorizzate non ancora realizzate > 10 MW_e, ripartite per tipologia impiantistica e per Provincia

Questa condizione di “assenza” di installazioni a biomasse di grandi dimensioni autorizzate e non ancora realizzate sul territorio emiliano-romagnolo è stata esplicitata nel Grafico seguente e ulteriormente evidenziata nella Tabella della pagina successiva, relativa alla dimensione media di tutte le installazioni autorizzate e non ancora realizzate appartenenti alla categoria dimensionale > 10 MW_e.

Dimensione media impianti autorizzati e non ancora realizzati (taglia 1 - 10 MW_e)	
Provincia	MW_e
Bologna	0
Ferrara	0
Forlì-Cesena	0
Modena	12,5
Parma	0
Piacenza	0
Ravenna	0
Reggio Emilia	0
Rimini	0
Media Emilia Romagna	12,5

L'unica dimensione media differente da zero è quella sulla Provincia di Modena, per via dell'impianto a biomasse solide ancora da realizzarsi; per quanto possa essere non particolarmente indicativa, si può quindi considerare che in Emilia Romagna, almeno a breve termine, l'unica tipologia impiantistica a riscontrare dell'interesse sulle grandi dimensioni, sia quella delle biomasse solide.

Non sembra invece esserci interesse per impianti di grandi dimensioni alimentati da bioliquidi o biogas.

15.14 - SCENARIO A MEDIO TERMINE: GLI IMPIANTI ATTUALMENTE IN FASE DI VALUTAZIONE

Oltre agli impianti già autorizzati, installati e in esercizio sul territorio della Regione Emilia Romagna, e oltre agli impianti autorizzati ma non ancora realizzati (considerati nell'ambito dello "Scenario di breve termine"), bisogna considerare ora gli impianti a biomassa attualmente in fase di valutazione presso gli Enti competenti.

Questi impianti costituiranno la base per andare a valutare l'evoluzione nel tempo del parco termoelettrico a biomasse installato sul territorio emiliano romagnolo, in particolare in uno "Scenario di medio termine" che, prendendo come riferimento un lasso temporale di 4/5 anni, considererà questi impianti come autorizzati ed entrati in esercizio.

Come si vedrà in seguito, attualmente non è in fase di valutazione alcun intervento riguardante il parco termoelettrico costituito dai termovalorizzatori presenti in Regione: non sono infatti state richieste autorizzazioni per la realizzazione di nuovi impianti di produzione di potenza elettrica e/o termica da rifiuti (di qualunque tipologia), e neanche per l'ammodernamento o il potenziamento di impianti di termovalorizzazione già esistenti.

E' possibile che, tenuto conto della necessità di adeguare diversi di questi impianti alle mutate (vale a dire, incrementate) esigenze di smaltimento dei rifiuti e di disponibilità elettrica e termica dei Comuni e delle Province del territorio emiliano romagnolo, tali interventi di potenziamento entrino presto in fase di proposta e successiva valutazione da parte degli Enti competenti; al momento, però, non sono state individuate richieste per interventi simili, per cui il parco termoelettrico emiliano-romagnolo costituito da termovalorizzatori resterà (nello scenario di medio termine preso ora in considerazione), inalterato rispetto a quello individuato dallo scenario di breve termine.

Per quanto riguarda gli impianti a biomassa "convenzionale" (biomasse solide, bioliquidi e biogas), invece, sono complessivamente 33 le nuove installazioni attualmente in fase di valutazione sul territorio della Regione Emilia Romagna: un numero ragguardevole, in linea con quello degli impianti già valutati e autorizzati (ma non ancora realizzati) negli ultimi 2-3 anni: nello "Scenario di breve termine" preso in considerazione precedentemente, questi impianti erano infatti 30, complessivamente.

Ai 33 impianti attualmente in fase di valutazione corrisponderebbero (qualora queste installazioni fossero tutte autorizzate dagli Enti competenti e successivamente realizzate “in toto” dai costruttori / installatori) complessivi 91,2 MW_e di potenza efficiente elettrica lorda, incrementale rispetto alla situazione attuale. I dati sulle relative potenze termiche non sono citati in quanto non completi.

Il riepilogo del numero totale di impianti e interventi riguardanti la “tecnologia a biomasse” nel suo complesso (biomasse “convenzionali” e termovalorizzatori) attualmente in fase di valutazione sul territorio della Regione Emilia Romagna è riepilogata nella Tabella seguente:

Impianti a biomasse in fase di valutazione		
Tipologia	Numero di impianti	MW_e elettrici in fase di valutazione
Termovalorizzatori	0	0
Impianti a biomasse “convenzionali”	33	91,2
Totale Emilia Romagna	33	91,2

Una prima considerazione che si può estrapolare da questi dati, è quella relativa alla dimensione media (in termini di potenza elettrica efficiente lorda) di questi impianti: per le installazioni in fase di valutazione risulta essere (considerando il totale delle pratiche valutate sul territorio emiliano-romagnolo) di 2,37 MW_e, superiore del 65% rispetto alla dimensione degli impianti autorizzati negli ultimi 2-3 anni (dai dati relativi agli impianti autorizzati e non realizzati, considerati nello “Scenario di breve termine”, si ricava infatti una dimensione media di 1,44 MW_e).

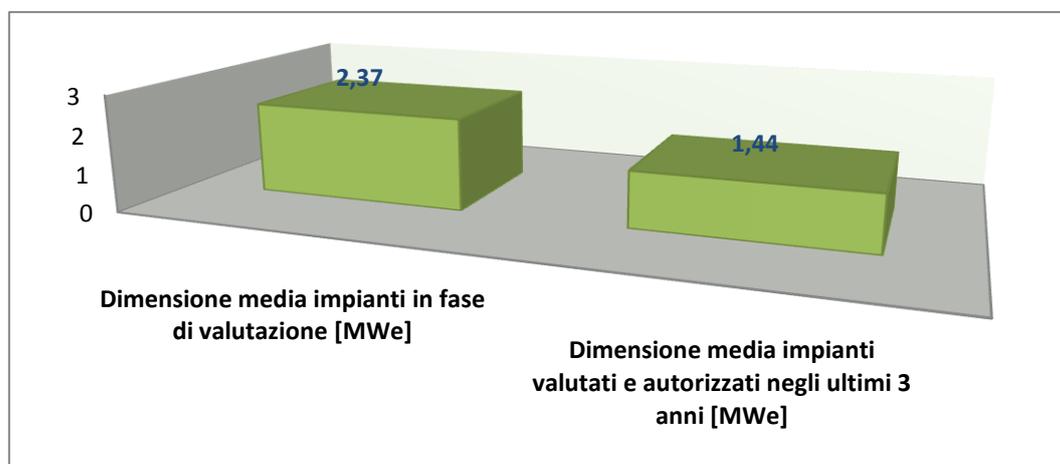


Figura 15.37: confronto tra dimensioni medie impianti autorizzati e in fase di valutazione

Ciò testimonia il fatto che attualmente sono in fase di valutazione impianti di dimensioni più rilevanti, forse segno della “maturazione” del mercato delle biomasse, pronto per una diffusione anche di impianti di taglia superiore.

Qualora questi interventi fossero tutti autorizzati (situazione non così ipotetica e lontana dalla realtà) e conseguentemente realizzati, la situazione del parco idroelettrico emiliano romagnolo tenderebbe a modificarsi in maniera non irrilevante nel medio periodo: nella Tabella seguente è schematizzato il potenziale totale da biomassa (quindi comprensivo anche dei termovalorizzatori) teoricamente installato nella Regione Emilia Romagna in questo scenario di medio termine.

Potenziale totale da biomassa teoricamente installato nella Regione Emilia Romagna a medio termine (2011-2012 - realizzazione al 100%)		
	Numero impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]
Termovalorizzatori	8	138,45
Impianti a biomasse “convenzionali”	113	336
Totale	121	474,45

E' chiaro che, in questo scenario di medio termine, il “volto” del parco termoelettrico a biomasse installato e in esercizio in Regione tenderebbe a modificarsi in maniera rilevante, sotto tutti i punti di vista:

- Numero di impianti in esercizio: nello scenario di medio termine (indicativamente al 2014-2015) il numero di impianti salirebbe a 121, incrementandosi del 109% rispetto alla situazione attuale (58 impianti complessivamente installati in Regione), e del 37,5% rispetto allo “Scenario di breve termine” (88 impianti complessivamente installati).
- Potenza elettrica efficiente lorda: nello scenario di medio termine, questa risulterebbe diventare complessivamente pari a 474,45 MW_e, il 42% in più rispetto alla potenza elettrica efficiente lorda attualmente installata (334,3 MW_e complessivi), superiore del 24% alla potenza elettrica efficiente lorda che si è stimata fosse installata complessivamente nello “Scenario di breve termine” (391 MW_e).

Come sottolineato in precedenza, non è possibile effettuare alcun tipo di confronto sui dati relativi alla potenza termica efficiente lorda e alla produzione elettrica lorda, per via della mancanza di dati relativi a questi impianti in fase di valutazione.

15.14.1 - EVOLUZIONE AL 2015 DEL PARCO TERMOELETTRICO A BIOMASSE 'COMPLESSIVO'

Si può considerare l'evoluzione del parco termoelettrico a biomasse "complessivo" installato in Regione, a partire dal 2000 (dati provenienti dall'ultimo Piano Energetico Regionale), considerando il 2004 (dati provenienti dall'ultimo Piano Energetico Regionale), il 2007 (dati provenienti dal documento "Piano Energetico Regionale – Stato di Attuazione e Prospettive), il 2010 (stato attuale del parco termoelettrico a biomasse, definito in precedenza), il 2011-12 (lo "Scenario di breve termine"), per arrivare al 2015 (lo "Scenario di medio termine" preso in considerazione ora).

Come evidenziato in precedenza, il confronto, nel caso dello "Scenario di medio termine", non potrà essere effettuato dal punto di vista della produzione elettrica, non essendo disponibili i dati relativi agli impianti attualmente in fase di valutazione.

La sintesi dell'evoluzione del parco termoelettrico a biomasse installato in regione, dal 2000 al 2010, è contenuta nella Tabella e in Figura 15.38:

Evoluzione del parco termoelettrico a biomasse "complessivo" emiliano romagnolo (2000-2015)			
Anno	Numero di Impianti	Potenza elettrica efficiente lorda installata [MW_e]	Produzione elettrica lorda [GWh]
2000	26	89	335,1
2004	39	190,4	796,7
2007	46	204,4	936
2010	58	332	1287
2011-12 (stima)	88	381	1441
2015 (stima)	121	475	n.d.

Il riassunto dell'andamento temporale dei parametri presi in considerazione nell'analisi (numero di impianti a biocombustibile, potenza elettrica efficiente lorda associata alla totalità degli impianti), è riportato in figura 15.38, e consente di evidenziare in maniera ancora più chiaro il trend temporale di crescita:

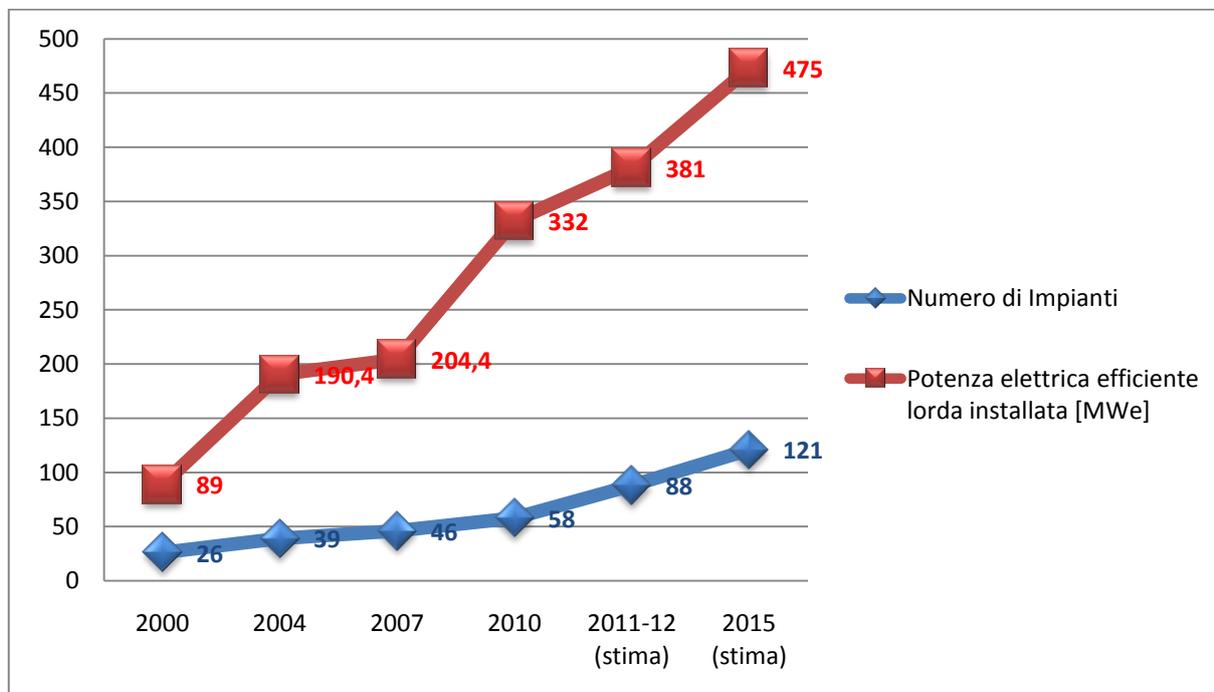


Figura 15.38: evoluzione nel periodo 2000-2015 del numero di impianti a biomasse complessivamente installati in Emilia Romagna e della relativa potenza elettrica lorda [MWe]

Si evidenzia la marcata crescita, nello “Scenario di lungo termine”, del numero di impianti installati (del 37,5% rispetto allo “Scenario di breve termine”), nonché della potenza elettrica efficiente lorda installata associata a questi impianti a biocombustibili, segno di una crescita prevista del settore decisamente marcata.

Da sottolineare come il “livello di crescita” della tecnologia a biomasse (e assimilati), espressa in termini di numero di impianti installati e potenza elettrica efficiente lorda associata a tali impianti, dal 2011-12 al 2015 (secondo le stime) dovrebbe ricalcare la crescita, molto evidente, avuta tra 2007 e 2010.

15.14.2 - DISTRIBUZIONE TERRITORIALE DEGLI IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

E' ora possibile disaggregare i dati relativi agli impianti a biomasse "convenzionali" attualmente in fase di valutazione, andando a verificare come questi risultano distribuiti tra le varie Province della Regione: tale analisi è sintetizzata nella Tabella seguente.

Impianti a biomasse "convenzionali" in fase di valutazione		
Provincia	Numero di impianti	MW _e elettrici in fase di valutazione
Bologna	5	3,59
Ferrara	5	11,25
Forlì-Cesena	2	1,41
Modena	0	0
Parma	3	4,6
Piacenza	1	0,17
Ravenna	9	64,8
Reggio Emilia	7	5,327
Rimini	1	0,03
Totale Emilia Romagna	33	91,2

Tale ripartizione "territoriale" del numero di impianti e dei MW_e attualmente in fase di valutazione in Emilia Romagna, è evidenziata anche in Figura 15.39:

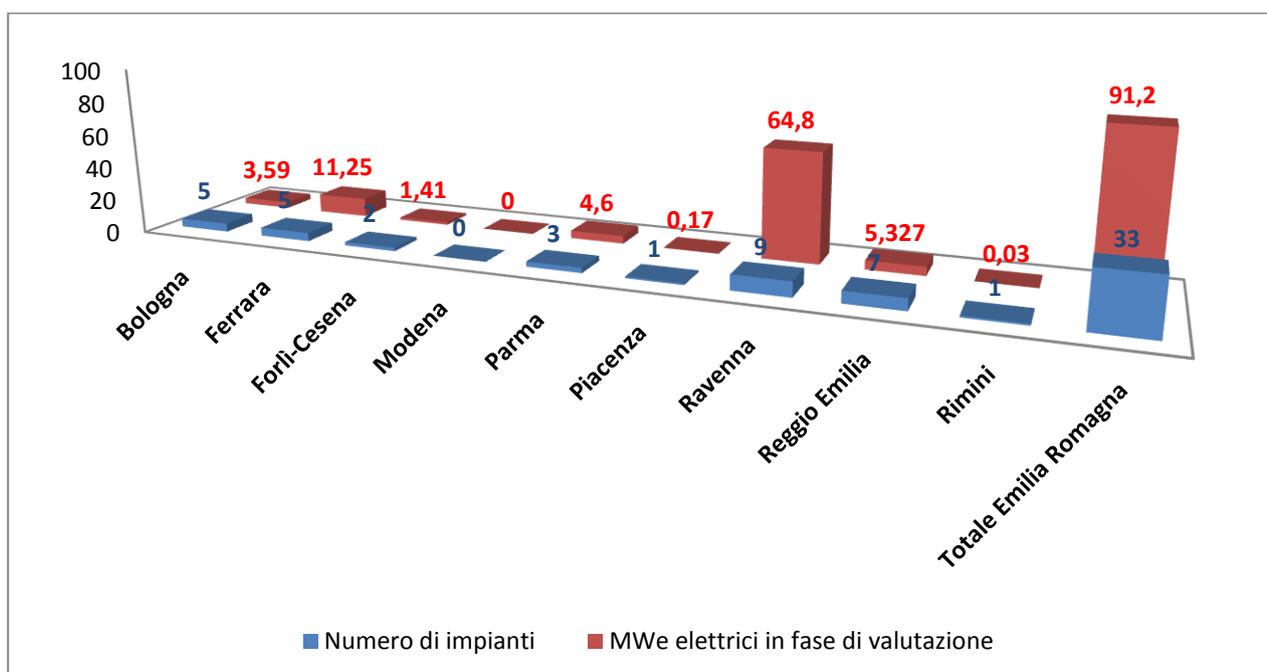


Figura 15.39: ripartizione tra le Province degli impianti (numero e potenza elettrica lorda) attualmente in fase di valutazione (stimati in esercizio al 2015)

Si evidenzia come, ancora una volta, sia la Provincia di Ravenna a trainare il settore delle biomasse in ambito regionale: con 9 impianti e 64,8 MW_e attualmente in fase di valutazione, è la Provincia con il maggior numero di progetti presi in considerazione e con la maggior potenza elettrica efficiente lorda ad essi connessa.

In termini di numero di impianti in corso di valutazione, al secondo posto si trovano la Provincia di Bologna e quella di Ferrara, con 5 installazioni; proprio la Provincia ferrarese è la seconda della Regione (dopo Ravenna) dal punto di vista dei MW_e in fase di valutazione: 11,25 MW_e (a fronte dei soli 3,59 MW_e di Bologna). Ciò testimonia la maggiore dimensione degli impianti attualmente in corso di valutazione a Ferrara rispetto a Bologna (2,25 MW_e di potenza elettrica efficiente lorda ad impianto, a fronte dei soli 0,718 MW_e per gli impianti bolognesi).

La ripartizione percentuale della potenza elettrica efficiente lorda tra le varie Province della Regione è riportata in Figura 15.40:

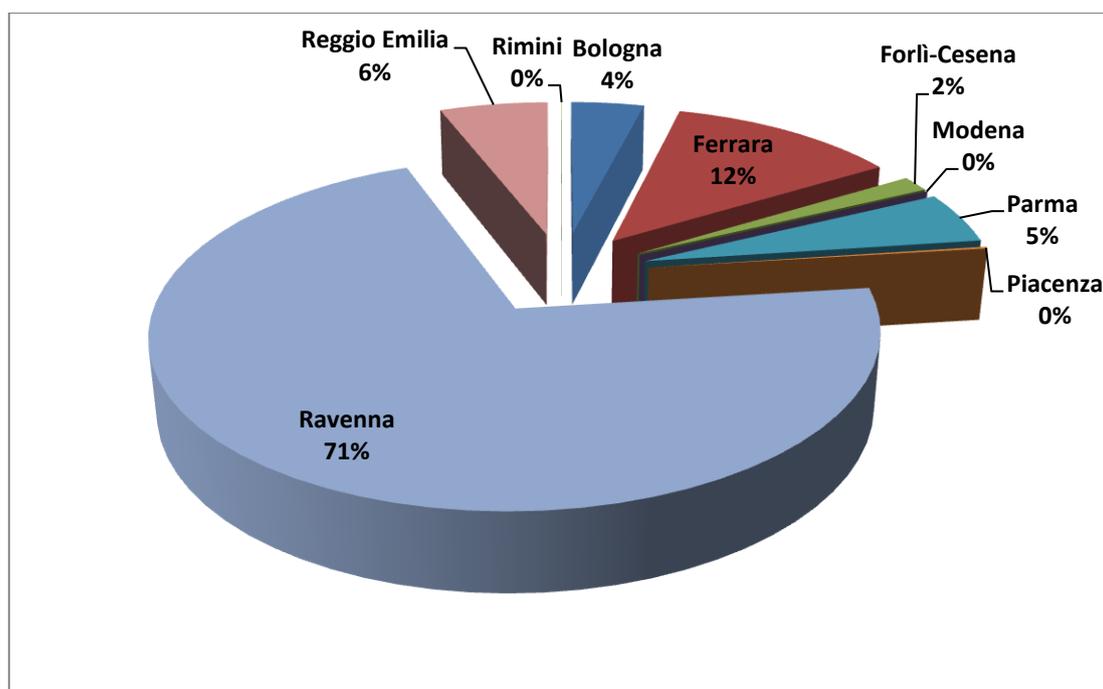


Figura 15.40: ripartizione percentuale tra Province della potenza elettrica associata a impianti a biomasse convenzionali attualmente in fase di valutazione

Come sottolineato in Precedenza, la distribuzione ricalca l'attuale situazione del parco elettrico a biomasse installato sul territorio emiliano romagnolo, con la Provincia di Ravenna che raccoglie oltre il 70% della potenza elettrica efficiente lorda in fase di valutazione, e la Provincia di Ferrara al secondo posto (con il 12% dei MW_e totali in corso di valutazione).

15.14.3 - RIPARTIZIONE PER TIPOLOGIA IMPIANTISTICA DEGLI IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Così come si è analizzata la ripartizione territoriale degli impianti a biomasse “convenzionali” attualmente in fase di valutazione, così si può andare a studiare come questi interventi si suddividano a seconda della tipologia di biomassa utilizzata come fonte primaria di energia: biomassa solida, bioliquido e biogas.

Tale ripartizione relativa agli impianti in fase di progetto al 2010 (e considerati parti integranti del parco termoelettrico da biomasse in questo “Scenario a medio termine”) è sintetizzata nella Tabella seguente:

Impianti termoelettrici a biomasse "convenzionali" in fase di valutazione in Emilia Romagna (stima al 2010) - Ripartizione per tipologia						
Provincia	Biomasse solide		Bioliquidi		Biogas	
	Impianti in fase di valutazione	MW_e elettrici autorizzati e non ancora realizzati	Impianti in fase di valutazione	MW_e elettrici autorizzati e non ancora realizzati	Impianti in fase di valutazione	MW_e elettrici autorizzati e non ancora realizzati / in esercizio
Bologna	2	1,16	3	1,43	0	0
Ferrara	1	1	2	8,22	2	2,03
Forlì-Cesena	0	0	2	1,41	0	0
Modena	0	0	0	0	0	0
Parma	0	0	3	4,6	0	0
Piacenza	1	0,17	0	0	0	0
Ravenna	3	35,2	3	1,3	3	28,3
Reggio Emilia	2	0,69375	2	1,53	3	2,798
Rimini	0	0	1	0,03	0	0
Totale Emilia Romagna	9	39	16	19	8	33,2

Si trae una indicazione molto interessante evidenziando il fatto che il trend mantenuto fino allo “Scenario di breve termine” (quindi fino al 2010 e previsto fino al 2011-12), che vede gli impianti a biogas come i più diffusi e i più realizzati, sembra invertirsi: nello “Scenario a medio termine” le nuove installazioni a biogas

sono infatti meno numerose delle nuove installazioni a biomasse solide o bioliquidi, segno di un possibile interesse degli installatori / produttori da biomasse nei confronti di tecnologie differenti e attualmente meno diffuse.

La ripartizione percentuale tra le differenti tipologie di impianto, in base al numero di installazioni attualmente in fase di progetto (e supposte realizzate al 2015, in questo Scenario) è definita in Figura 15.41:

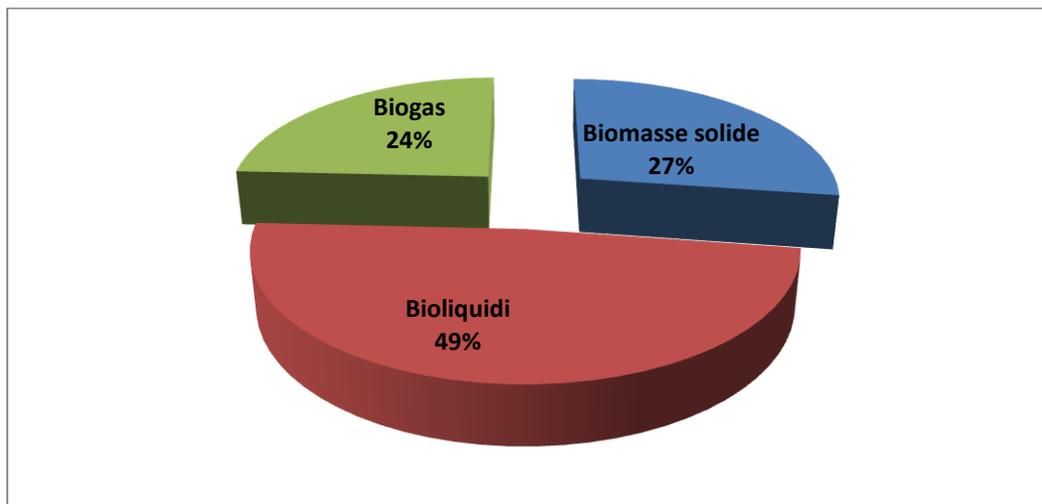


Figura 15.41: ripartizione percentuale tra tipologie impiantistiche del numero degli impianti a biomasse ‘convenzionali’ attualmente in fase di valutazione

I 16 impianti a bioliquidi attualmente in fase di valutazione (e supposti installati al 2015, rappresentano quindi quasi la metà del totale degli impianti in fase di valutazione); come evidenziato in precedenza, solo un impianto su quattro (il 24%) degli impianti attualmente in fase di valutazione è a biogas.

In Figura 15.42 si è invece considerata la ripartizione percentuale delle installazioni attualmente in fase di valutazione, in termini di potenza efficiente elettrica associata alle differenti tipologie impiantistiche:

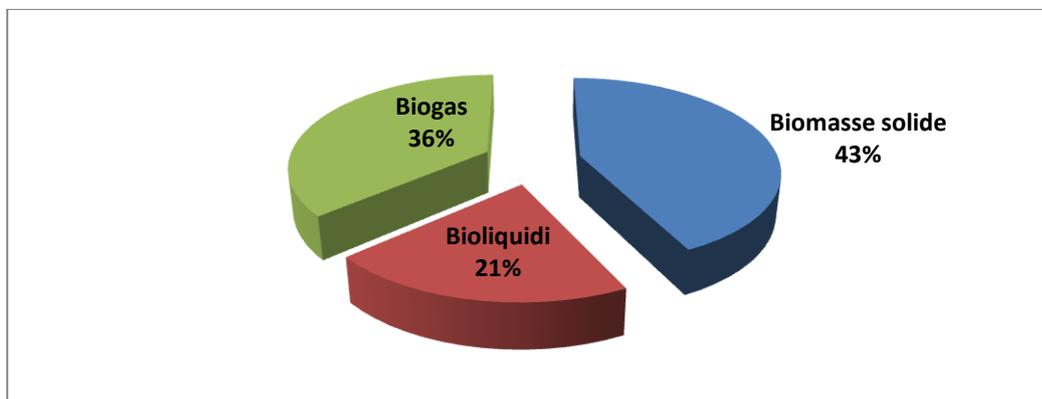


Figura 15.42: ripartizione percentuale tra tipologie impiantistiche della potenza elettrica degli impianti a biomasse ‘convenzionali’ attualmente in fase di valutazione

Si evidenzia, dal punto di vista delle potenze elettriche efficienti lorde associate alle differenti tipologie impiantistiche, un maggiore equilibrio percentuale: anche da questo punto di vista, però, la tecnologia a biogas, “egemone” fino al 2012, risulta non avere più il primato. Sono infatti gli impianti a biomasse solide quelli a cui risulta, al 2015, essere associata la maggiore potenza efficiente elettrica (il 43% del totale); agli impianti a biogas è associato solo il 36% della potenza elettrica attualmente in fase di valutazione.

Gli impianti a bioliquidi, pur essendo i più numerosi (16, il 49% del numero globale di impianti in fase di valutazione), sono caratterizzati dalla minor potenza elettrica installata: rappresentano infatti solo il 21% della potenza efficiente elettrica attualmente in fase di valutazione.

Ciò si giustifica considerando le dimensioni medie (in termini di potenza efficiente elettrica lorda a impianto, vedi Figura 15.42) di ciascuna tecnologia:

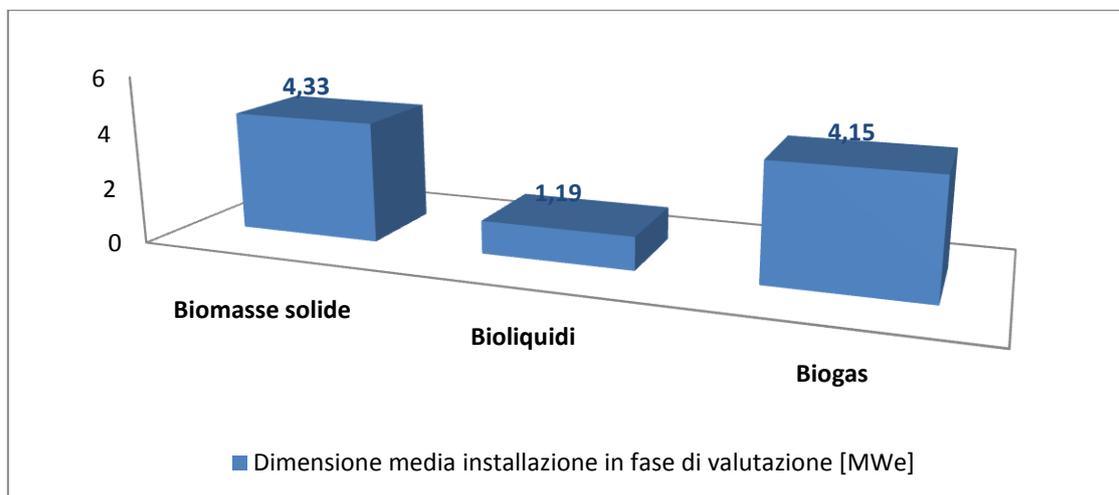


Figura 15.42: dimensioni medie per tipologia impiantistica delle installazioni in fase di valutazione (in esercizio al 2015)

Si evidenzia come la tecnologia a biomasse solide sia dunque caratterizzata da una dimensione media rilevante (4,33 MW_e, circa il doppio della dimensione media del totale degli impianti attualmente in fase di valutazione), superiore alla dimensione media delle altre tipologie impiantistiche: per tale motivo, anche se gli impianti a biomasse solide sono solo 9, ad essi è associata la maggior quantità percentuale di potenza efficiente elettrica rispetto al totale in fase di valutazione.

Gli impianti a bioliquidi, i più numerosi (tra tutti quelli in fase di valutazione) sono caratterizzati da una dimensione media molto ridotta (appena 1,19 MW_e, circa 1 MW_e in meno rispetto alla media globale di tutti gli impianti attualmente in fase di valutazione) e, conseguentemente, la potenza totale elettrica ad essi connessa risulta avere una incidenza ridotta (solo il 23% citato in precedenza) sul totale della potenza elettrica attualmente in fase di valutazione.

15.4.4 - RIPARTIZIONE PER “TAGLIA” E TIPOLOGIA DEGLI IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Di seguito si andrà a considerare la ripartizione, oltre che per tipologia (biomassa solida, bioliquido o biogas) anche per “fascia dimensionale” degli impianti a biomassa “convenzionale” attualmente in fase di valutazione. Le “fasce dimensionali” prese in considerazione, saranno quelle relative agli impianti di dimensione inferiore a 1 MW_e, agli impianti di dimensione compresa tra 1 MW_e e 10 MW_e, e agli impianti di dimensione superiore a 10 MW_e. Tale analisi è ottenuta a partire dai dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni in cui questi impianti dovrebbero essere realizzati, e sulla base dei dati pubblicati dal GSE (“Impianti di generazione – 2009”, reperibile sul sito della società), relativi agli impianti censiti IAFR attualmente in fase di progetto/valutazione.

a) TAGLIA < 1 MW_e

L’analisi relativa alla distribuzione “territoriale” (tra le varie Province) e per “tipologia” (biomassa solida, bioliquido o biogas) degli impianti a biomassa “convenzionale” attualmente in fase di valutazione sul territorio della Regione Emilia Romagna, è sintetizzata nella Tabella seguente:

Impianti termoelettrici a biomasse "convenzionali" in fase di valutazione in Emilia Romagna al 2010 (dimensione < 1 MW) - Ripartizione per tipologia						
Provincia	Biomasse solide		Bioliquidi		Biogas	
	Impianti in fase di valutazione	MW_e elettrici autorizzati e non ancora realizzati	Impianti in fase di valutazione	MW_e elettrici autorizzati e non ancora realizzati	Impianti in fase di valutazione	MW_e elettrici autorizzati e non ancora realizzati / in esercizio
Bologna	2	1,159	2	1,33	0	0
Ferrara	0	0	0	0	1	0,99
Forlì-Cesena	0	0	2	1,41	0	0
Modena	0	0	0	0	0	0
Parma	0	0	1	0,2	0	0
Piacenza	1	0,17	0	0	0	0
Ravenna	1	0,99	3	1,32	2	1,249
Reggio Emilia	2	0,999	1	0,48	2	1,798
Rimini	0	0	1	0,03	0	0
Totale Emilia Romagna	6	3,318	10	4,77	5	4,04

Particolarmente interessante, per capire la tipologia di impianti verso cui si sta spostando il mercato della biomassa emiliano romagnolo, è cercare di capire quali sono le dimensioni medie di tali installazioni in fase di valutazione, a seconda della Provincia e della tipologia di biocombustibile: il valore di questo parametro “dimensione media” è riportato nella Tabella seguente.

Impianti termoelettrici a biomasse "convenzionali" in fase di valutazione in Emilia Romagna al 2010 (dimensione < 1 MW) - Dimensione media per Provincia			
	Biomasse solide	Bioliquidi	Biogas
Provincia	Dimensione media	Dimensione media	Dimensione media
Bologna	0,58	0,665	0
Ferrara	0	0	0,99
Forlì-Cesena	0	0,705	0
Modena	0	0	0
Parma	0	0,1	0
Piacenza	0,17	0	0
Ravenna	0,99	0,44	0,624
Reggio Emilia	0,499	0,48	0,899
Rimini	0	0,03	0
Media Emilia Romagna	0,553	0,477	0,808

Si evidenzia come, all'interno della taglia impiantistica < 1 MW_e, siano gli impianti a biogas quelli caratterizzati dalla dimensione media più rilevante, pari a 0,81 MW_e installati a impianto: questi impianti, però, sono anche i meno numerosi, essendo solo 5 le installazioni con queste caratteristiche attualmente in fase di valutazione sul territorio regionale.

Gli impianti a bioliquidi sono invece i più numerosi (10 installazioni in fase di valutazione), ma anche quelli caratterizzati dalla dimensione media meno rilevante: appena 0,477 MW_e installati a impianto.

Condizione “intermedia” per gli impianti a biomassa solida: sono 6 le installazioni in fase di valutazione, con dimensione media 0,553 MW_e.

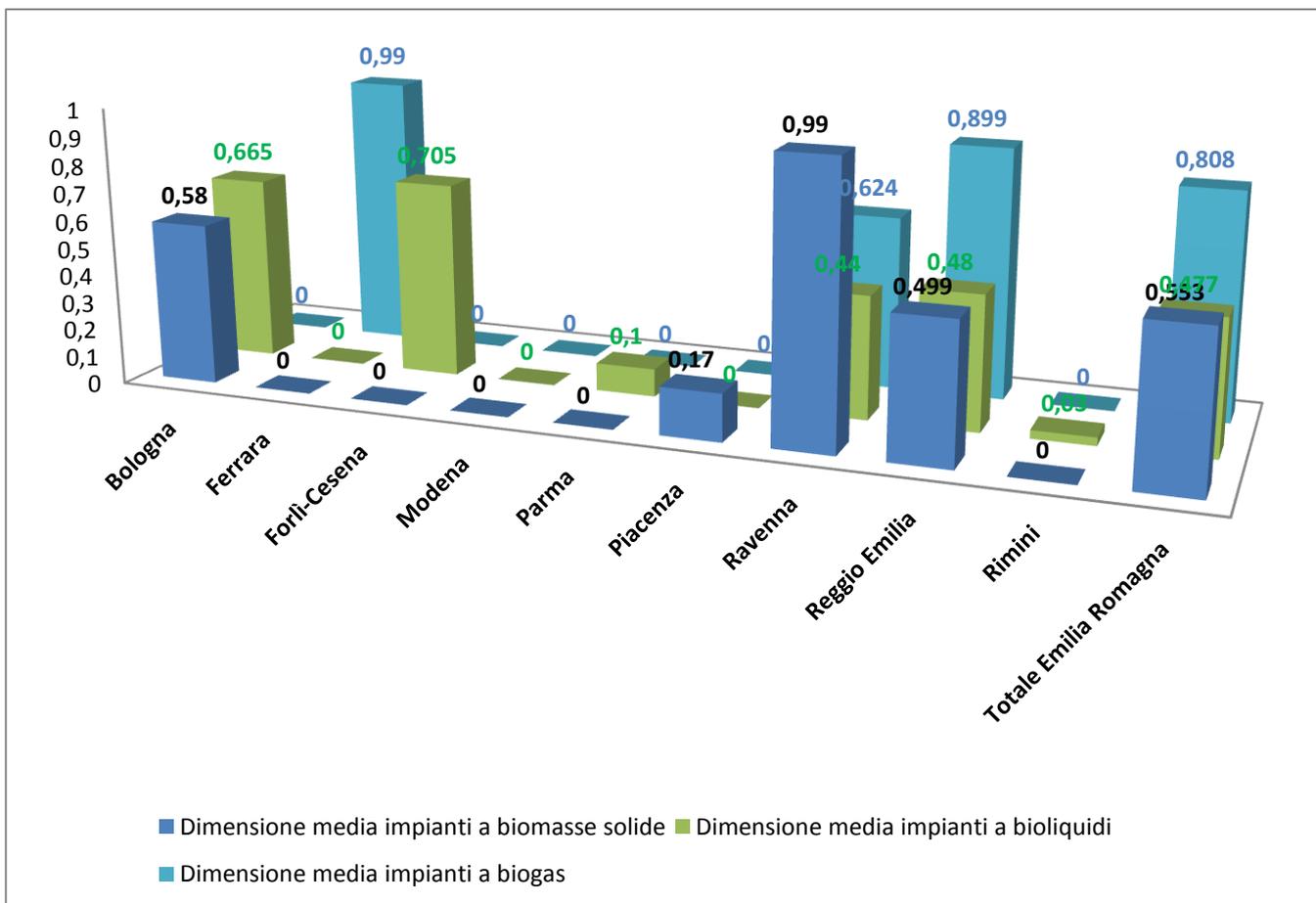


Figura 15.43: dimensione media degli impianti in fase di valutazione < 1 MW_e ripartiti per Provincia e tipologia impiantistica

Scendendo nel dettaglio delle Province, si vede che per gli impianti a biomasse solide attualmente in fase di autorizzazione di dimensione inferiore al MW_e, la dimensione media più rilevante si ha sulla Provincia di Ravenna (0,999 MW_e medi a impianto), mentre a Piacenza questa tipologia impiantistica è caratterizzata dalla dimensione più ridotta (0,17 MW_e).

Per quanto riguarda gli impianti a bioliquidi di dimensione minore di 1 MW_e attualmente in fase di valutazione, la dimensione media per impianto più rilevante risulta essere in corrispondenza della Provincia di Ferrara (0,705 MW_e a impianto), a Rimini (0,03 MW_e) e Parma (0,1 MW_e) quella più ridotta.

Gli impianti a biogas risultano la tipologia caratterizzata dalla dimensione media più rilevante a livello regionale (0,808 MW_e a impianto): Ferrara è la Provincia caratterizzata dalla dimensione media più rilevante (0,99 MW_e), Ravenna è la Provincia caratterizzata invece dalla dimensione media più ridotta per questa tipologia impiantistica (0,624 MW_e).

Si può anche considerare ora la dimensione media complessiva degli impianti (di taglia < 1 MW_e) in fase di valutazione sul territorio di ciascuna Provincia emiliano-romagnola: tale analisi, effettuata a partire dai dati trasmessi dalle Province e dai Comuni, è riportata nella Tabella seguente.

Dimensione media impianti in fase di valutazione (taglia < 1 MW_e)	
Provincia	MW_e
Bologna	0,62
Ferrara	0,99
Forlì-Cesena	0,7
Modena	0
Parma	0,2
Piacenza	0,17
Ravenna	0,6
Reggio Emilia	0,65
Rimini	0,03
Media Emilia Romagna	0,577

Si evidenzia come la dimensione media più rilevante per le installazioni a biocombustibili (di taglia < 1 MW_e) in fase di valutazione sul territorio emiliano-romagnolo, si abbia in corrispondenza della Provincia di Ferrara (0,99 MW_e), mentre dimensioni molto ridotte si hanno per le Province di Parma (0,2 MW_e), Piacenza (0,17 MW_e), fino ad arrivare alla Provincia di Rimini, dove la dimensione media –relativa però ad un unico impianto- è di appena 0,03 MW_e.

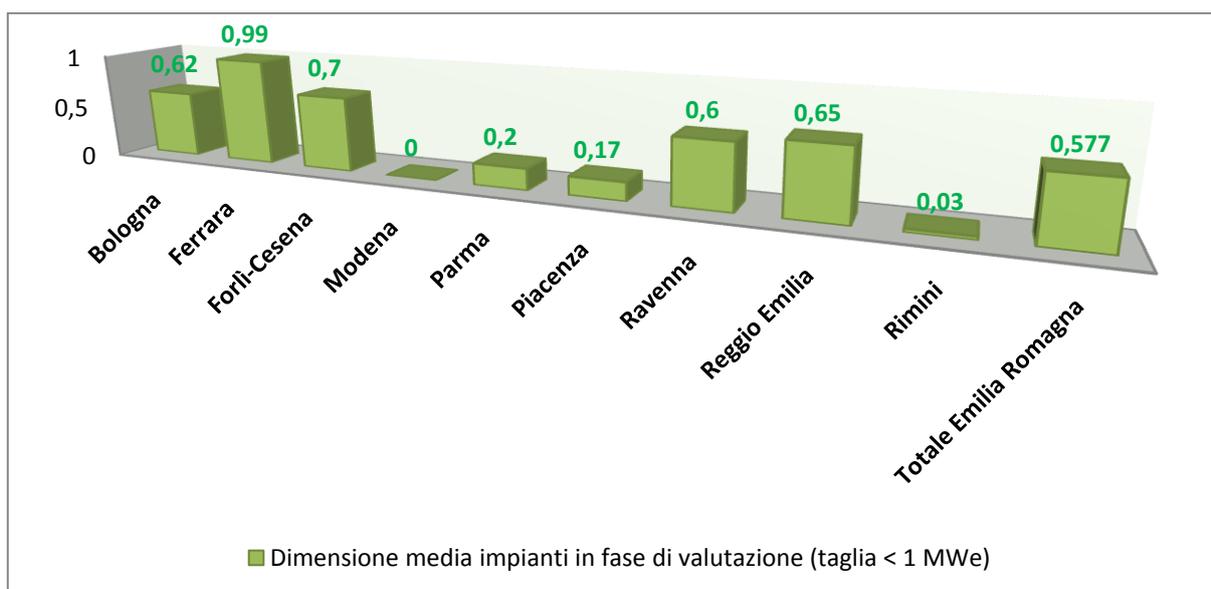


Figura 15.44: dimensione media complessiva degli impianti a biomasse ‘convenzionali’ in fase di valutazione, ripartiti per Provincia

b) TAGLIA 1 MW_e – 10 MW_e

L'analisi relativa alla distribuzione "territoriale" (tra le varie Province) e per "tipologia" (biomassa solida, bioliquido o biogas) degli impianti a biomassa "convenzionale" attualmente in fase di valutazione sul territorio della Regione Emilia Romagna con dimensione compresa tra 1 MW_e e 10 MW_e, è sintetizzata nella Tabella seguente:

Impianti termoelettrici a biomasse "convenzionali" in fase di valutazione in Emilia Romagna al 2010 (dimensione 1 - 10 MW) - Ripartizione per tipologia						
Provincia	Biomasse solide		Bioliquidi		Biogas	
	Impianti in fase di valutazione	MW_e elettrici autorizzati e non ancora realizzati	Impianti in fase di valutazione	MW_e elettrici autorizzati e non ancora realizzati	Impianti in fase di valutazione	MW_e elettrici autorizzati e non ancora realizzati / in esercizio
Bologna	0	0	1	1,15	0	0
Ferrara	1	1	2	8,22	1	1,03
Forlì-Cesena	0	0	0	0	0	0
Modena	0	0	0	0	0	0
Parma	0	0	2	4,4	0	0
Piacenza	0	0	0	0	0	0
Ravenna	0	0	0	0	0	0
Reggio Emilia	0	0	1	1,05	1	1
Rimini	0	0	0	0	0	0
Totale Emilia Romagna	1	1	6	14,82	2	2,03

Gli impianti a bioliquidi sono ancora i più numerosi, ben 6, e ad essi corrisponde la maggior potenza elettrica installata (quasi 15 MW_e); tra gli impianti in fase di valutazione di dimensione 1 - 10 MW_e, se ne segnala solo uno, di taglia "limite" (esattamente 1 MW_e).

Anche all'interno di questa fascia dimensionale, gli impianti a biogas sono caratterizzati da una condizione "intermedia": sono 2 gli impianti autorizzati e ad essi corrisponde una potenza installata pari a circa 2 MW_e.

Particolarmente interessante, per capire la tipologia di impianti verso cui si sta spostando il mercato della biomassa emiliano romagnolo, è cercare di capire quali sono le dimensioni medie di tali installazioni in fase di valutazione, a seconda della Provincia e della tipologia di biocombustibile: il valore di questo parametro “dimensione media” è riportato nella Tabella seguente.

Impianti termoelettrici a biomasse "convenzionali" in fase di valutazione in Emilia Romagna al 2010 (dimensione 1 - 10 MW) - Dimensione media per Provincia			
Provincia	Biomasse solide	Bioliquidi	Biogas
	Dimensione media	Dimensione media	Dimensione media
Bologna	0	1,15	0
Ferrara	1	4,11	1,03
Forlì-Cesena	0	0	0
Modena	0	0	0
Parma	0	2,2	0
Piacenza	0	0	0
Ravenna	0	0	0
Reggio Emilia	0	1,05	1
Rimini	0	0	0
Media Emilia Romagna	1	2,47	1,01

Tali dati sono ulteriormente esplicitati in Figura 15.46:

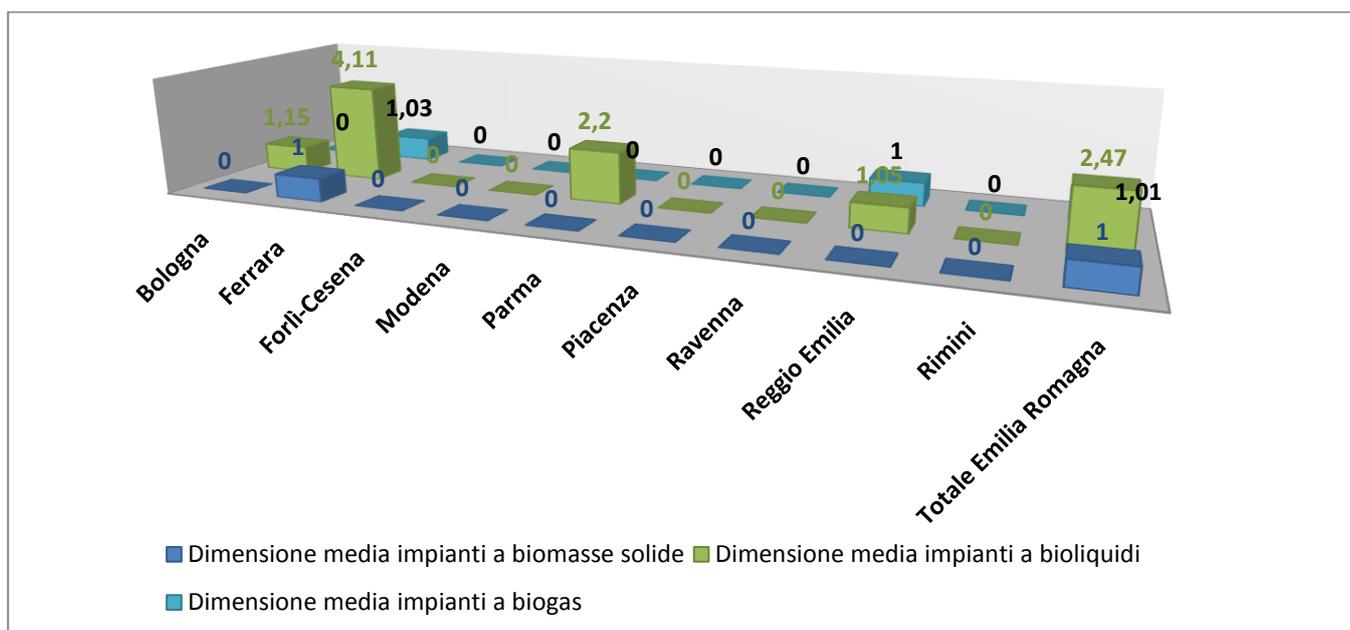


Figura 15.46: dimensione media degli impianti in fase di valutazione 1-10 MW_e ripartiti per Provincia e tipologia impiantistica

Si evidenzia come vi sia un solo impianto a biomasse solide di taglia compresa tra 1 e 10 MW_e attualmente in fase di valutazione sul territorio regionale, a Ferrara.

In maniera analoga si individuano solo due impianti a biogas in fase di valutazione, aventi taglia compresa tra 1 MW_e e 10 MW_e, a Ferrara (1,03 MW_e la dimensione) e Reggio Emilia (1 MW_e).

Più significativa la ripartizione degli impianti a bioliquidi in fase di valutazione: la dimensione media per impianto più rilevante si ha in corrispondenza della Provincia di Ferrara (4,11 MW_e), quasi quattro volte superiore rispetto alla dimensione media delle installazioni della stessa tipologia attualmente in fase di valutazione a Reggio Emilia (1,05 MW_e).

In termini di “media regionale” di dimensioni per tipologia di impianto, si verifica che gli impianti a bioliquidi attualmente in fase di valutazione sono la tipologia caratterizzata dalla dimensione media superiore (2,47 MW_e medi installati per impianto), a fronte di dimensioni decisamente più ridotte e quasi analoghe per impianti a biogas e biomasse solide (rispettivamente caratterizzati da 1,01 MW_e installati medi e 1 MW_e).

Si può anche considerare ora la dimensione media complessiva degli impianti (di taglia < 1 MW_e) in fase di valutazione sul territorio di ciascuna Provincia emiliano-romagnola: tale analisi, effettuata a partire dai dati trasmessi dalle Province e dai Comuni, è riportata nella Tabella seguente.

Dimensione media impianti in fase di valutazione (taglia 1 - 10 MW_e)	
Provincia	MW_e
Bologna	1,15
Ferrara	6
Forlì-Cesena	0
Modena	0
Parma	2,2
Piacenza	0
Ravenna	0
Reggio Emilia	1,02
Rimini	0
Totale Emilia Romagna	1,98

E' palese che risultano essere meno le Province che presentano impianti in fase di valutazione appartenenti a questa taglia intermedia (solo quattro su nove): di queste, la Provincia di Ferrara è quella caratterizzata dalle dimensioni medie per impianto (generico) maggiori, oltre tre volte superiori rispetto alla media regionale per questa tipologia di impianto.

Tali considerazioni sono ulteriormente esplicitate in Figura 15.47:

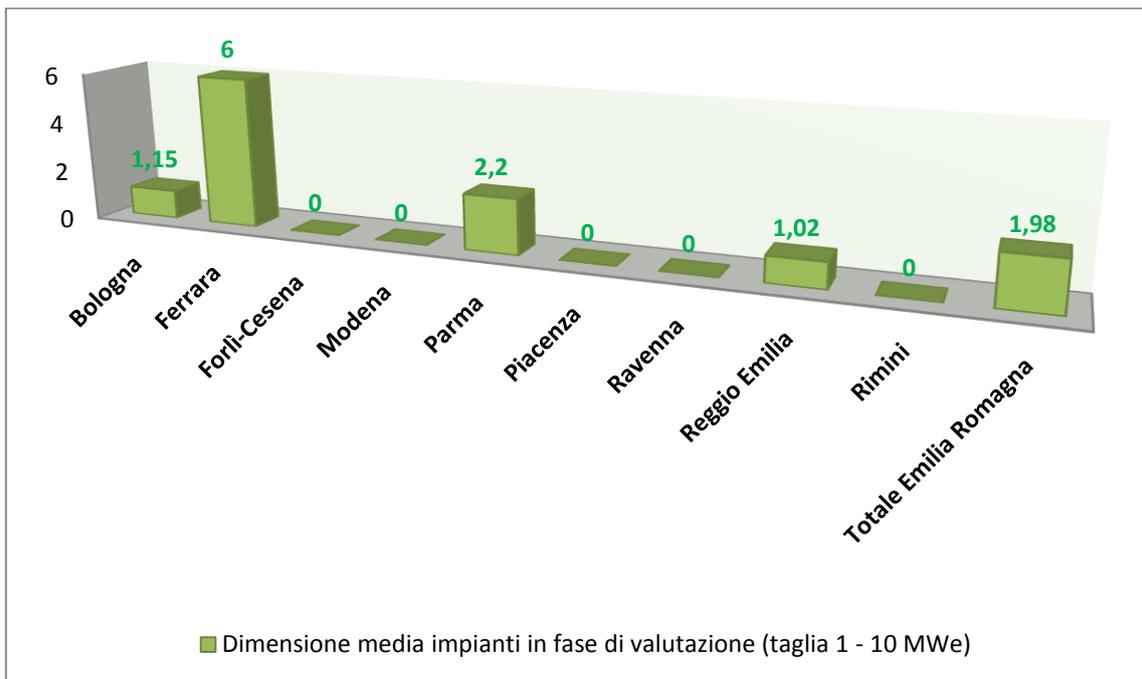


Figura 15.47: dimensione media complessiva degli impianti a biomasse 'convenzionali' 1-10 MW_e in fase di valutazione, ripartiti per Provincia

Si evidenzia comunque da questa analisi come la dimensione media degli impianti a biomasse "convenzionali" appartenenti alla taglia 1 – 10 MW_e in fase di valutazione sul territorio emiliano-romagnolo, sia decisamente più vicina al "limite inferiore" di tale intervallo dimensionale: sono cioè impianti perlopiù di ridotta dimensione (tolto il caso di quelli in fase di valutazione nella Provincia di Ferrara), evidentemente destinati alla piccola produzione.

a) TAGLIA > 10 MW_e

L'analisi relativa alla distribuzione "territoriale" (tra le varie Province) e per "tipologia" (biomassa solida, bioliquido o biogas) degli impianti a biomassa "convenzionale" attualmente in fase di valutazione sul territorio della Regione Emilia Romagna con dimensione compresa tra 1 MW_e superiore ai 10 MW_e, è sintetizzata nella Tabella seguente:

Impianti termoelettrici a biomasse "convenzionali" in fase di valutazione in Emilia Romagna al 2010 (dimensione > 10 MW) - Ripartizione per tipologia						
Provincia	Biomasse solide		Bioliquidi		Biogas	
	Impianti in fase di valutazione	MW_e elettrici autorizzati e non ancora realizzati	Impianti in fase di valutazione	MW_e elettrici autorizzati e non ancora realizzati	Impianti in fase di valutazione	MW_e elettrici autorizzati e non ancora realizzati / in esercizio
Bologna	0	0	0	0	0	0
Ferrara	0	0	0	0	0	0
Forlì-Cesena	0	0	0	0	0	0
Modena	0	0	0	0	0	0
Parma	0	0	0	0	0	0
Piacenza	0	0	0	0	0	0
Ravenna	2	34,2	0	0	1	27
Reggio Emilia	0	0	0	0	0	0
Rimini	0	0	0	0	0	0
Totale Emilia Romagna	2	34,2	0	0	1	27

Già da questa prima analisi, si evidenzia come gli impianti in fase di valutazione sul territorio emiliano-romagnolo, appartenenti alla categoria dimensionale > 10 MW_e, siano pochi, e tutti concentrati sul territorio della Provincia di Ravenna: due impianti a biomasse solide e un impianto a biogas.

Non sono quindi in fase di valutazione impianti a bioliquidi di grandi dimensioni sul territorio emiliano romagnolo.

Particolarmente interessante, per capire la tipologia di impianti verso cui si sta spostando il mercato della biomassa emiliano romagnolo, è cercare di capire quali sono le dimensioni medie di tali installazioni in fase di valutazione, a seconda della Provincia e della tipologia di biocombustibile: il valore di questo parametro “dimensione media” è riportato nella Tabella seguente.

Impianti termoelettrici a biomasse "convenzionali" in fase di valutazione in Emilia Romagna al 2010 (dimensione > 10 MW) - Dimensione media per Provincia			
Provincia	Biomasse solide	Bioliquidi	Biogas
	Dimensione media	Dimensione media	Dimensione media
Bologna	0	0	0
Ferrara	0	0	0
Forlì-Cesena	0	0	0
Modena	0	0	0
Parma	0	0	0
Piacenza	0	0	0
Ravenna	17,1	0	27
Reggio Emilia	0	0	0
Rimini	0	0	0
Totale Emilia Romagna	17,1	0	27

Tali dati sono stati ulteriormente esplicitati nel Grafico seguente:

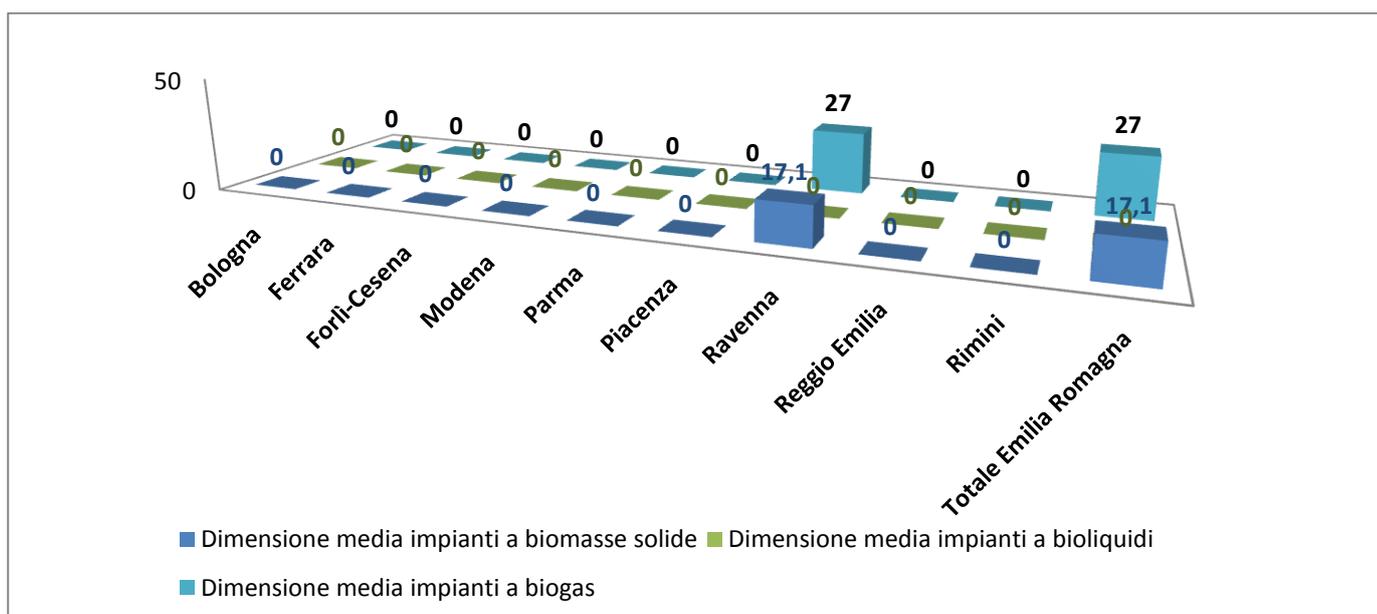


Figura 15.48: dimensione media degli impianti in fase di valutazione >10 MW_e ripartiti per Provincia e tipologia impiantistica

La dimensione media dell'impianto a biogas in fase di valutazione nella Provincia di Ravenna, pari a 27 MW_e, risulta dunque essere superiore di circa 10 MW_e rispetto alla dimensione dei due impianti a bioliquidi in fase di valutazione nella stessa Provincia.

Per quanto non particolarmente significativo (essendoci impianti di questo tipo solo in corrispondenza della Provincia di Ravenna), si può comunque andare a considerare la dimensione media degli impianti (generici) di dimensione > 10 MW_e in fase di valutazione sul territorio delle Province emiliano-romagnole.

Dimensione media impianti in fase di valutazione (taglia > 10 MW_e)	
Provincia	MW_e
Bologna	0
Ferrara	0
Forlì-Cesena	0
Modena	0
Parma	0
Piacenza	0
Ravenna	20,4
Reggio Emilia	0
Rimini	0
Media Emilia Romagna	20,4

Come si evidenzia anche tramite il Grafico seguente, solo sulla Provincia di Ravenna sono in fase di valutazione impianti di "grandi dimensioni" (> 10 MW_e): sono 3 ed hanno una dimensione media di 20,4 MW_e (vedi Figura 15.49).

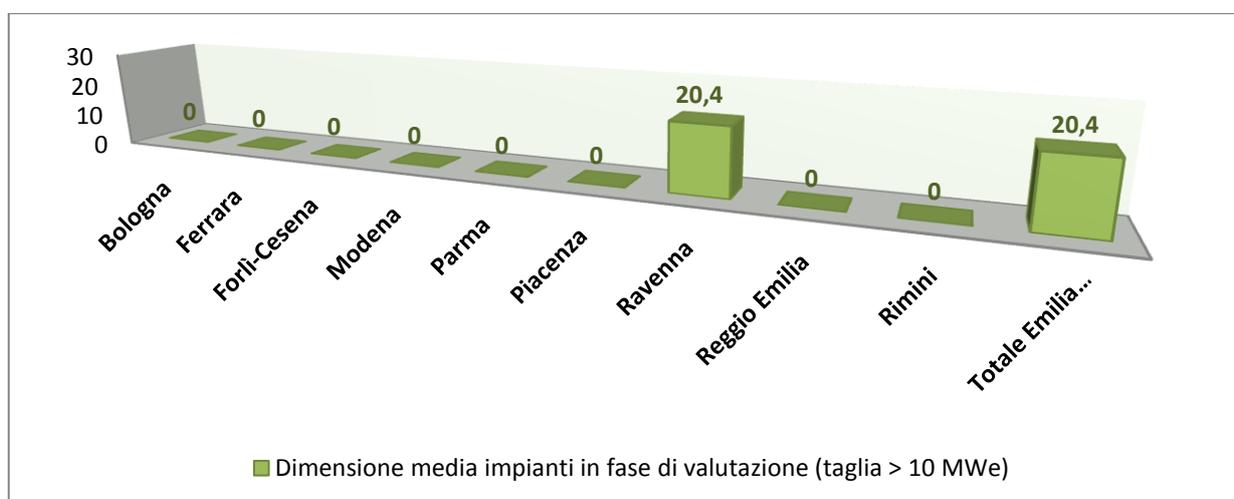


Figura 15.49: dimensione media complessiva degli impianti a biomasse 'convenzionali' >10 MW_e in fase di valutazione, ripartiti per Provincia

15.14.5 - CONSIDERAZIONI SULLA POSSIBILE EVOLUZIONE A MEDIO TERMINE DEL “MERCATO DELLA BIOMASSA”

Sulla base delle analisi sviluppate nei paragrafi precedenti, si può definire prima di tutto il fatto che ad interessare, almeno in questo “mercato di medio termine”, sono gli impianti di dimensioni più ridotte, tenuto conto che via via che ci si sposta verso taglie impiantistiche più rilevanti le installazioni in fase di valutazione sono di meno: questo è giustificabile sia per via del ridursi del “bacino di utenza” che può essere interessato e nelle condizioni di installare un impianto di grandi dimensioni.

Inoltre, le installazioni di dimensioni ridotte incontrano anche minori vincoli burocratici alla realizzazione, risultando doppiamente appetibili per questo motivo.

In termini di numerosità di impianti e di potenza elettrica ad essi connessa, tra le installazioni in fase di valutazione si conferma il grande interesse nei confronti degli impianti a bioliquidi (ben 16), a fronte di un minor numero di impianti a biomasse solide (9) e a biogas (8).

- **Taglia < 1 MW_e** : sono 21 gli impianti in fase di valutazione appartenenti a questa fascia dimensionale, confermando quindi l’interesse soprattutto verso installazioni di dimensioni ridotte.

Di questi, 10 sono impianti a bioliquidi, i più numerosi: la dimensione media di questi impianti è la più ridotta, segno che specialmente in questa tipologia impiantistica, nel medio termine, sembra esserci interesse verso installazioni di dimensione attorno a 0,4 MW_e. gli impianti a biogas sono i meno numerosi (5), ma sono anche quelli caratterizzati dalla maggiore dimensione media (0,8 MW_e).

Le Province caratterizzate dal maggior “interesse” nei confronti di questa taglia impiantistica risultano essere quelle di Reggio Emilia e di Ravenna, entrambe con dimensioni medie complessive del parco a biomasse in fase di valutazione attorno a 0,6 MW_e a impianto.

- **Taglia 1 – 10 MWe** : sono 9 gli impianti in fase di valutazione appartenenti a questa fascia dimensionale, segno che la “richiesta” tende a ridursi all’aumentare delle dimensioni impiantistiche.

Di questi, 6 sono a bioliquidi, a testimonianza che specialmente in questa fascia dimensionale, la tipologia che riscuote il maggiore interesse è questa: in questa fascia dimensionale, però, a differenza che nella precedente, gli impianti a bioliquidi sono anche caratterizzati dalla maggior dimensione

media per installazione (2,43 MW_e), a fronte di impianti a biomassa solida e biogas caratterizzati da una dimensione media di circa 1 MW_e.

Le Province più attive, in questa fascia dimensionale, sono quelle di Ferrara e di Parma; sono anche quelle caratterizzate dalla maggior dimensione media per impianto “complessiva”: a Ferrara la dimensione media è addirittura di 6 MW_e, segno dell’interesse –su questo territorio- anche verso installazioni di dimensioni giù piuttosto rilevanti.

- **Taglia > 10 MW_e:** in questa fascia dimensionale, sono appena 3 gli impianti in fase di valutazione, e ciò si ricollega ai motivi definiti in precedenza (interesse verso installazioni di questa dimensione limitato a pochi produttori / installatori, procedure di autorizzazione decisamente più laboriose, complesse e lunghe).

Tutti questi impianti sono in corso di valutazione sul territorio della Provincia di Ravenna: già ora il “distretto” più attivo della Regione dal punto di vista della generazione da biomasse, si conferma tale anche nel medio termine.

Due di questi impianti sono a biomasse solide (con dimensione media di 17 MW_e), uno a biogas (dimensione media 27 MW_e).

15.14.6 - DISTRIBUZIONE TERRITORIALE DEL PARCO A BIOMASSE “CONVENZIONALI” NELLO “SCENARIO A MEDIO TERMINE”

Tenuto conto di questa ripartizione sul territorio delle differenti Province emiliano-romagnole delle installazioni attualmente in fase di valutazione, costituenti le nuove realizzazioni dello “Scenario a medio termine”, è quindi possibile tracciare una rappresentazione della condizione del parco termoelettrico emiliano-romagnolo nello in tale scenario, considerandone la distribuzione sul territorio.

Poiché le installazioni attualmente in fase di valutazione sono tutte a biomasse “convenzionali” (biomasse solide, bioliquidi e biogas), e tenuto conto del fatto che si suppone che il parco termoelettrico costituito da termovalorizzatori, nel passaggio dallo “Scenario di breve termine” allo “Scenario di medio termine” non si modifichi, si andrà a considerare la modificazione legata unicamente al parco termoelettrico a biomasse “convenzionali”.

La distribuzione degli impianti a biomasse “convenzionali” tra le Province del territorio emiliano-romagnolo, stimata al 2015, è riportata nella Tabella 15.7:

Provincia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]
Bologna	19	23,4
Ferrara	15	38,5
Forlì-Cesena	10	6,8
Modena	9	17,1
Parma	15	11,8
Piacenza	6	2,1
Ravenna	24	223
Reggio Emilia	14	13,2
Rimini	1	0,03
Totale Emilia Romagna	113	336

Tabella 15.7: distribuzione tra le Province emiliano-romagnole degli impianti a biomasse “convenzionali” stimati in esercizio al 2015

Tale “fotografia” è resa più esplicita in Figura 15.50:

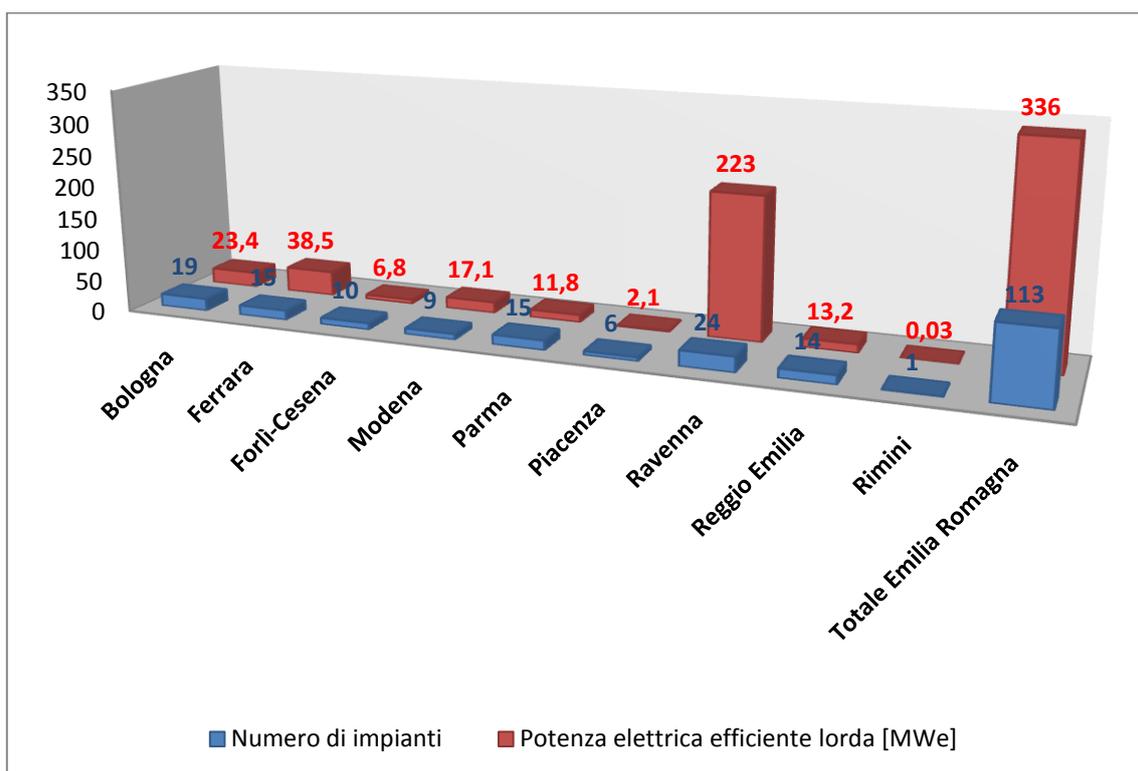


Figura 15.50: distribuzione tra le Province emiliano-romagnole degli impianti a biomasse “convenzionali” stimati in esercizio al 2015

Si evidenzia come, anche in questo “Scenario di medio termine”, la Provincia di Ravenna mantenga il ruolo di Provincia leader nella tecnologia a biomasse presente sul territorio emiliano romagnolo, con una potenza elettrica efficiente lorda installata, molto superiore rispetto a quella installata sulle altre Province, oltre che in termini di numero di impianti.

La Provincia di Ferrara e quella di Bologna si confermano le altre due Province della Regione su cui la tecnologia a biomasse ha preso maggiormente piede, a fronte comunque di un incremento della “presenza” di tale tecnologia anche su altre Province (ad esempio la Provincia di Parma, in cui attualmente la tecnologia a biomasse risulta essere quasi assente, ma che si prevede in marcata evoluzione sia nello “Scenario di breve termine” che nello “Scenario di medio termine”).

La fonte energetica a biomasse “convenzionali”, invece, non sembra prendere particolarmente piede nelle Province di Piacenza e Rimini, anche in questo “Scenario di medio termine”: il numero di impianti installati e le potenze elettriche efficienti lorde ad essi connesse, si mantengono infatti molto ridotti.

Si può esplicitare ulteriormente il “peso” percentuale delle differenti Province del territorio emiliano-romagnolo, in questo “Scenario di medio termine”, analizzando prima di tutto la ripartizione del numero di impianti a biomasse convenzionali che si stimano installati al 2015 (Figura 15.51):

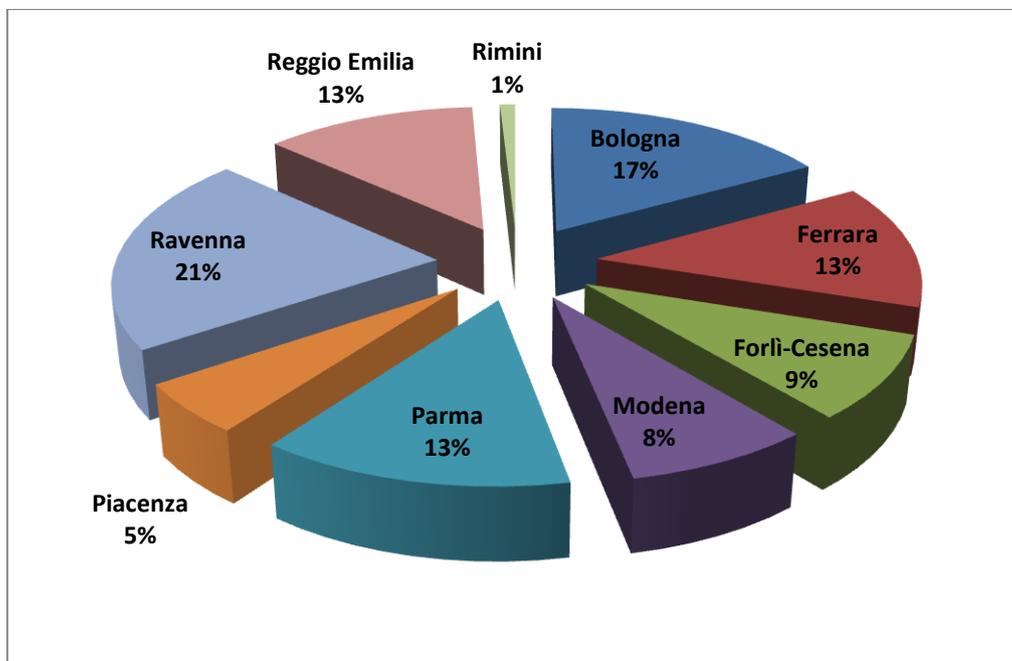


Figura 15.51: distribuzione percentuale tra le Province emiliano-romagnole del numero di impianti a biomasse “convenzionali” stimati in esercizio al 2015

Si evidenzia prima di tutto la marcata crescita del peso percentuale (sempre considerando il numero di impianti a biomasse “convenzionali” installati sul territorio provinciale in relazione al numero di impianti a biomasse “convenzionali” presenti su tutto il territorio regionale), rispetto alla condizione attuale, della Provincia di Ravenna (che passa dall’attuale 14% al 21%, assumendo il primato regionale anche da questo punto di vista) e della Provincia di Parma (che passa dall’attuale 6% di impianti installati sul territorio, al 13%, con un +7% che rappresenta la crescita percentuale più marcata tra tutte le Province emiliano-romagnole).

In crescita anche la Provincia di Reggio Emilia, che passa dall’attuale 8% di impianti installati sul territorio, al 13% di questa stima sul medio termine.

Quasi inalterato il peso della Provincia di Ferrara (-1% rispetto alla condizione attuale), calano significativamente la Provincia di Bologna (-5% rispetto alla condizione attuale) e la Provincia di Forlì-Cesena (addirittura -7% rispetto alla condizione attuale, segno di una previsione di un numero ridotto di nuove installazioni a biomasse convenzionali sul suo territorio nel medio termine).

Stessa analisi, anche più significativa, si può effettuare considerando il “peso percentuale” delle Province emiliano-romagnole sul totale della potenza elettrica efficiente lorda associata ad impianti a biomasse “convenzionali”, in questo “Scenario di medio termine” stimato per il 2015 (vedi Figura 15.52).

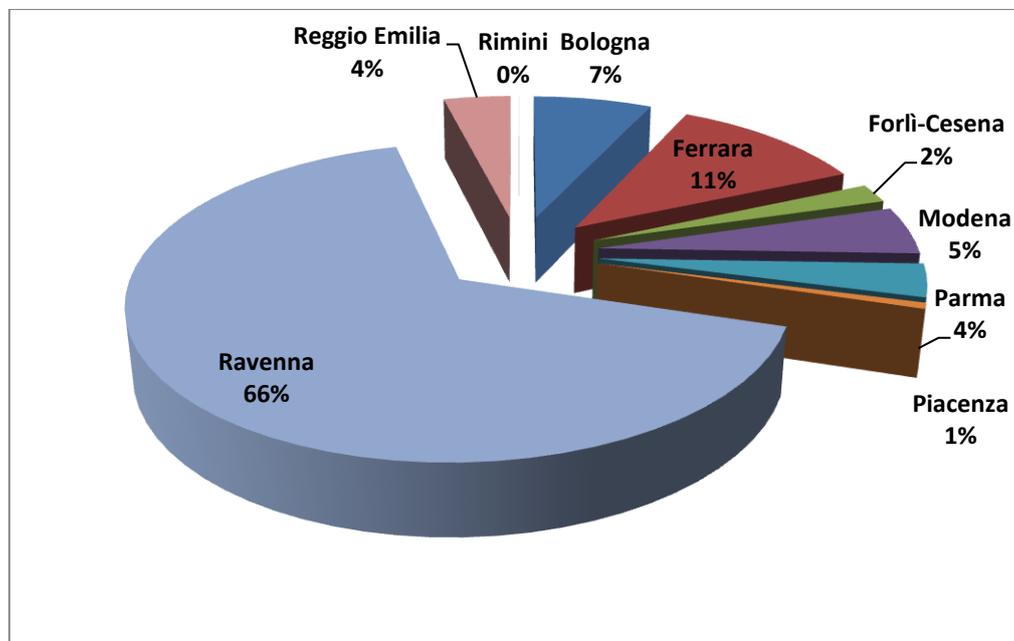


Figura 15.52: distribuzione percentuale tra le Province emiliano-romagnole della potenza elettrica associata agli impianti a biomasse “convenzionali” stimati in esercizio al 2015

Questa stima dà luogo a considerazioni interessanti: prima di tutto, si evidenzia come la Provincia di Ravenna, dal punto di vista del contributo elettrico da biomasse “convenzionali” rispetto al totale regionale, riduca il suo peso percentuale, passando dall’attuale 70% ad una stima del 66% al 2015 (-4%); il primato regionale, in termini di potenza elettrica installata, resta comunque assolutamente indiscusso.

In calo di qualche punto percentuale, in questo “Scenario di medio termine”, anche il peso della potenza elettrica installata sulle Province di Ferrara (-1% rispetto alla condizione attuale) e Bologna (-1% rispetto ad oggi), le Province attualmente più presenti sul territorio regionale in termini di potenza elettrica installata da impianti a biomasse “convenzionali”.

In crescita, invece, il peso percentuale della Provincia di Parma (+3% rispetto alla situazione odierna), di Modena (+3%) e Reggio Emilia (+1%).

Si può quindi ritenere che questo “Scenario di medio termine” evidenzi una maggiore “distribuzione” della tecnologia a biomasse “convenzionali” sul territorio

regionale, non tanto dal punto di vista del numero di impianti installati, quanto della potenza elettrica efficiente lorda ad essi connessa. La tecnologia continua ad avere in Ravenna la Provincia con la maggiore presenza di impianti e, soprattutto, di capacità elettrica (e termica, anche se qua non è stata presa in considerazione) installata, ma altre Province (come la già citata Parma) si stanno attrezzando per incrementare in maniera significativa la produzione elettrica derivante da questa fonte alternativa.

15.14.7 - SUDDIVISIONE PER TIPOLOGIA IMPIANTISTICA DEL PARCO TERMoeLETTRICO A BIOMASSE “CONVENZIONALI” EMILIANO ROMAGNOLO AL 2015

Dopo aver analizzato la ripartizione territoriale “per Provincia” degli impianti termoelettrici a biomasse “convenzionali” stimati in esercizio al 2015 in Emilia-Romagna in base allo “Scenario a medio termine” considerato finora, è possibile andare ad effettuare un’analisi per studiarne la ripartizione anche in base alla tipologia impiantistica (impianti a biomasse solide, a bioliquidi e a biogas), sempre ripartendoli Provincia per Provincia: questa analisi è riassunta nella Tabella seguente:

Impianti termoelettrici "convenzionali" stimati in esercizio in Emilia-Romagna al 2015 - Ripartizione per tipologia			
Provincia	Impianti a biomasse solide	Impianti a bioliquidi	Impianti a biogas
Bologna	5	4	10
Ferrara	3	4	8
Forlì-Cesena	0	2	8
Modena	1	0	8
Parma	0	5	10
Piacenza	1	0	5
Ravenna	6	9	9
Reggio Emilia	3	4	7
Rimini	0	1	0
Totale Emilia Romagna	19	29	65

E' possibile evidenziare meglio i dati andandoli a riportare in Figura 15.53:

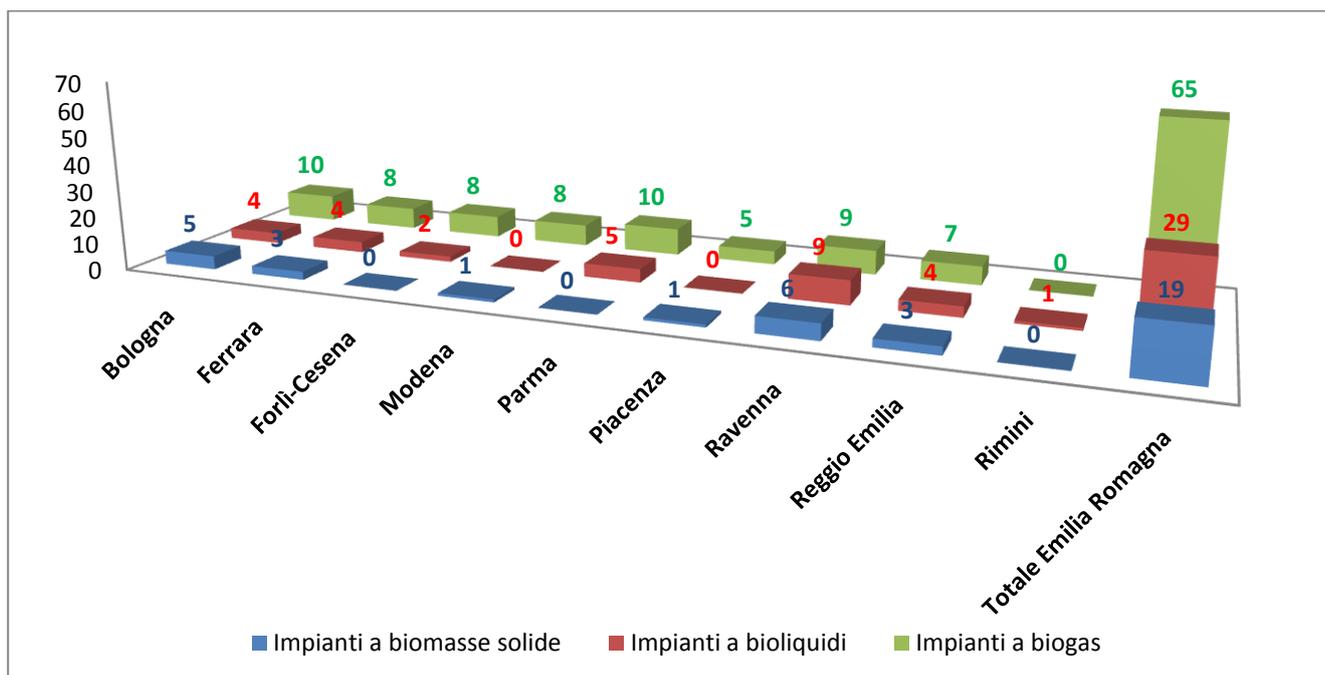


Figura 15.53: Impianti termoelettrici "convenzionali" stimati in esercizio in Emilia-Romagna al 2015 - Ripartizione per tipologia e Provincia

Si evidenzia che, nonostante la maggior parte degli impianti in fase di valutazione siano, come detto, impianti a bioliquidi, più della metà del totale delle installazioni a biomasse "convenzionali" presenti sul territorio emiliano-romagnolo continuano ad essere a biogas, anche in questo "Scenario a medio termine": come esplicitato dal Grafico seguente, il 57% degli impianti a biomasse convenzionali presenti sul territorio emiliano romagnolo sono a biogas. Gli impianti a bioliquidi rappresentano il 26% del totale, mentre gli impianti a biomasse solide, pur se caratterizzati da una elevata potenza elettrica efficiente lorda, sono i meno presenti sul territorio.

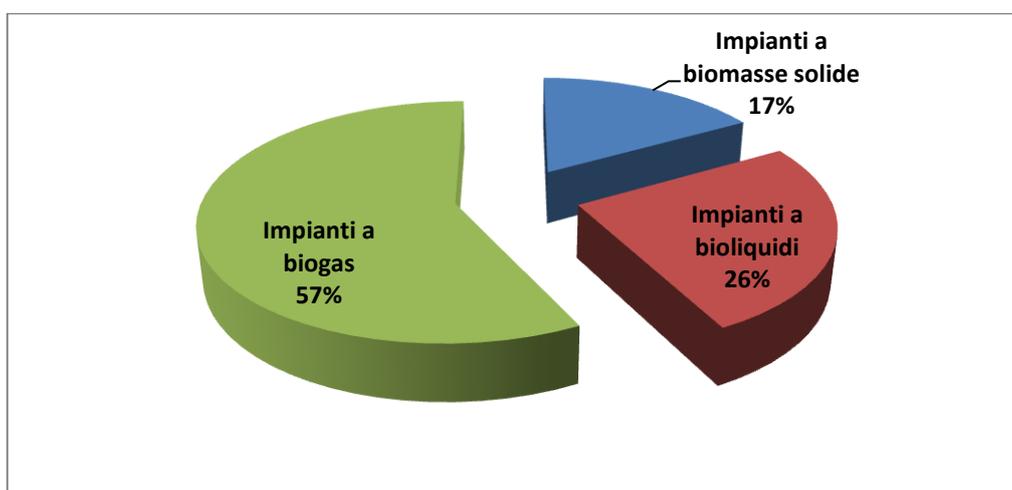


Figura 15.54: ripartizione percentuale per tipologia impiantistica del parco a biomasse "complessivo" stimato in esercizio al 2015

15.15 - CONFRONTO CON GLI OBIETTIVI PER LE BIOMASSE DEFINITI NEL PRECEDENTE PIANO ENERGETICO REGIONALE

Avendo “fotografato” lo stato attuale del parco termoelettrico a biomasse (considerando separatamente sia le biomasse convenzionali, che le biomasse “assimilate”, sia il parco complessivo; i dati, come sottolineato precedentemente, sono quelli di cui era in possesso la Regione Emilia Romagna, quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni, nonché quelli pubblicati annualmente dal GSE – “Bilancio elettrico nazionale”- e da Terna –“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia”) emiliano-romagnolo, nonché le sue possibili evoluzioni sia nel breve che nel medio termine, è dunque possibile confrontarlo con quelli che erano gli obiettivi definiti dalla Regione Emilia Romagna all’interno del Piano Energetico Regionale redatto nel 2006, e all’interno del documento “Piano Energetico Regionale: stato di attuazione e prospettive”, redatto nel 2008 (il più recente documento ufficiale in materia di pianificazione energetica prodotto dalla Regione).

Bisogna prima di tutto sottolineare, per chiarezza del confronto, che, all’interno del precedente P.E.R. e anche nel successivo “Stato di attuazione”, per la tecnologia a biomasse si è sempre fatto riferimento al “complessivo” delle biomasse e delle tecnologie “assimilate” (rifiuti, urbani, speciali non pericolosi e pericolosi), definendo gli obiettivi di conseguenza.

Per la tecnologia a biomasse “complessiva” emiliano romagnola, gli obiettivi definiti in precedenza, in termini di valorizzazione della fonte rinnovabile (espressi come potenza aggiuntiva installata rispetto al quadro del 2000), erano così definiti:

Obiettivi precedentemente definiti per la tecnologia a Biomasse (convenzionali e assimilate) al 2010			
		Potenza efficiente installata totale (biomasse convenzionali + rifiuti) [MW_e]	Produzione elettrica lorda [GWh]
Documento	Anno di redazione		
“P.E.R.”	2006	350	1,4
“P.E.R. - Stato di attuazione e prospettive”	2008	350	Non definita

In particolare si verifica che, a differenza di quanto indicato per altre tecnologie (ad esempio quella eolica e quella fotovoltaica) gli obiettivi definiti per la tecnologia a biomasse, a distanza di due anni, non si sono modificati: ciò è giustificato dal dato relativo ai “risultati conseguiti al 2007” (contenuto nel documento “Piano Energetico Regionale: Stato di Attuazione e Prospettive”), che indica in “soli” 115 MW_e l’incremento di potenza elettrica connesso alla realizzazione di nuovi impianti a biomasse a quella data.

Considerando lo stato della tecnologia idroelettrica sul territorio della Regione Emilia Romagna ad oggi, si verifica come, dal punto di vista della potenza efficiente lorda installata, l’obiettivo dei 350 MW_e sia stato praticamente raggiunto: attualmente, infatti, risultano installati e in esercizio circa 335 MW_e complessivi da biomasse, cui vanno però aggiunti altri MW_e già autorizzati e non ancora in esercizio o in fase di realizzazione, che entro brevissimo termine entreranno a far parte integrante del parco termoelettrico emiliano-romagnolo.

Anche dal punto di vista della produzione elettrica lorda da biomasse l’obiettivo si può ritenere praticamente centrato: attualmente tale produzione è pari a circa 1,3 GWh, a fronte di un obiettivo di 1,4 GWh, ma per le stesse ragioni citate in precedenza (impianti già autorizzati e realizzati ma non ancora in esercizio, o in fase di realizzazione, pronti a diventare operativi in brevissimo tempo) si può ritenere che il raggiungimento sia fattivo.

15.16 - DEFINIZIONE DI NUOVI OBIETTIVI PER LA TECNOLOGIA A BIOMASSE AL 2015

Volendo affrontare la definizione di nuovi, possibili, obiettivi per il prossimo Piano Energetico Regionale, bisognerà dunque tenere in considerazione quanto detto finora:

- Dal punto di vista della potenza efficiente lorda, l'ammontare relativo ad impianti già autorizzati e non ancora realizzati o in esercizio è di circa 49 MW_e, mentre i MW_e incrementali associati ad impianti in fase di valutazione sono circa 100. Tenendo conto del fatto che non necessariamente tutti i nuovi impianti termoelettrici a biomasse attualmente in fase di realizzazione saranno autorizzati e/o realizzati (come invece considerato nello "Scenario di medio termine), si può stimare realisticamente un obiettivo di 120-130 MW_e circa di potenza elettrica efficiente lorda derivante da queste nuove installazioni termoelettriche a biomassa al 2014-2015.

Tale stima concorda con quanto risulta andando a considerare il trend storico di crescita della potenza elettrica installata da impianti a biomasse (evidenziato in Figura 15.55): in particolare, si è fatto riferimento alla crescita di potenza installata nel periodo 2000-2012 (considerando quindi anche la stima già realizzata di crescita nel breve termine, ottenuta dallo "Scenario di breve termine"), visualizzandone l'andamento medio nel tempo: in uno scenario "business as usual" la crescita a medio termine ricalca dunque quella stimata sulla base delle installazioni attualmente in fase di valutazione.

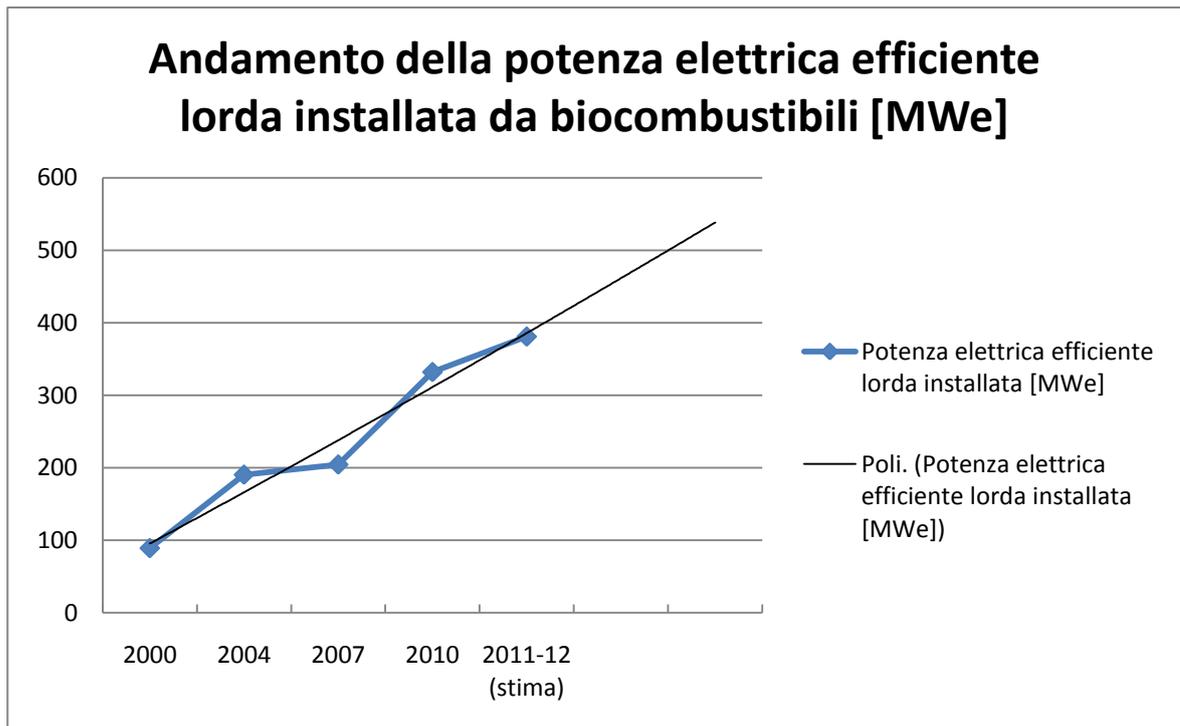


Figura 15.55: trend di crescita della potenza elettrica installata da impianti alimentati a biocombustibili nel periodo 2000-2012

Tale stima è anche sostanzialmente in linea con quella definita, in via preliminare, dalla Regione: una stima preliminare degli obiettivi regionali di medio periodo per la tecnologia a biocombustibili (contenuta nel documento “Verso un nuovo PER – Linee di indirizzo per un nuovo Piano Energetico”, presentato nel corso del convegno “Energia per il territorio”, promosso dalla Regione Emilia Romagna e tenutosi il 28 luglio 2010), definisce un potenziale di crescita di circa 200 MW_e, connesso alla fonte energetica a biocombustibili.

Tale obiettivo è stato stimato (in via preliminare) come “prima declinazione a livello regionale degli obiettivi indicati nel Piano di Azione nazionale per le energie rinnovabili, pubblicato dal Ministero dello Sviluppo Economico”.

- Dal punto di vista della produzione (totale, da impianti convenzionali e da impianti alimentati a rifiuti), bisogna tenere conto del fatto che all'incremento contribuiranno, oltre che i nuovi impianti a biomasse "convenzionali" autorizzati e in progetto, anche gli impianti di termovalorizzazione già esistenti, per cui sono in corso –o in progetto- lavori di ammodernamento e adeguamento. Si è infatti evidenziato come alcuni di questi impianti (anche di grandi dimensioni) siano caratterizzati da un ridotto numero di ore medie annue di funzionamento, certamente "migliorabile" in seguito ad opportuni interventi. Tenuto conto di tutto ciò, e tenendo conto del trend di crescita della produzione elettrica da biomasse dal 2010 al 2010 (oltre che la stima sulla possibile evoluzione dal 2010 al 2012, valutata nello "Scenario di breve termine"), si può stimare come obiettivo realistico per la produzione elettrica lorda da biomasse al 2015, un traguardo di 1,8 GWh, in linea con la crescita media di tale produzione nel tempo, evidenziata dal Grafico seguente:

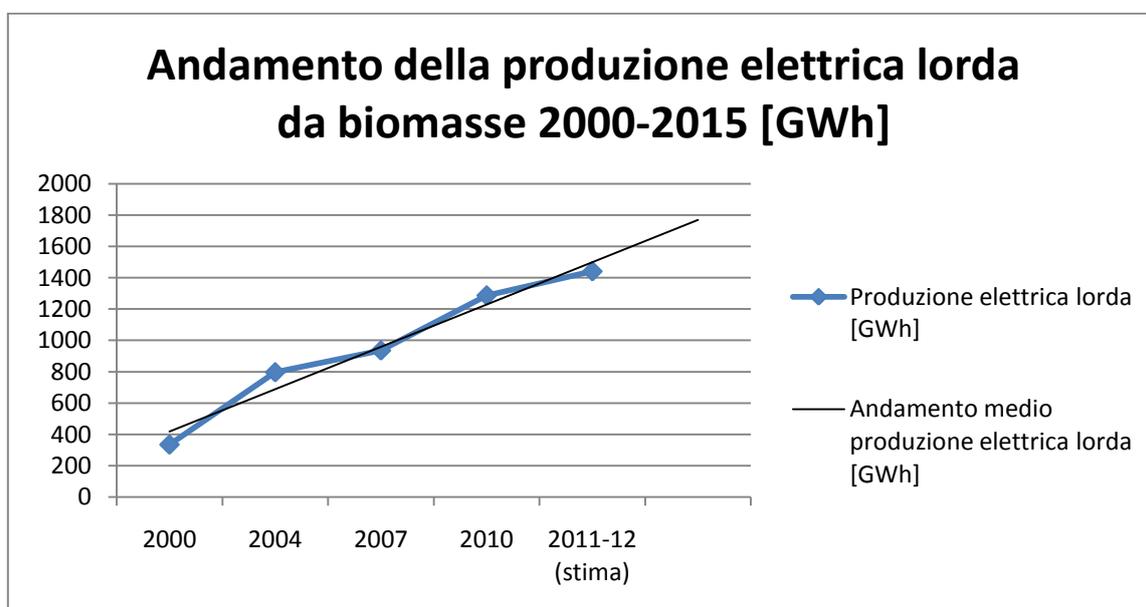


Figura 15.56: trend di crescita della produzione elettrica lorda derivante da impianti alimentati a biocombustibili nel periodo 2000-2012

I dati al 2011-12, per i motivi citati in precedenza, potrebbero risultare addirittura sottostimati, motivo per cui la valutazione al 2015 potrebbe essere rivista incrementando ulteriormente gli obiettivi di potenza elettrica installata fino a 150-160 MW_e, e la produzione elettrica lorda da biomasse fino anche a 2 GWh provenienti da tale fonte. Va sottolineato come, nel tempo, la tecnologia a biomasse stia prendendo sempre più piede in Regione e al 2011-12 potrebbe superare la fonte idroelettrica e diventare la principale fonte energetica "rinnovabile" (dal punto di vista della produzione elettrica) all'interno del bilancio energetico regionale.

CAPITOLO 16 – LO STATO DELL’EOLICO NELLA REGIONE EMILIA ROMAGNA: QUADRO ATTUALE, SCENARI PREVISIONALI E OBIETTIVI PER IL PROSSIMO P.E.R.

16.1 – INTRODUZIONE

La raccolta dati si è sviluppata, come evidenziato precedentemente, tramite richieste di informazioni effettuate presso gli Assessorati competenti in materia di pianificazione energetica e autorizzazioni energetiche delle varie Province della Regione, nonché presso gli Uffici tecnici dei singoli Comuni.

Per quanto riguarda la tecnologia eolica in Regione, la situazione pare abbastanza chiara, risultando attivi pochi impianti (tre) ed essendo le richieste autorizzative per impianti nuovi, passate tutte presso la Regione: di conseguenza, il quadro in termini di potenza installata, di potenziale installabile e di installazioni “rifiutate” (per problemi di natura tecnica, ambientale, economica o amministrativa) risulta completo.

L’unica fonte di “perplexità”, è legata, come si vedrà, all’interpretazione della procedura autorizzativa per quattro Parchi Eolici soggetti a procedura di VIA (Valutazione di Impatto Ambientale) interregionale con la Regione Toscana, e conseguentemente da considerarsi “ripartiti” sul territorio delle due regioni.

Di seguito si andrà a considerare la situazione su ogni Provincia, per poi effettuare un quadro valutativo finale esteso a tutta la Regione, anche in relazione a quella che era la situazione negli anni precedenti e agli obiettivi definiti nello scorso Piano Energetico Regionale.

La stima del numero di impianti e della potenza efficiente lorda installata sul territorio (Regionale e Provinciale), connessa a impianti eolici, è stata ottenuta sulla base dei dati in possesso della Regione e sulla base di quelli trasmessi dalla Province e dai Comuni, quindi confrontata con i documenti ufficiali pubblicati dal GSE (“Eolico 2008”) e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia - 2009”).

In maniera analoga, le stime di produzione elettrica sono state ottenute sulla base delle stime relative ai singoli impianti realizzate dai produttori e dagli installatori, oltre che, ancora una volta, sulla base dei dati in possesso della Regione e sulla base di quelli trasmessi dalla Province e dai Comuni. Tali stime sono state quindi confrontate con le evoluzioni stimate del trend di crescita nel tempo della produzione elettrica, ottenute sulla base dei dati contenuti nei documenti ufficiali pubblicati dal GSE (“Eolico 2008”) e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia - 2009”).

16.2 - PROVINCIA DI BOLOGNA

16.2.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

In base ai dati trasmessi dalla Provincia di Bologna e a quelli in possesso della Regione Emilia Romagna (nonché dal successivo confronto con i dati pubblicati dal GSE –“Eolico 2009”- e Terna -“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia -2009”) al settembre 2010, risultano presenti e funzionanti, nella Provincia di Bologna, due “parchi” eolici:

- Parco Eolico “Casoni di Romagna”: situato nei pressi dei Comuni di Monterezeno e Castel Del Rio, autorizzato dalla Regione Emilia-Romagna nel 2005 e realizzato dall’Azienda Municipalizzata di Verona (Agsm).
In esercizio dal 2009, è costituito da 16 pale, per una potenza installata complessiva di 13 MW.
Al momento si sta valutando (ma non sono ancora partite le procedure di VIA, quindi questo dato non rientra nel complesso degli impianti in fase di valutazione) di estendere il parco eolico fino alla Futa, quindi aggiungendo altre 20 pale, per una potenza ulteriore di circa 15 MW.
- Parco Eolico “Monte Galletto”: situato nei pressi del Comune di San Benedetto Val di Sambro, è stato realizzato dalla Riva Calzoni di Bologna (società oggi non più esistente) ed inaugurato nel novembre 1998.
In esercizio dal gennaio 1999, è costituito di 10 generatori eolici da 320 kW nominali circa, per una potenza installata complessiva di 3,2 MW.

I generatori eolici presenti sul territorio della Provincia di Bologna sono dunque 26, per una potenza installata complessiva pari a 16,2 MW. La produzione lorda di energia elettrica da tali impianti nel 2009 si stima essere stata pari a 20 GWh circa (stima sulla base dei dati trasmessi dai produttori e dai Comuni, nonché dal confronto con i dati storici di produzione pubblicati dal GSE negli anni precedenti).

Impianti eolici in esercizio nella Provincia di Bologna	
Numero di impianti	2
Numero complessivo di aerogeneratori	26
Potenza efficiente installata complessiva [MW]	16,2
Produzione stimata di energia elettrica lorda 2009 [GWh]	~19,9

La potenza installata è dunque rimasta inalterata nel periodo 1998-2008, risultando installato il solo impianto di San Benedetto Val di Sambro, per poi incrementarsi di un fattore pari quasi a oltre quattro volte nel solo anno 2009 (13 MW, che hanno determinato un incremento percentuale del 506%), in seguito alla realizzazione del parco eolico "Casoni di Romagna".

Tale crescita, sia in termini di potenza installata che in termini di numero di aerogeneratori installati, è riportata nel Grafico seguente.

La produzione lorda di energia elettrica dal 2008 (quando era pari a 3,2 GWh, fonte GSE, "L'eolico 2008") al 2009 si stima che si sia incrementata di quasi 17 GWh, con un incremento percentuale del 625%.

L'evoluzione del parco eolico (in termini di numero di aerogeneratori installati e di corrispondente potenza elettrica installata) nel periodo 1999-2009 sul territorio della Provincia di Bologna è riportato in Figura 16.1.

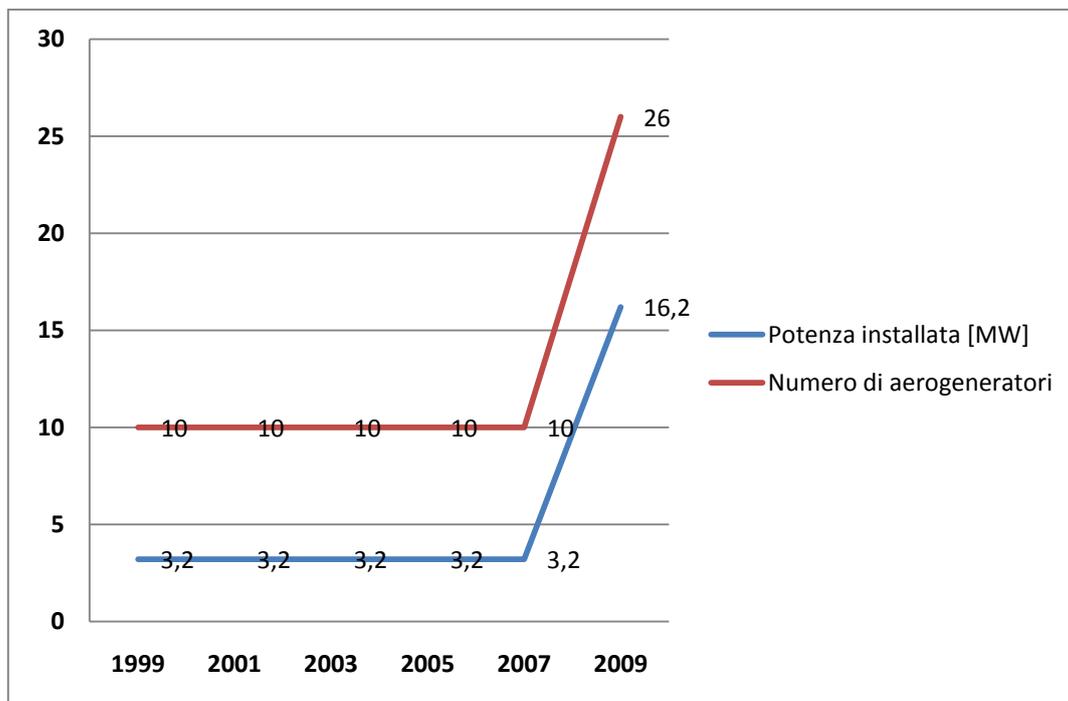


Figura 16.1: andamento nel periodo 1999-2009 della potenza eolica complessiva installata e del numero di aerogeneratori installati nella Provincia di Bologna

16.2.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI E NON IN ESERCIZIO

Dall'analisi degli atti trasmessi dalla Provincia di Bologna e dai comuni afferenti, si individua la presenza di due impianti eolici già autorizzati, sul territorio della Provincia di Bologna, che però non risultano ancora realizzati o in esercizio:

- Impianto mini-eolico di "Monte Fune": localizzato presso il Comune di Castel del Rio, dovrebbe essere realizzato dalla Solaris SRL.
Il progetto non ha avuto bisogno della VIA provinciale per via delle ridotte dimensioni, ed è stato autorizzato –con prescrizioni- nell'ottobre 2007; tuttora non risulta però essere stato ancora realizzato o trovarsi in esercizio.
Dovrebbe essere costituito da un unico rotore da 20 kW di potenza.
- Impianto eolico "Serra dello Zanchetto": localizzato presso il Comune di Camugnano, dovrebbe essere realizzato dalla Fras SNC.
Il progetto non ha avuto bisogno della VIA provinciale, ed è stato autorizzato con prescrizioni nel luglio 2009; al momento però non è ancora in fase di cantieraggio/realizzazione (Fonte: "Viadalvento.org", sito di monitoraggio della situazione dell'eolico in Emilia-Romagna).
L'impianto dovrebbe essere costituito da tre aerogeneratori tripala, per una potenza complessiva di 495 kW.

La potenza complessiva già autorizzata e non ancora realizzata sul territorio della Provincia di Bologna, risulta dunque pari a 515 kW complessivi, associati a quattro aerogeneratori.

Lo stato complessivo degli impianti autorizzati e non ancora realizzati sul territorio della Provincia di Bologna è riportato nella Tabella seguente.

Impianti eolici autorizzati e non ancora realizzati nella Provincia di Bologna	
Numero di impianti	2
Numero complessivo di aerogeneratori	4
Potenza efficiente installabile complessiva [MW]	0,515

16.2.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Dall'analisi degli atti trasmessi dalla Provincia di Bologna e dai Comuni sul territorio afferente, risultano numerosi gli impianti eolici in fase di valutazione (su piani amministrativi diversi, Comunale, Provinciale, Regionale e anche inter-regionale) o addirittura già autorizzati, alcuni caratterizzati da potenze installabili anche molto rilevanti.

Due impianti eolici sono attualmente in fase di valutazione, dal punto di vista amministrativo, da parte della sola Provincia di Bologna:

- Impianto Eolico "Monte dei Cucchi": localizzato su un'area afferente ai Comuni di San Benedetto Val di Sambro, Grizzana Morandi e Castiglione dei Pepoli, dovrebbe essere realizzato dalla Municipalizzata di Verona, l'AGSM. Il progetto al momento è in itinere, in fase di valutazione -dal dicembre 2008- da parte della Provincia di Bologna. Prevede la realizzazione di 24 pale per una potenza installata complessiva di 20,4 MW. Da notare come questo progetto abbia suscitato notevoli perplessità e forti opposizioni nella comunità locale: si segnala infatti la costituzione di un "Comitato Monte dei Cucchi" fortemente contrario alla realizzazione del parco eolico, che ha già raccolto 750 firme per la sospensione del progetto, a fronte di una comunità complessiva di 4000 persone.
- Impianto eolico "Panigale": localizzato presso il Comune di Pian del Voglio, dovrebbe essere realizzato dalla "Impronte Società Cooperativa". Il progetto è attualmente in corso di valutazione da parte della Provincia di Bologna (la presentazione della procedura di "screening" è avvenuta nel giugno 2009). La potenza complessiva installata dell'impianto dovrebbe essere pari a 200 kW.

La potenza complessiva associata a nuove installazioni eoliche valutata dalla Provincia di Bologna, risulta dunque essere attualmente pari a 20,6 MW.

Risultano poi due parchi eolici di grandi dimensioni, attualmente in fase di valutazione inter-regionale, da parte della Regione Emilia Romagna e della Regione Toscana; al momento uno aspetta l'autorizzazione da parte della Regione Emilia Romagna, l'altro dalla Regione Toscana:

- Parco eolico "Carpinaccio – Monte Spicchio – Monte Citerna": localizzato presso il comune di Castiglione dei Pepoli, coinvolgerebbe comunque anche il Comune di San Benedetto Val di Sambro nella Regione Emilia-Romagna, oltre ai Comuni di Fiorenzuola e Barberino nel Mugello nella Regione Toscana.

Il parco eolico, di grandi dimensioni, ha avuto bisogno di una procedura inter-regionale; ha prima ricevuto un "parere preliminare positivo di compatibilità ambientale" da parte della Regione Emilia Romagna nel 2008, quindi, nel 2009, lo stesso "parere preliminare positivo di compatibilità ambientale" da parte della Regione Toscana.

Attualmente, l'impianto risulta dunque autorizzato preliminarmente, anche se "il Sindaco di Castiglione dei Pepoli dichiara che si sta attendendo, per poter procedere, l'esito della procedura di Monte dei Cucchi (citata precedentemente)". (fonte: "Viadalvento.org").

L'impianto dovrebbe essere costituito da 16 aerogeneratori di 2 MW di potenza nominale ciascuno, per una potenza totale installabile pari a 32 MW.

- Parco eolico "Pascoli": localizzato presso il Comune di Monghidoro, si estenderebbe però anche sul territorio della Regione Toscana; dovrebbe essere realizzato dalla Tecnoenergy.

Parco eolico di grandi dimensioni, ha ricevuto il "parere positivo con prescrizioni" da parte della Regione Emilia-Romagna nel 2008; lo "scoping" però è ad appannaggio della Regione Toscana, che deve ancora esprimersi in proposito.

Si segnala che, nel giugno 2009, il Comune di Monghidoro ha approvato la stipula della convenzione per la realizzazione del parco eolico, con una spesa stimata pari a 57 milioni di euro (qualora il parco fosse realizzato nella sua interezza).

Il parco eolico "Pascoli" dovrebbe avere una potenza complessiva installata pari a 36 MW.

La potenza complessiva installabile sul territorio della Provincia di Bologna, valutata parallelamente dalla Regione Emilia Romagna e dalla Regione Toscana, risulta dunque pari a 68 MW.

Risulta infine, dai dati e dalla documentazione trasmessa dalla Provincia di Bologna, un parco eolico da realizzarsi sul territorio della Regione Toscana (che quindi, una volta realizzato, non risulterà comunque afferente al parco eolico emiliano romagnolo), che però richiede una valutazione inter-regionale che coinvolge anche la Regione Emilia Romagna:

- Parco Eolico “Piancaldoli”: localizzato presso il Comune di Fiorenzuola, sarebbe realizzato interamente sul territorio afferente alla Regione Toscana, ma nelle procedure autorizzative vede coinvolta anche la Regione Emilia Romagna; dovrebbe essere realizzato dalla R.E. Wind.

Attualmente è in corso la procedura di VIA inter-regionale, avviata nel marzo 2009.

Il parco eolico dovrebbe essere costituito da 24 aerogeneratori di potenza nominale pari a 0,8 MW, risultando quindi una potenza complessiva installata pari a 19,2 MW.

Tale potenza installabile, pur se presa in considerazione ora –in quanto “agli atti” della Regione Emilia Romagna- non verrà considerata di seguito nel totale della potenza teoricamente installabile sul territorio della Provincia di Bologna in seguito a valutazioni di VIA positive.

Tenendo conto di tali dati, risulta dunque –sul territorio della Provincia di Bologna- una potenza complessiva da eolico installabile (in caso di ottenimento della procedura di VIA positiva per tutti gli impianti) pari a 88,6 MW: il riassunto di tale situazione è riportato nella Tabella seguente.

Impianti eolici in corso di valutazione nella Provincia di Bologna	
Numero di impianti	4
Numero complessivo di aerogeneratori	~ 60
Potenza efficiente installabile complessiva [MW]	88,6

16.2.4 - IMPIANTI NON AUTORIZZATI

Risulta infine, dall'analisi della documentazione inviata dalla Provincia di Bologna e dai Comuni del territorio, anche il progetto di un parco eolico valutato e successivamente archiviato dalla Regione Emilia-Romagna:

- Parco eolico "Monte Canda": localizzato su un'area afferente ai Comuni di Montereenzio e Fiorenzuola (FI), doveva essere realizzato dalla "Gamesa Energia Spa".

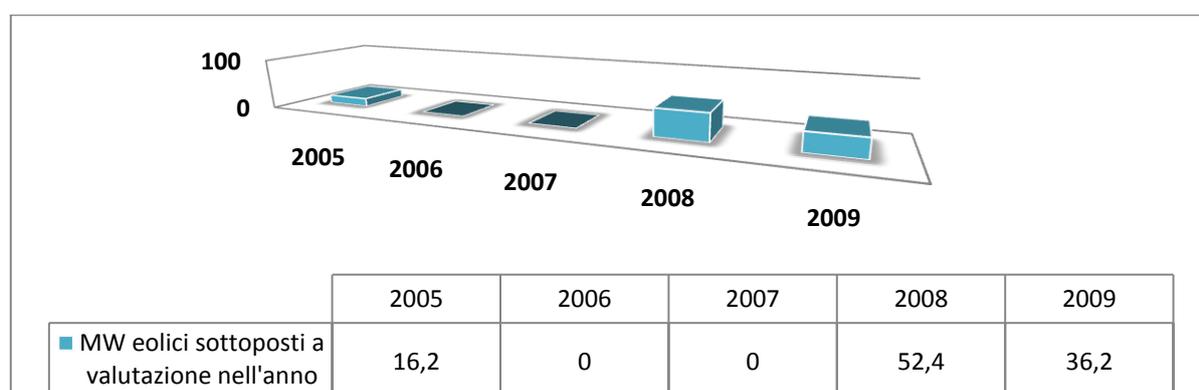
Soggetto ad una procedura di VIA inter-regionale, è stato archiviato nel luglio 2005.

Doveva essere costituito da 19 aerogeneratori di potenza complessiva pari a 850 kW, per una potenza totale installata pari a 16,2 MW.

Il quadro complessivo degli impianti eolici non autorizzati è riportato nella Tabella seguente

Impianti eolici non autorizzati nella Provincia di Bologna	
Numero di impianti	1
Numero complessivo di aerogeneratori	19
Potenza efficiente installabile complessiva [MW]	16,2

Si può riportare di seguito, il Grafico con l'andamento nel tempo della potenza eolica installabile sul territorio della Provincia di Bologna, sottoposta a valutazione di impatto ambientale presso la Provincia di Bologna e la Regione Emilia Romagna nel corso degli ultimi cinque anni: si evidenzia come, dopo due anni di "stop", nel 2008 e nel 2009 ci sia stata una ripresa nella presentazione di progetti a carattere eolico sul territorio Bolognese; tenuto conto delle tempistiche burocratiche, valutative e autorizzative, è lecito aspettarsi che questi progetti avranno una risposta nel giro del 2011-2012.



16.3 - PROVINCIA DI FERRARA

16.3.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Il territorio di Ferrara è certamente il meno “fertile” dal punto di vista della tecnologia eolica, di tutta la Regione Emilia-Romagna: non si segnalano infatti impianti realizzati e in esercizio.

Tale situazione risulta dal confronto dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli raccolti presso la Provincia di Ferrara e i singoli Comuni ad essa afferenti e dal confronto con i dati ufficiali pubblicati dal GSE (“L’eolico 2008”) e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”).

Tale situazione relativa agli impianti eolici in esercizio nel territorio di Ferrara, è riportata nella Tabella seguente:

Impianti eolici in esercizio nella Provincia di Ferrara	
Numero di impianti	0
Numero complessivo di aerogeneratori	0
Potenza efficiente installata complessiva [MW]	0
Produzione stimata di energia elettrica lorda 2009 [GWh]	0

16.3.2 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Dall’analisi dei dati inviati dalla Provincia di Ferrara e dai Comuni del territorio, non si segnalano nemmeno impianti in fase di valutazione/autorizzazione, situazione che legittima quindi a pensare che –anche nel breve e medio termine- la situazione del parco eolico ferrarese non risulterà modificarsi.

Lo stato degli impianti eolici in corso di valutazione è riportato nella Tabella seguente.

Impianti eolici in corso di valutazione nella Provincia di Ferrara	
Numero di impianti	0
Numero complessivo di aerogeneratori	0
Potenza efficiente installabile complessiva [MW]	0

16.4 - PROVINCIA DI FORLI' - CESENA

16.4.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Al settembre 2010, in base ai dati in possesso della Regione Emilia Romagna, a quelli comunicati dalla Provincia di Forlì-Cesena ed a quelli pubblicati dal GSE (“L’eolico 2008”) e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), non risultano impianti in esercizio.

Va sottolineato come la ricerca condotta da Legambiente a cavallo tra 2009 e 2010, evidenzi la presenza, sul territorio della Provincia di Forlì-Cesena, di un piccolo impianto eolico di potenza nominale pari a 40 kW; tale impianto, come si evince da quanto scritto in precedenza, non risulta da nessuno dei dati “ufficiali” in possesso; si potrebbe quindi pensare che sia un piccolo impianto per l’autoproduzione e l’autoconsumo di energia elettrica, magari destinato ad un’utenza rurale o isolata.

Lo stato del parco eolico in esercizio sul territorio della Provincia di Forlì-Cesena, è riportato nella Tabella seguente:

Impianti eolici in esercizio nella Provincia di Forlì-Cesena	
Numero di impianti	0 (1?)
Numero complessivo di aerogeneratori	0 (1?)
Potenza efficiente installata complessiva [MW]	0 (0,04 ?)
Produzione stimata di energia elettrica lorda 2009 [GWh]	0

16.4.2 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Sono diversi, invece, gli impianti attualmente sottoposti a procedura di valutazione e autorizzazione sul territorio della Provincia di Forlì-Cesena, per una potenza complessiva installabile anche molto rilevante; di questi, due sono sottoposti ad autorizzazione provinciale:

- Parco Eolico “Maestà Biancarda-Poggio Biancarda”: localizzato in un’area afferente al Comune di Verghereto, dovrebbe essere realizzato da una ATI (Associazione Temporanea di Imprese) tra “Abaco Energia Pulita” e “Deposito Olii minerali Sas”.
Il progetto ha superato le valutazioni preliminari di impatto ambientale nel dicembre 2005, è stato sottoposto a VIA provinciale nel dicembre 2006 e risulta attualmente ancora in corso di valutazione, anche a seguito di numerose polemiche con la comunità locale.
Il parco eolico dovrebbe essere costituito da 15 aerogeneratori (3 in località “Maestà Biancarda” e 12 in località “Poggio Biancarda”), per una potenza complessiva installata pari a 31,5 MW.

- Impianto eolico “Monte Trebbio”: localizzato presso il Comune di Modigliana, dovrebbe essere realizzato dalla Eolus Srl.
Tale impianto è stato sottoposto a procedura di VIA da parte della Provincia di Forlì-Cesena nel maggio 2009 e le valutazioni sono ancora in corso.
Dovrebbe essere costituito da un solo aerogeneratore, con potenza pari a 1,5 MW.

Dall’analisi della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna e della documentazione inviata dalla Provincia di Forlì-Cesena, risulta poi un parco eolico di grandi dimensioni, attualmente in fase di valutazione inter-regionale tra Regione Emilia Romagna e Toscana, che dovrebbe sorgere sul confine e afferire parzialmente al Comune di Premilcuore (FC) e principalmente a quello di San Godenzo (FI):

- Parco eolico “Acquacheta”: localizzato sul crinale appenninico tosco-romagnolo, tra Monte Peschiena e Fiera dei Poggi; dovrebbe essere realizzato dalla EDVT Srl.

Riguardando un territorio a cavallo tra la Regione Emilia Romagna e la Regione Toscana, il progetto è attualmente sottoposto a procedura di VIA inter-regionale, avviata nel 2009.

Il progetto prevedrebbe la realizzazione di un parco eolico composto da 14 aerogeneratori, per una potenza complessiva installata pari a 42 MW.

Va sottolineato come questo progetto sia stato definito di importanza comunitaria sia sul versante romagnolo che su quello toscano, ma “confligge con tutti gli strumenti di tutela paesaggistica e naturalistica previsti dagli atti di pianificazione locale nonché con le Direttive di tutela ambientale emanate dall’Unione Europea” (comunicato stampa WWF Toscana, Maggio 2009).

Sintetizzando questi dati, risulta dunque che sul territorio afferente alla Provincia di Forlì-Cesena siano in corso di valutazione e progetti eolici per un totale di 75 MW di potenza installabile (nel caso di soli esiti positivi a tutte le procedure di VIA): tutto ciò è riassunto nella Tabella seguente:

Impianti eolici complessivamente in corso di valutazione nella Provincia di Forlì-Cesena (anche Regione Toscana)	
Numero di impianti	3
Numero complessivo di aerogeneratori	30
Potenza efficiente installabile complessiva [MW]	75

In realtà, essendo la Regione Toscana (e non la Regione Emilia Romagna) l’Ente competente in fase di valutazione della procedura di VIA del parco eolico “Acquacheta”, si può considerare tale impianto come afferente solo alla Regione Toscana e non al territorio della Provincia di Forlì-Cesena; di conseguenza, escludendo tale impianto dal totale di quelli valutati nell’area di Forlì-Cesena, la potenza complessiva ancora in fase di valutazione e autorizzazione risulta essere pari a 33 MW.

Tale situazione è riassunta nella Tabella seguente, relativa agli impianti eolici in fase di valutazione sul territorio di Forlì-Cesena.

Impianti eolici in corso di valutazione nella Provincia di Forlì-Cesena	
Numero di impianti	2
Numero complessivo di aerogeneratori	16
Potenza efficiente installabile complessiva [MW]	33

16.4.3 - IMPIANTI NON AUTORIZZATI

Risultano infine, dall'analisi della documentazione, anche alcuni progetti di parchi eolici valutati e successivamente archiviati dalle Autorità competenti sul territorio della Provincia di Forlì-Cesena:

- Parco eolico "La Montagna": localizzato in un'area a cavallo tra i comuni di Verghereto (FC) e Badia Tedalda (AR), doveva essere realizzato dalla "Gamesa Energia Italia".

La procedura di VIA inter-regionale (essendo l'impianto afferente al territorio della Regione Emilia-Romagna e a quello della Regione Toscana) è stata avviata nel 2003, quindi archiviata –dalla Regione Toscana, che era ente competente- a settembre 2004, in quanto i costruttori non avevano presentato le integrazioni precedentemente richieste.

Il progetto prevedeva la realizzazione di 20 aerogeneratori di potenza nominale pari a 850 kW, con una potenza complessiva installata pari a 17 MW.

- Parco eolico "Montalto Vecchio": localizzato in un'area a cavallo tra il Comune di Premilcuore e il Comune di Santa Sofia, doveva essere realizzato dalla "Abaco Energia Pulita".

La procedura di Screening –avviata dalla sola Provincia di Forlì-Cesena, essendo l'impianto sotto soglia- è stata annullata nell'agosto 2008.

Il progetto prevedeva la realizzazione di 3 aerogeneratori da 800 kW di potenza nominale, per una potenza complessiva installata pari a 2,4 MW.

Risultano quindi 19,4 MW di potenza complessiva da fonte eolica –riferiti al territorio della Provincia di Forlì-Cesena- presentati negli ultimi sette anni alle autorità competenti e non approvati, come evidenziato nella Tabella seguente.

Impianti eolici non autorizzati nella Provincia di Forlì-Cesena	
Numero di impianti	2
Numero complessivo di aerogeneratori	23
Potenza efficiente installabile complessiva [MW]	19,4

Presi in considerazione questi dati, si può allora riportare di seguito il Grafico con l'andamento storico, negli ultimi sette anni, dei MW di potenza da tecnologia eolica sottoposti a valutazione, presso le differenti Autorità competenti (Comuni, Provincia di Forlì-Cesena, Regione Emilia Romagna, Regione Toscana), per potenziali installazioni sul territorio afferente alla Provincia di Forlì-Cesena, considerati anno per anno.

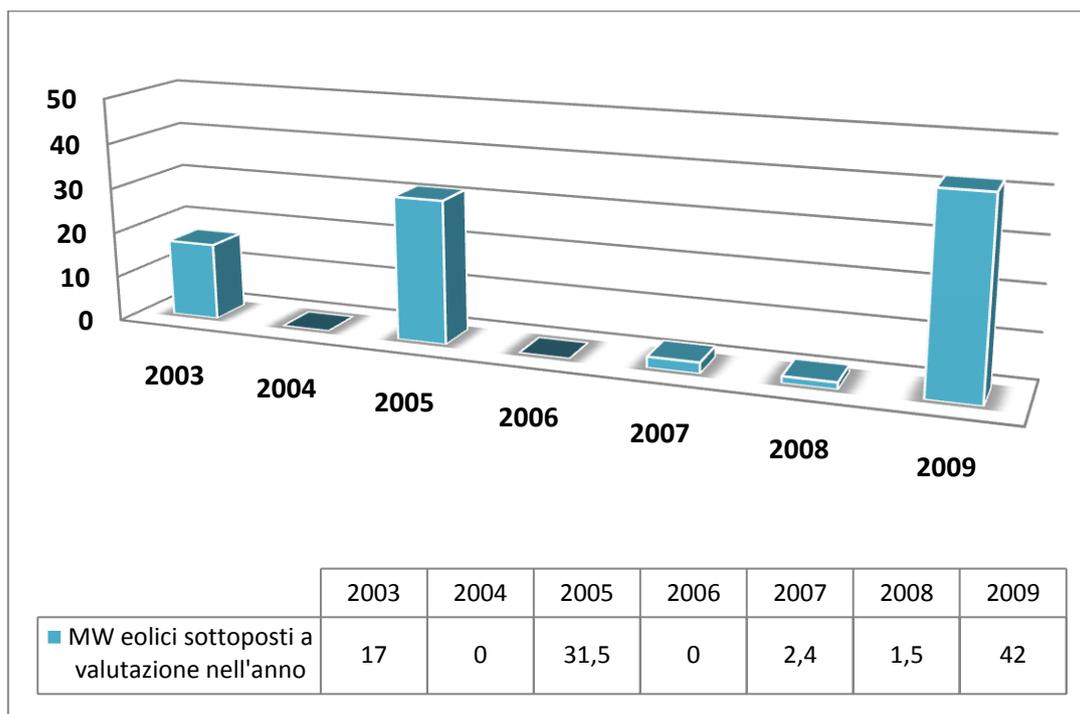


Figura 16.2: MW_e eolici sottoposti a valutazione nel periodo 2003-2009

Tenuto conto anche in questo caso delle tempistiche connesse ai procedimenti autorizzativi e burocratici, è legittimo attendersi nell'arco del prossimo anno (2011) una decisione relativamente all'impianto "Poggio Biancarda" (sottoposto a VIA all'inizio del 2007), mentre ci vorrà presumibilmente almeno un altro anno prima di conoscere il futuro degli impianti che sono stati posti in fase di valutazione tra il 2008 e il 2009.

16.5 - PROVINCIA DI MODENA

16.5.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Al settembre 2010, in base ai dati in possesso della Regione Emilia Romagna, a quelli comunicati dalla Provincia di Modena e a quelli pubblicati dal GSE (“L’eolico 2008”) e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), non risultano impianti attualmente in esercizio, connessi e in grado di immettere energia in rete.

Risulta invece un impianto eolico realizzato, ma attualmente non in funzione, di cui si parla nel paragrafo successivo.

Il riassunto dello stato del parco eolico in esercizio sul territorio della Provincia di Modena, è riportato nella Tabella seguente:

Impianti eolici in esercizio nella Provincia di Modena	
Numero di impianti	0
Numero complessivo di aerogeneratori	0
Potenza efficiente installata complessiva [MW]	0
Produzione stimata di energia elettrica lorda 2009 [GWh]	0

16.5.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI E REALIZZATI MA NON IN ESERCIZIO

Al settembre 2010, in base ai dati in possesso della Regione Emilia Romagna e a quelli comunicati dalla Provincia di Modena, si segnala la presenza sul territorio modenese di un impianto, realizzato ma attualmente non in esercizio:

- Impianto eolico "Cà Spelta": localizzato su un crinale secondario, ad un'altezza di 1175 metri, in un'area afferente al Comune di Frassinoro; realizzato dalla ditta "Amarossi Energia".

E' stato autorizzato dalla Provincia di Modena, dopo la conclusione positiva della procedura di VIA (nel dicembre 2007); l'apertura del cantiere era prevista nel Febbraio 2008, ma è stata posticipata. E' stato realizzato nel 2009.

Costituito da due aerogeneratori tripala, ha una potenza nominale installata pari a 264 kW, capaci di produrre –in via teorica- 400 MWh/anno.

Come risulta dai dati del GSE, tale impianto però non ha mai immesso energia in rete, almeno fino al 31 Dicembre 2009.

Il riassunto della situazione relativa agli impianti eolici realizzati, ma attualmente non in esercizio sul territorio della Provincia di Modena, è riportato nella Tabella seguente:

Impianti eolici realizzati ma non in esercizio nella Provincia di Modena	
Numero di impianti	1
Numero complessivo di aerogeneratori	2
Potenza efficiente installata complessiva [MW]	0,264
Produzione di energia elettrica lorda 2009 [GWh]	0

16.5.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Sono due, invece, gli impianti attualmente sottoposti a procedura di valutazione e autorizzazione (provinciale) sul territorio della Provincia di Modena (stima ottenuta considerando i dati inviati dalla Provincia di Modena e dai Comuni del territorio):

- Parco eolico “Monte Cervarola”: localizzato in un’area afferente al Comune di Montecreto, dovrebbe essere realizzato dalla ditta “Modena Capitale”.
Attualmente l’eventuale realizzazione dell’impianto si gioca su più fronti: il Comune di Montecreto ha espresso nel 2007 il suo parere favorevole; nell’agosto del 2007, l’impianto è stato sottoposto a procedura di VIA da parte della Provincia di Modena, che deve ancora esprimersi. Nel frattempo, però, la “Direzione Regionale per i beni culturali e paesaggistici” ha dato il suo parere negativo; parere negativo lo ha espresso anche la Conferenza Stato-Regioni nel maggio 2010.
L’impianto dovrebbe essere costituito da quattro aerogeneratori di potenza nominale pari a 1,5 MW ciascuno, per una potenza complessiva installata pari a 6 MW.
- Impianto eolico “Sestola”: localizzato presso il Comune di Sestola, dovrebbe essere realizzato dalla ditta “Magnani”.
L’impianto è stato sottoposto a procedura di VIA nel maggio 2009 da parte della Provincia di Modena, e si stanno ancora aspettando gli esiti.
Dovrebbe essere costituito da due aerogeneratori di 300 kW di potenza nominale ciascuno, per una potenza installata complessiva pari a 600 KW.

La situazione degli impianti eolici attualmente in corso di valutazione sul territorio della Provincia di Modena è riportata nella Tabella seguente:

Impianti eolici in corso di valutazione nella Provincia di Modena	
Numero di impianti	2
Numero complessivo di aerogeneratori	6
Potenza efficiente installabile complessiva [MW]	6,6

16.5.4 - IMPIANTI NON AUTORIZZATI

Dall'analisi dei dati e della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna e di quella inviata dalla Provincia di Modena e dai suoi Comuni, risulta anche un impianto eolico non autorizzato sul territorio modenese:

- Impianto eolico "Pian Cavallaro": localizzato in un'area afferente al Comune di Riolunato, doveva essere realizzato dal CESI. Sottoposto a procedura di VIA nel 2002, nel 2003 ha ricevuto esito negativo e la pratica è stata definitivamente chiusa. Doveva essere un impianto sperimentale, costituito da un generatore singolo tripala, di potenza nominale pari a 660 kW.

La situazione degli impianti non autorizzati sulla Provincia di Modena è riassunta nella Tabella seguente:

Impianti eolici non autorizzati nella Provincia di Modena	
Numero di impianti	1
Numero complessivo di aerogeneratori	1
Potenza efficiente installabile complessiva [MW]	0,66

Presi in considerazione questi dati, si può allora riportare di seguito la Figura 16.3 con l'andamento storico, negli ultimi sette anni, dei MW di potenza da tecnologia eolica sottoposti a valutazione, presso le differenti Autorità competenti (Comuni, Provincia di Modena, Regione Emilia Romagna, Conferenza Stato-Regioni), per potenziali installazioni sul territorio afferente alla Provincia modenese, considerati anno per anno.

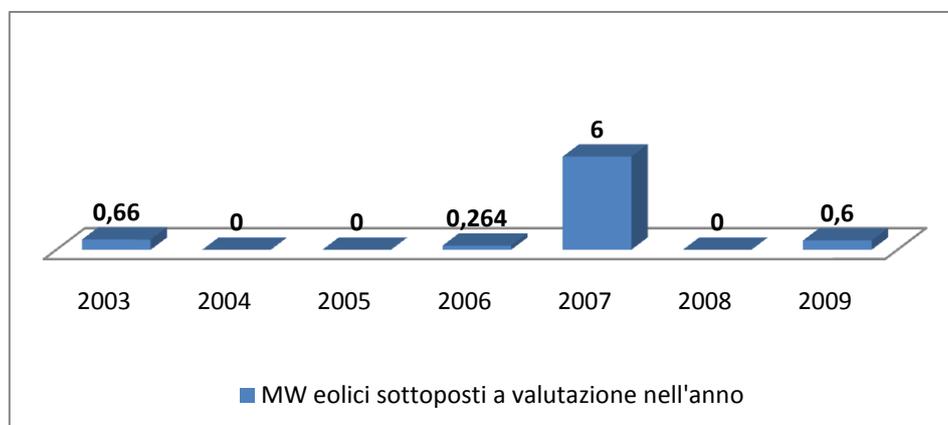


Figura 16.3: MW_e sottoposti a valutazione nel periodo 2003-2009 sul territorio di Modena

16.6 - PROVINCIA DI PARMA

16.6.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Al settembre 2010, in base ai dati e alla documentazione in possesso della Regione Emilia-Romagna, di quelli trasmessi dalla Provincia di Parma e dai Comuni afferenti, e di quelli pubblicati dal GSE (“L’eolico 2008”) e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), non risultano impianti in esercizio sul territorio, e neanche impianti realizzati ma non in esercizio.

Gli impianti autorizzati, di cui si parla nel paragrafo successivo, dovrebbero essere in costruzione in questi mesi.

Il riassunto di questa situazione, relativa agli impianti eolici in esercizio sul territorio della Provincia di Parma, è riportata nella Tabella seguente.

Impianti eolici in esercizio nella Provincia di Parma	
Numero di impianti	0
Numero complessivo di aerogeneratori	0
Potenza efficiente installata complessiva [MW]	0
Produzione stimata di energia elettrica lorda 2009 [GWh]	0

16.6.2. - IMPIANTI AUTORIZZATI E REALIZZATI MA NON IN ESERCIZIO

Al settembre 2010, in base ai dati in possesso della Regione Emilia Romagna e a quelli comunicati dalla Provincia di Parma, si segnala la presenza sul territorio parmense di un impianto, realizzato ma attualmente non in esercizio:

- Impianto eolico “Piani di Tiedoli”: localizzato presso il Comune di Borgo Val di Taro, è stato realizzato dalla “Oppimitti costruzioni Srl”.
Il progetto dell’impianto è stato presentato nel 2006, ed è stato autorizzato dalla Provincia di Parma con procedura di VIA positiva (con prescrizioni) nel febbraio 2007; la realizzazione si è invece conclusa nel luglio del 2008.
L’impianto è costituito da un singolo aerogeneratore tripala, di potenza nominale pari a 600 kW; al momento l’impianto non è connesso alla rete, la richiesta di realizzazione della centrale di connessione, al 2009, era infatti ancora ferma presso l’ENEL.

Per la precisione, si segnala anche la presenza di un impianto eolico realizzato sul territorio della Provincia di Parma, ma a pochi metri dal confine regionale con la Liguria; questo impianto (“Passo della Cappelletta”, potenza nominale installata 3,2 W), attivo a regime dal 2001, in realtà fornisce infatti energia elettrica solo al comune di Varese Ligure, quindi non si può considerare afferente al parco eolico della Provincia di Parma e, più in generale, della Regione Emilia-Romagna, per cui nel seguito non sarà preso in considerazione.

Il riassunto della situazione relativa agli impianti eolici realizzati ma non in esercizio sulla Provincia di Parma è riportata nella Tabella seguente:

Impianti eolici realizzati ma non in esercizio nella Provincia di Parma	
Numero di impianti	1
Numero complessivo di aerogeneratori	1
Potenza efficiente installata complessiva [MW]	0,6
Produzione stimata di energia elettrica lorda 2009 [GWh]	0

16.6.3 - IMPIANTI AUTORIZZATI E NON IN ESERCIZIO

A settembre 2010, dall'analisi degli atti trasmessi dalla Provincia di Parma e dai Comuni afferenti, oltre che da quelli in possesso della Regione Emilia Romagna, si individua la presenza di due impianti eolici già autorizzati, ma non ancora realizzati (o meglio, attualmente in fase di realizzazione):

- Impianto eolico "Monte Marino": localizzato in un'area afferente al Comune di Berceto, dovrebbe essere realizzato dalla "Oppimitti Costruzioni".
L'installazione è stata autorizzata dalla Provincia di Parma nel 2008, mentre la procedura di VIA era stata avviata nel maggio 2007.
Dovrebbe essere costituita di due aerogeneratori, di potenza nominale pari a 600 kW ciascuno, per una potenza complessiva installata pari a 1,2 MW.
- Parco eolico "Bora della Fantina": localizzato in un'area afferente al Comune di Tornolo, sta venendo realizzato dalla "Oppimitti Costruzioni".
L'impianto è stato sottoposto a procedura di VIA provinciale nel 2005, ed ha ricevuto una valutazione positiva (con prescrizioni) nel maggio 2007; i lavori sono cominciati però soltanto nel marzo 2009, e si prevede che si concluderanno nel 2011.
L'installazione dovrebbe essere costituita da 5 aerogeneratori di potenza unitaria nominale pari a 600 kW, per una potenza complessiva installata di 3 MW.

Il riassunto della situazione degli impianti eolici autorizzati e non ancora realizzati sulla Provincia di Parma è riportata nella Tabella seguente:

Impianti eolici autorizzati e non ancora realizzati nella Provincia di Parma	
Numero di impianti	2
Numero complessivo di aerogeneratori	7
Potenza efficiente installabile complessiva [MW]	4,2

16.6.4 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Sulla base dell'analisi della documentazione inviata dalla Provincia di Parma e dai Comuni del territorio, risulta siano numerosi, invece, gli impianti attualmente sottoposti a procedura di valutazione e autorizzazione sul territorio della Provincia di Parma, cui corrisponderebbe una potenza complessivamente installabile (nel caso ipotetico di valutazioni positive) estremamente rilevante; due sono impianti sottoposti a procedura di VIA provinciale:

- Parco eolico "San Donna": localizzato in un'area afferente al Comune di Borgo Val di Taro, dovrebbe essere realizzato dalla "Air Power SNC".
Il progetto è stato presentato nel 2005, e sottoposto a procedura di VIA da parte della Provincia di Parma nell'ottobre 2006; al momento risulta ancora essere in fase di discussione.
L'installazione dovrebbe essere costituita da quattro aerogeneratori, per una potenza complessiva installata pari a 3,4 MW.
- Parco eolico "Monte La Rocca": localizzato in un'area afferente al Comune di Albareto, dovrebbe essere realizzato dalla "Oppimitti Costruzioni".
Il progetto è stato presentato nel 2008 e sottoposto a procedura di VIA provinciale (e per il rilascio alla costruzione e alla gestione) nel febbraio 2009; al momento risulta ancora in fase di valutazione da parte della Provincia di Parma.
L'installazione dovrebbe essere costituita da circa quindici aerogeneratori, per una potenza complessiva installata pari a 22,5 MW.

Altri due impianti sono invece attualmente in fase di valutazione ambientale da parte della Regione, e quindi sottoposti a VIA regionale:

- Parco eolico "Passo Cento Croci": localizzato in un'area afferente al Comune di Albareto, dovrebbe essere realizzato dalla "FRI-EL Spa".
Il progetto è stato presentato nel 2009 e sottoposto alla procedura di VIA regionale (con l'aggiunta della richiesta di autorizzazione alla costruzione e all'esercizio delle linee e degli impianti necessari alla sua connessione alla rete) nel marzo 2010. Attualmente è in fase di studio da parte della Regione Emilia Romagna.
L'impianto dovrebbe essere costituito da nove aerogeneratori di potenza nominale pari a 3,3 MW ciascuno, per una potenza installata complessiva pari a 29,7 MW.

- Parco eolico “Cisa”: localizzato in un’area afferente al Comune di Berceto, dovrebbe essere realizzato dalla società “Energia Eolica Pontremoli”.
Il progetto è stato presentato nel 2007 e nel 2009 ha superato lo “scoping” per l’avviamento della Procedura di VIA regionale (a causa delle dimensioni e della rilevanza dell’installazione, infatti, l’ente competente risulta essere la Regione Emilia Romagna). Attualmente si è in fase di valutazione da parte della Regione stessa.
L’impianto dovrebbe essere costituito da 24 aerogeneratori di potenza nominale pari a 3 MW ciascuno, per una potenza installata complessiva pari a 72 MW.

A questi impianti, per la precisione, andrebbe aggiunto un altro impianto, sottoposto a valutazione di impatto ambientale inter-regionale:

- Parco eolico “Vento di Zeri”: localizzato in un’area a ridosso del confine tra Emilia e Toscana, sarebbe situato su un territorio afferente al Comune di Zeri (Massa Carrara, Toscana) e parzialmente al Comune di Albareto (Parma); dovrebbe essere realizzato dalla società “Fabbrica Energie Rinnovabili Alternative Srl”.
Il progetto è stato presentato nel 2008 e sottoposto a VIA inter-regionale nel 2009 (con una integrazione di documenti realizzata a gennaio 2010).
L’installazione dovrebbe essere costituita da 18 aerogeneratori per una potenza totale installata pari a 14,4 MW.

Poiché però l’ente responsabile della valutazione è la Regione Toscana, e tenuto conto del fatto che questo parco eolico –anche se parzialmente realizzato sul territorio afferente al Comune di Albareto- andrebbe in realtà ad alimentare l’utenza del Comune di Zeri, nel seguito non si terrà conto di tale impianto nel totale dei MW sottoposti a valutazione per la Provincia di Parma.

Il riassunto della situazione degli impianti eolici in corso di valutazione sul territorio della Provincia di Parma è riportata nella Tabella seguente:

Impianti eolici in corso di valutazione nella Provincia di Parma	
Numero di impianti	4
Numero complessivo di aerogeneratori	~ 52
Potenza efficiente installabile complessiva [MW]	127,6

16.6.5 - IMPIANTI NON AUTORIZZATI

Dall'analisi dei dati e della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna e di quella inviata dalla Provincia di Parma e dai suoi Comuni, risulta anche un impianto eolico non autorizzato sul territorio parmense:

- Impianto eolico "Bora della Fantina": localizzato in un'area afferente al Comune di Tornolo, doveva essere realizzato dalla società "Oppimitti Costruzioni".

Il progetto è stato presentato nel 2004, poi sottoposto a procedura di VIA provinciale nel 2005, ma la pratica è stata annullata e il fascicolo chiuso nell'agosto 2006.

Doveva essere un impianto costituito da cinque aerogeneratori di potenza nominale pari a 600 kW ciascuno, per una potenza installata complessiva pari a 3 MW.

- Impianto eolico "Masereto": localizzato presso il Comune di Solignano, doveva essere realizzato dalla "Oppimitti Costruzioni".

Il progetto è stato presentato nel 2005, sottoposto a procedura di VIA provinciale nel 2006, poi chiusa e annullata nell'agosto 2007.

L'impianto doveva essere costituito da due aerogeneratori di potenza nominale pari a 600 kW ciascuno, per una potenza complessiva installata pari a 1,2 MW.

Il riassunto della situazione relativa agli impianti eolici non autorizzati sul territorio della Provincia di Parma è riportata nella Tabella seguente:

Impianti eolici non autorizzati nella Provincia di Parma	
Numero di impianti	2
Numero complessivo di aerogeneratori	7
Potenza efficiente installabile complessiva [MW]	4,2

Sulla base dei dati e della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna, nonché di quella trasmessa dalla Provincia di Parma e dai Comuni ad essa afferenti, si può realizzare una stima del dato relativo all'andamento nel tempo –in particolare negli ultimi 5 anni- dei MW di potenza installabile da tecnologia eolica (sul territorio della Provincia di Parma) presentati a valutazione presso i differenti enti competenti (vedi Figura 16.4).

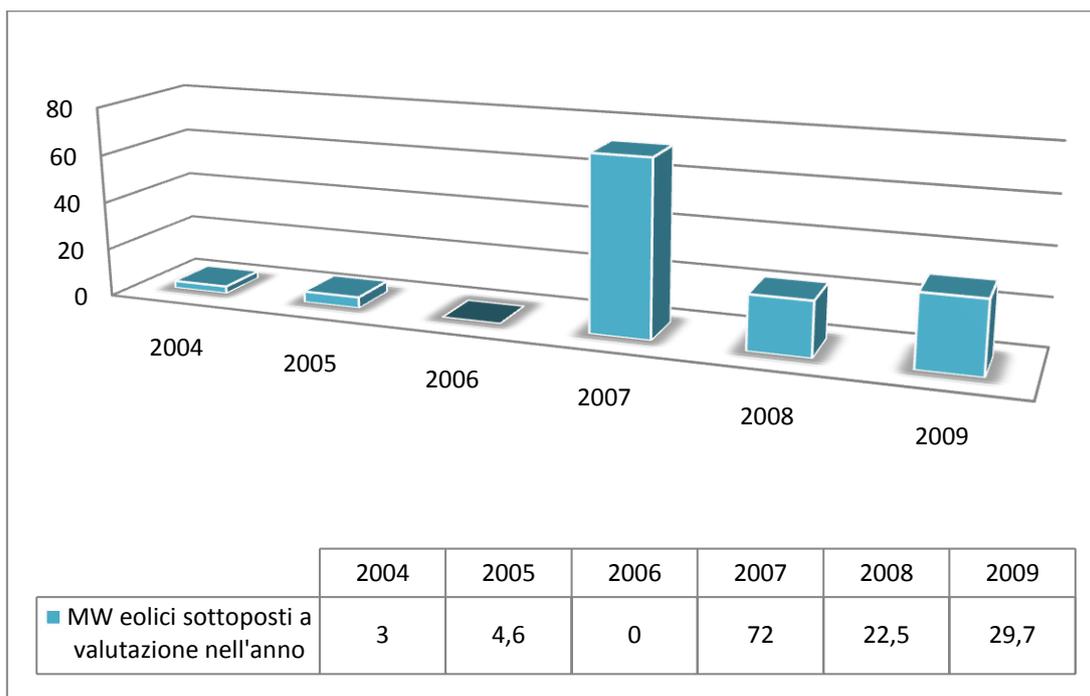


Figura 16.4: MW_e sottoposti a valutazione nel periodo 2003-2009 sul territorio di Parma

16.7 - PROVINCIA DI PIACENZA

16.7.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Al settembre 2010, in base ai dati e alla documentazione in possesso della Regione Emilia-Romagna, di quelli trasmessi dalla Provincia di Piacenza e dai Comuni afferenti, e di quelli pubblicati dal GSE (“L’eolico 2008”) e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), non risultano impianti in esercizio sul territorio; risulta però, come sarà evidenziato nel paragrafo successivo, la presenza di un impianto realizzato ma non in esercizio.

Il riassunto della situazione relativa agli impianti eolici in esercizio sul territorio della Provincia di Piacenza è riportato nella Tabella seguente:

Impianti eolici in esercizio nella Provincia di Piacenza	
Numero di impianti	0
Numero complessivo di aerogeneratori	0
Potenza efficiente installata complessiva [MW]	0
Produzione di energia elettrica lorda 2009 [GWh]	0

16.7.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI E REALIZZATI MA NON IN ESERCIZIO

Al settembre 2010, in base ai dati in possesso della Regione Emilia Romagna e a quelli comunicati dalla Provincia di Piacenza, si segnala la presenza sul territorio piacentino di un impianto, autorizzato e realizzato, ma attualmente non in esercizio:

- Impianto eolico "Sermase": localizzato presso il Comune di farini, è stato realizzato dalla "Oppimitti costruzioni Srl".

Il progetto dell'impianto è stato presentato nel 2005; la procedura di VIA provinciale è stata avviata nell'agosto 2007 e successivamente approvata. La realizzazione dell'impianto si è conclusa nel 2009.

L'impianto è costituito da un singolo aerogeneratore tripala, di potenza nominale pari a 600 kW; al momento l'impianto non risulta in funzione o quantomeno connesso alla rete (al 31/12/2009) non aveva prodotto energia elettrica.

Il riassunto della situazione relativa agli impianti realizzati ma non in esercizio sul territorio della Provincia di Piacenza è riportata nella Tabella seguente:

Impianti eolici realizzati ma non in esercizio nella Provincia di Piacenza	
Numero di impianti	1
Numero complessivo di aerogeneratori	1
Potenza efficiente installata complessiva [MW]	0,6
Produzione stimata di energia elettrica lorda 2009 [GWh]	0

16.7.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Sulla base della documentazione inviata dalla Provincia di Piacenza e dai Comuni del territorio, risulta che siano diversi, invece, gli impianti attualmente sottoposti a procedura di valutazione e autorizzazione sul territorio piacentino; due di questi impianti sono stati sottoposti a procedura di VIA provinciale e, successivamente, regionale:

- Impianto eolico “Pennula”: localizzato in un’area afferente al Comune di Farini, dovrebbe essere realizzato dalla “Oppimitti Costruzioni”.
Il progetto è stato presentato nel 2006, la procedura di VIA provinciale si è chiusa positivamente nel luglio 2009 e attualmente l’impianto starebbe attraversando la fase di VIA regionale (fonte: “viadalvento.org”).
L’installazione dovrebbe essere costituita da due aerogeneratori di potenza nominale pari a 550 kW ciascuno, per una potenza installata pari a 1,1 MW.
- Parco eolico “Lavezzera”: localizzato in un’area afferente al Comune di Ferriere, dovrebbe essere realizzato dalla società “Fonteolica Srl”.
Il progetto è stato presentato tra 2007 e 2008, nel 2009 si è avviata la procedura di VIA regionale e, nel febbraio 2010, anche la procedura di VIA provinciale.
L’impianto dovrebbe essere costituito da sei aerogeneratori di potenza nominale pari a 2 MW ciascuno, per una potenza installata complessiva pari a 12 MW.

Un impianto è stato invece sottoposto solo a procedura di VIA regionale:

- Impianto eolico “Passo Pianazze”: localizzato in un’area afferente al comune di Farini, dovrebbe essere realizzato dalla “Oppimitti Costruzioni”.
Il progetto è stato presentato nel 2007, la procedura di VIA regionale è stata avviata nel settembre 2009 ed è attualmente in corso.
L’installazione dovrebbe essere costituita da due aerogeneratori di potenza nominale pari a 550 kW ciascuno, per una potenza totale installata pari a 1,1 MW.

Il riassunto della situazione è riportato nella Tabella seguente:

Impianti eolici in corso di valutazione nella Provincia di Piacenza	
Numero di impianti	3
Numero complessivo di aerogeneratori	10
Potenza efficiente installabile complessiva [MW]	14,2

16.7.4 - IMPIANTI NON AUTORIZZATI

Dall'analisi dei dati e della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna e di quella inviata dalla Provincia di Piacenza e dai suoi Comuni, non risultano impianti eolici non autorizzati negli ultimi anni sul territorio piacentino.

Il riassunto della situazione relativa agli impianti eolici non autorizzati sul territorio della Provincia di Piacenza è riportata nella Tabella seguente:

Impianti eolici non autorizzati nella Provincia di Piacenza	
Numero di impianti	0
Numero complessivo di aerogeneratori	0
Potenza efficiente installabile complessiva [MW]	0

Sulla base dei dati e della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna, nonché di quella trasmessa dalla Provincia di Piacenza e dai Comuni ad essa afferenti, si può stimare il dato relativo all'andamento nel tempo –in particolare negli ultimi 5 anni- dei MW di potenza installabile da tecnologia eolica (sul territorio della Provincia di Piacenza) presentati a valutazione presso gli enti competenti.

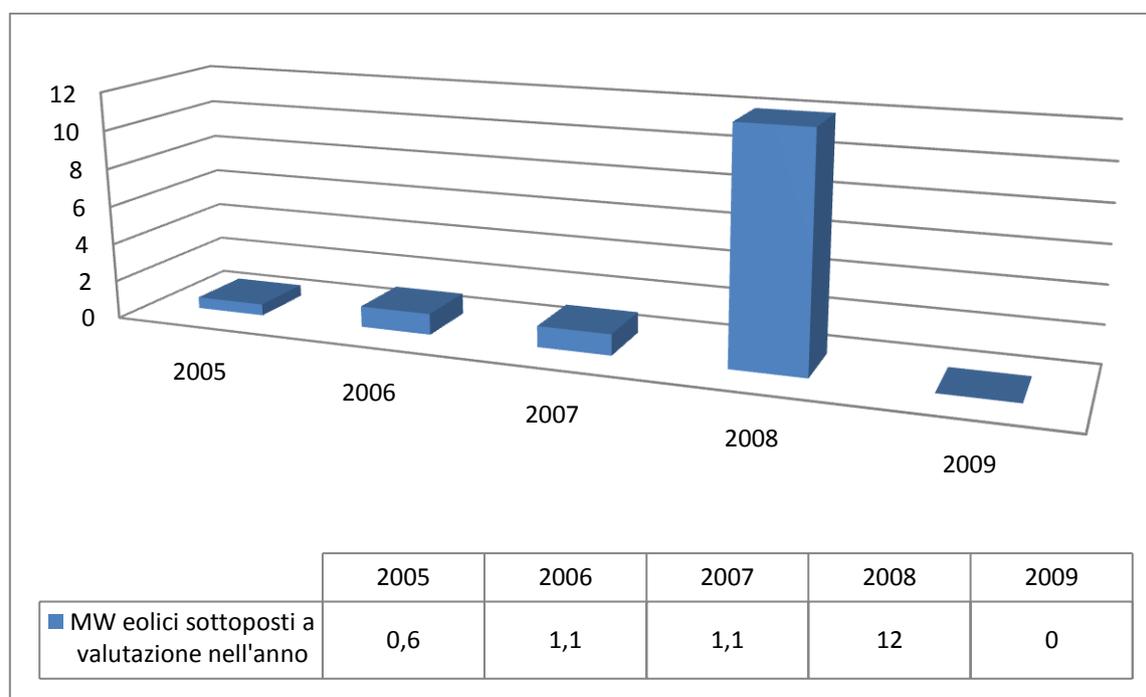


Figura 16.5: MW_e sottoposti a valutazione nel periodo 2003-2009 sul territorio di Parma

16.8 - PROVINCIA DI RAVENNA

16.8.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Al settembre 2010, in base ai dati e alla documentazione in possesso della Regione Emilia-Romagna, di quelli trasmessi dalla Provincia di Ravenna e dai Comuni afferenti, e di quelli pubblicati dal GSE (“L’eolico 2008”) e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), non risultano impianti in esercizio sul territorio.

Il riassunto della situazione relativa agli impianti eolici in esercizio sul territorio della Provincia di Ravenna è riportato nella Tabella seguente:

Impianti eolici in esercizio nella Provincia di Ravenna	
Numero di impianti	0
Numero complessivo di aerogeneratori	0
Potenza efficiente installata complessiva [MW]	0
Produzione stimata di energia elettrica lorda 2009 [GWh]	0

16.8.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI E NON IN ESERCIZIO

A settembre 2010, dall'analisi degli atti trasmessi dalla Provincia di Parma e dai Comuni afferenti, oltre che da quelli in possesso della Regione Emilia Romagna, si individua la presenza di due impianti eolico già autorizzati, ma non ancora realizzati (o meglio, attualmente in fase di realizzazione):

- Parco eolico "Monte Romano": localizzato in un'area afferente al Comune di Brisighella, dovrebbe essere realizzato dalla "Abaco Energia Pulita". L'installazione è stata sottoposta nel 2006 a procedura di screening da parte della Provincia di Ravenna, e nell'aprile 2007 è risultato che l'impianto potesse essere realizzato senza bisogno della procedura di VIA provinciale. Dovrebbe essere costituita di tre aerogeneratori, per una potenza complessiva installata pari a 2,5 MW.
- Impianto eolico "Parco Canè": localizzato in un'area afferente al Comune di Brisighella, dovrebbe essere realizzato dalla "Abaco Energia Pulita". L'impianto dovrebbe essere costituito da un singolo mini-generatore di potenza nominale pari a 3 kW. Al momento, stando ai dati comunicati dalla Provincia di Ravenna, risulta ancora in costruzione.

Il riassunto della situazione relativa agli impianti eolici autorizzati e non ancora realizzati sul territorio della Provincia di Ravenna è riportato nella Tabella seguente:

Impianti eolici autorizzati e non ancora realizzati nella Provincia di Ravenna	
Numero di impianti	2
Numero complessivo di aerogeneratori	4
Potenza efficiente installabile complessiva [MW]	2,503

15.8.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Sulla base dell'analisi della documentazione inviata dalla Provincia di Ravenna e dai Comuni del territorio, risulta siano diversi gli impianti attualmente sottoposti a procedura di valutazione e autorizzazione sul territorio della Provincia di Ravenna, tutti sottoposti solo a procedura di VIA provinciale, per via delle loro ridotte dimensioni:

- Parco eolico "Casola Valsenio": localizzato in un'area (suddivisa in quattro località diverse) afferente al Comune di Casola Valsenio, dovrebbe essere realizzato dalla "Senio Energia".
Attualmente il progetto sta attraversando la fase di VIA provinciale, dopo avere ricevuto pareri positivi dal Comune.
L'installazione dovrebbe essere costituita da quattro aerogeneratori di potenza nominale pari a 200 kW ciascuno, per una potenza totale installata pari a 0,8 MW.
- Impianto eolico "Brisighella": localizzato in un'area afferente al Comune di Brisighella, dovrebbe essere realizzato dalla società "Pederzoli Srl".
Il progetto è stato sottoposto alla procedura di VIA provinciale nel 2009.
L'impianto dovrebbe essere costituito da tre mini-aerogeneratori di potenza nominale pari a 6 kW ciascuno, per una potenza istallata complessiva pari a 18 kW.
- Impianto eolico "San Cassiano": localizzato in un'area afferente al Comune di San Cassiano, dovrebbe essere realizzato dalla ditta "Naldoni".
Il progetto è stato sottoposto alla procedura di VIA provinciale nel 2009.
L'impianto dovrebbe essere costituito da due aerogeneratori di potenza nominale pari a 6 kW, per una potenza complessiva installata di 12 kW.

Il riassunto della situazione relativa agli impianti eolici in corso di valutazione sul territorio della Provincia di Ravenna è riportata nella Tabella seguente:

Impianti eolici in corso di valutazione nella Provincia di Ravenna	
Numero di impianti	3
Numero complessivo di aerogeneratori	9
Potenza efficiente installabile complessiva [MW]	0,83

16.8.4 - IMPIANTI NON AUTORIZZATI

Dall'analisi dei dati e della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna e di quella inviata dalla Provincia di Ravenna e dai suoi Comuni, non risultano impianti eolici non autorizzati negli ultimi anni sul territorio ravennate.

Il riassunto degli impianti eolici non autorizzati sul territorio della Provincia di Ravenna è riportato nella Tabella seguente:

Impianti eolici non autorizzati nella Provincia di Ravenna	
Numero di impianti	0
Numero complessivo di aerogeneratori	0
Potenza efficiente installabile complessiva [MW]	0

Sulla base dei dati e della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna, nonché di quella trasmessa dalla Provincia di Ravenna e dai Comuni ad essa afferenti, si può stimare in linea di massima il dato relativo all'andamento nel tempo –in particolare negli ultimi 5 anni- dei MW di potenza installabile da tecnologia eolica (sul territorio della Provincia di Ravenna) presentati a valutazione presso gli enti competenti.

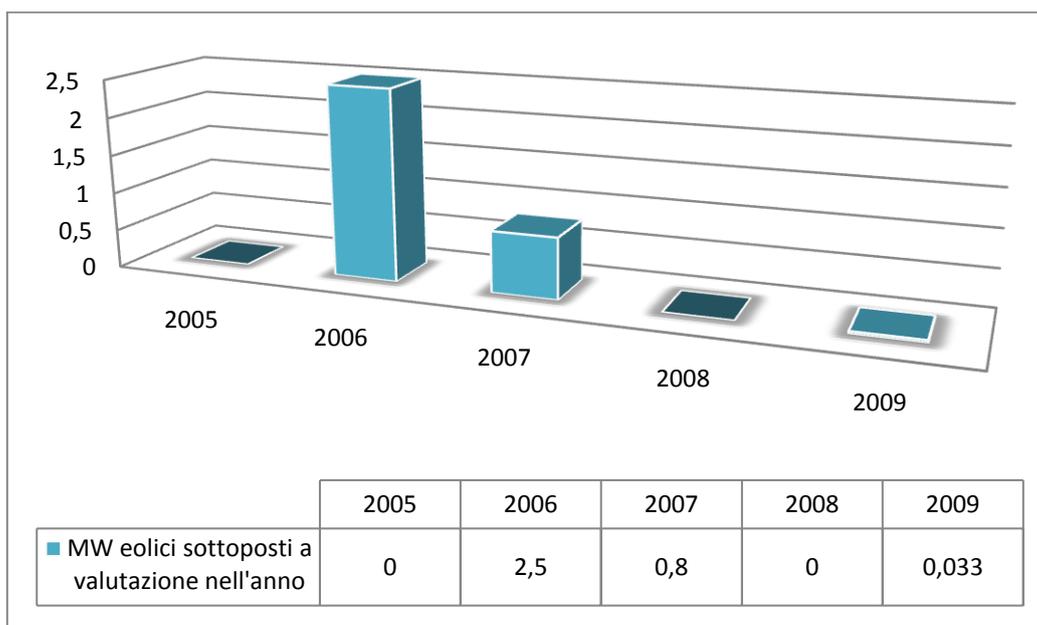


Figura 16.6: MW_e sottoposti a valutazione nel periodo 2005-2009 sul territorio di Ravenna

16.9 - PROVINCIA DI REGGIO EMILIA

16.9.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Al settembre 2010, in base ai dati trasmessi dalla Provincia di Reggio Emilia e dai Comuni del territorio, oltre che sulla base di quelli pubblicati dal GSE (“L’eolico 2008”) e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), risulta un impianto eolico in esercizio sul territorio della Provincia di Reggio Emilia, di piccola potenza (0,1 MW) e dalla ridotta produzione di energia elettrica (stimata in circa 0,6 GWh/anno), ma connesso alla rete e in funzione.

Nella Tabella seguente sono riassunti i dati relativi agli impianti eolici in esercizio sul territorio della Provincia di Reggio Emilia:

Impianti eolici in esercizio nella Provincia di Reggio Emilia	
Numero di impianti	1
Numero complessivo di aerogeneratori	1 (?)
Potenza efficiente installata complessiva [MW]	0,1
Produzione stimata di energia elettrica lorda 2009 [GWh]	~ 0,6

16.9.2 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

In base ai dati in possesso della Regione Emilia-Romagna e a quelli comunicati dalla Provincia di Reggio Emilia e dai Comuni ad essa afferenti, non risultano richieste di autorizzazione o di valutazione ambientale in corso, relative al territorio reggiano.

Non risultano neanche impianti già autorizzati e non realizzati, o impianti realizzati ma non in esercizio.

Il riassunto della situazione degli impianti eolici in esercizio nella Provincia di Reggio Emilia è riportata nella Tabella seguente:

Impianti eolici in corso di valutazione nella Provincia di Reggio Emilia	
Numero di impianti	0
Numero complessivo di aerogeneratori	0
Potenza efficiente installabile complessiva [MW]	0

16.9.3 - IMPIANTI NON AUTORIZZATI

Dall'analisi dei dati e della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna e di quella inviata dalla Provincia di Reggio Emilia e dai suoi Comuni, risulta un solo impianto eolico non autorizzato negli ultimi anni sul territorio reggiano:

- Centrale eolica "Monte Asinara": localizzata in un'area a ridosso del confine tra Emilia e Toscana, avrebbe dovuto essere parzialmente edificata sul territorio del Comune di Ligonchio (e principalmente sul territorio del Comune di Sillano, Provincia di Lucca, Regione Toscana, in particolare nel tratto di crinale tra il Monte Asinara e il Monte Sillano), la ditta costruttrice avrebbe dovuto essere la "SETA Srl".

Il progetto è stato presentato nel 2002, nel 2003 è stato sottoposto a procedura di VIA inter-regionale; in realtà la Regione Emilia-Romagna, nel marzo 2004, si è limitata ad esprimere un "parere" negativo; la procedura di VIA si è poi conclusa negativamente l'anno dopo, per mano della Regione Toscana (il territorio era sede di ritrovamenti di natura archeologica, oltre che sito protetto).

L'impianto avrebbe dovuto essere costituito da sette aerogeneratori di potenza nominale pari a 0,65 MW ciascuno, per una potenza complessiva installata di 4,6 MW.

Il riassunto della situazione relativa agli impianti eolici non autorizzati sul territorio della Provincia di Reggio Emilia è riportato nella Tabella seguente:

Impianti eolici non autorizzati nella Provincia di Reggio Emilia	
Numero di impianti	1
Numero complessivo di aerogeneratori	7
Potenza efficiente installabile complessiva [MW]	4,6

16.10 - PROVINCIA DI RIMINI

16.10.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Al settembre 2010, in base ai dati e alla documentazione in possesso della Regione Emilia-Romagna, di quelli trasmessi dalla Provincia di Rimini e dai Comuni afferenti e dei dati pubblicati dal GSE (“L’eolico 2008”) e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), non risultano impianti in esercizio sul territorio.

Il riassunto della situazione degli impianti eolici in esercizio nella Provincia di Rimini è riportata nella Tabella seguente:

Impianti eolici in esercizio nella Provincia di Rimini	
Numero di impianti	0
Numero complessivo di aerogeneratori	0
Potenza efficiente installata complessiva [MW]	0
Produzione stimata di energia elettrica lorda 2009 [GWh]	0

16.10.2 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Al momento risulta un solo impianto in fase di valutazione da parte delle autorità competenti, sul territorio della provincia di Rimini; tale impianto, di grandi dimensioni, andrebbe in realtà a coinvolgere un'area a cavallo del confine tra Emilia Romagna, Marche (specialmente dopo il passaggio alla Regione Emilia Romagna di alcuni Comuni precedentemente nel territorio marchigiano, e in particolare di Casteldelci) e Toscana (Comune di Badia Tedalda, Provincia di Arezzo), motivo per cui le valutazioni sono state numerose, essendosi succedute procedure autorizzative prima Comunali, quindi Provinciali, poi Regionali e infine inter-Regionali:

- Parco eolico "Faggeto/Poggio Tre Vescovi": localizzato in un'estesa area che comprende la Toscana (Comune di Badia Tedalda, Provincia di Arezzo), l'Emilia Romagna (il Comune di Verghereto) e le Marche (il territorio del Comune di Casteldelci, ora passato, in seguito ad un referendum popolare, alla Regione Emilia Romagna). L'impianto dovrebbe essere realizzato dalle ditte Lanus Srl e GEO Italia.

Il progetto di realizzazione del parco eolico è partito nel 2005, con il Piano Energetico Ambientale Regionale (PEAR) della Regione Marche, poi "corretto" tra 2006 e 2007 dalla giunta regionale, infine "concretizzato" in un bando pubblico per la realizzazione del parco eolico stesso, emesso dal Comune di Casteldelci nel febbraio 2009.

Dal punto di vista autorizzativo, il progetto presentato dalle ditte vincitrici dell'appalto è stato presentato ed approvato dal Comune di Casteldelci nel giugno 2010, mentre è anche partita la procedura di "scoping VIA" inter-regionale (l'ente responsabile è comunque la Regione Emilia Romagna, Regione Toscana e Regione Marche dovranno solo esprimere un parere).

Il parco eolico nel complesso dovrebbe raggiungere una potenza installata pari a 120 MW; la potenza installata relativa alla Regione Emilia Romagna (è questa cifra quella che sarà tenuta in conto nel seguito), però, dovrebbe essere pari a 40 MW, realizzata mediante l'installazione di 13 aerogeneratori di potenza nominale unitaria pari a 3 MW.

Il riassunto della situazione è riportata nella Tabella seguente:

Impianti eolici in corso di valutazione nella Provincia di Rimini	
Numero di impianti	1
Numero complessivo di aerogeneratori	13
Potenza efficiente installabile complessiva [MW]	40

16.10.3 - IMPIANTI NON AUTORIZZATI

Non si segnalano impianti presi in considerazione dagli Enti preposti e non autorizzati, nel corso degli ultimi anni, sul territorio della Provincia di Rimini.

Il riassunto della situazione relativa agli impianti eolici non autorizzati sulla Provincia di Rimini è riportata nella Tabella seguente:

Impianti eolici non autorizzati nella Provincia di Rimini	
Numero di impianti	0
Numero complessivo di aerogeneratori	0
Potenza efficiente installabile complessiva [MW]	0

16.11 - STATO ATTUALE COMPLESSIVO DELL'EOLICO IN EMILIA-ROMAGNA

16.11.1 - PARCO EOLICO ATTUALMENTE INSTALLATO

Sintetizzando i dati finora considerati (provenienti, come detto, dagli enti –Regione Emilia Romagna, Province e Comuni- e dal GSE), risultano dunque in funzione tre impianti eolici sul territorio regionale, per un totale di 27 aerogeneratori, con una potenza installata complessiva pari a 16,3 MW e una produzione di energia elettrica pari –nell'anno 2009- a 20,6 GWh (vedi “Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - 2009”, Terna, 2010), con una media di 1280 ore di funzionamento all'anno circa (a fronte di una media italiana di 1478 h/anno).

Impianti eolici in esercizio nella Regione Emilia Romagna	
Numero di impianti	3
Numero complessivo di aerogeneratori	27
Potenza efficiente installata complessiva [MW]	16,3
Produzione stimata di energia elettrica lorda 2009 [GWh]	20,6
Ore di funzionamento medie all'anno [h/anno]	1280

Gli impianti sono distribuiti tra le Province del territorio emiliano romagnolo come da Figura 16.7:

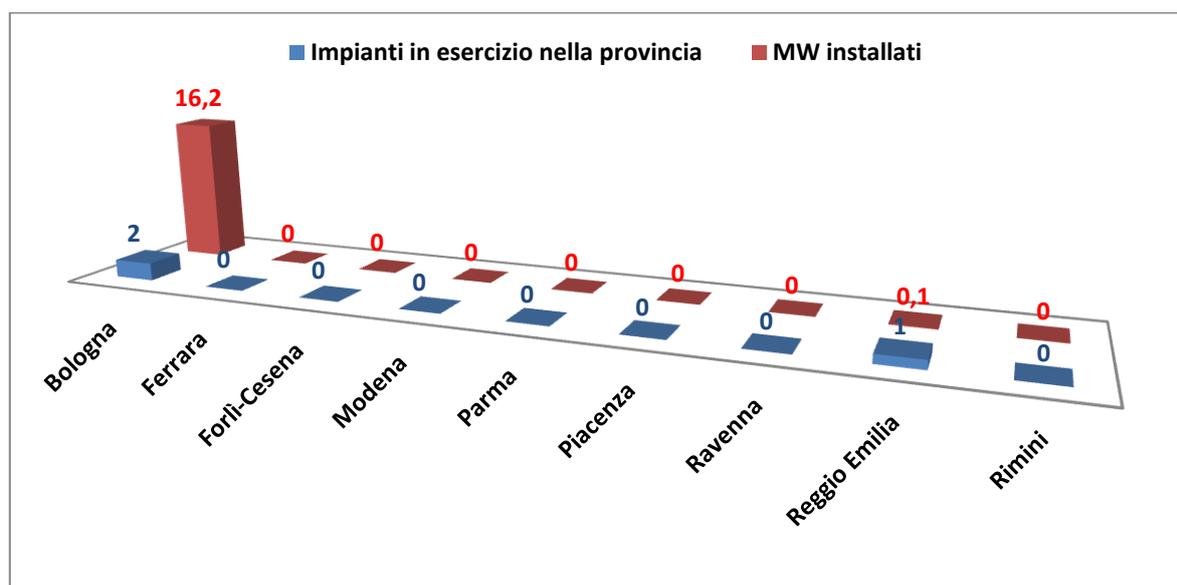


Figura 16.7: distribuzione tra le Province degli impianti eolici in esercizio al 2010

Si nota come la Provincia di Bologna abbia un ruolo assolutamente predominante, con due impianti installati e la quasi totalità della potenza installata funzionante in Regione: tale ripartizione (facendo riferimento alla potenza efficiente lorda eolica installata sul territorio delle varie Province) è evidenziata in Figura 16.8: Bologna copre il 99% della potenza eolica installata sul territorio regionale.

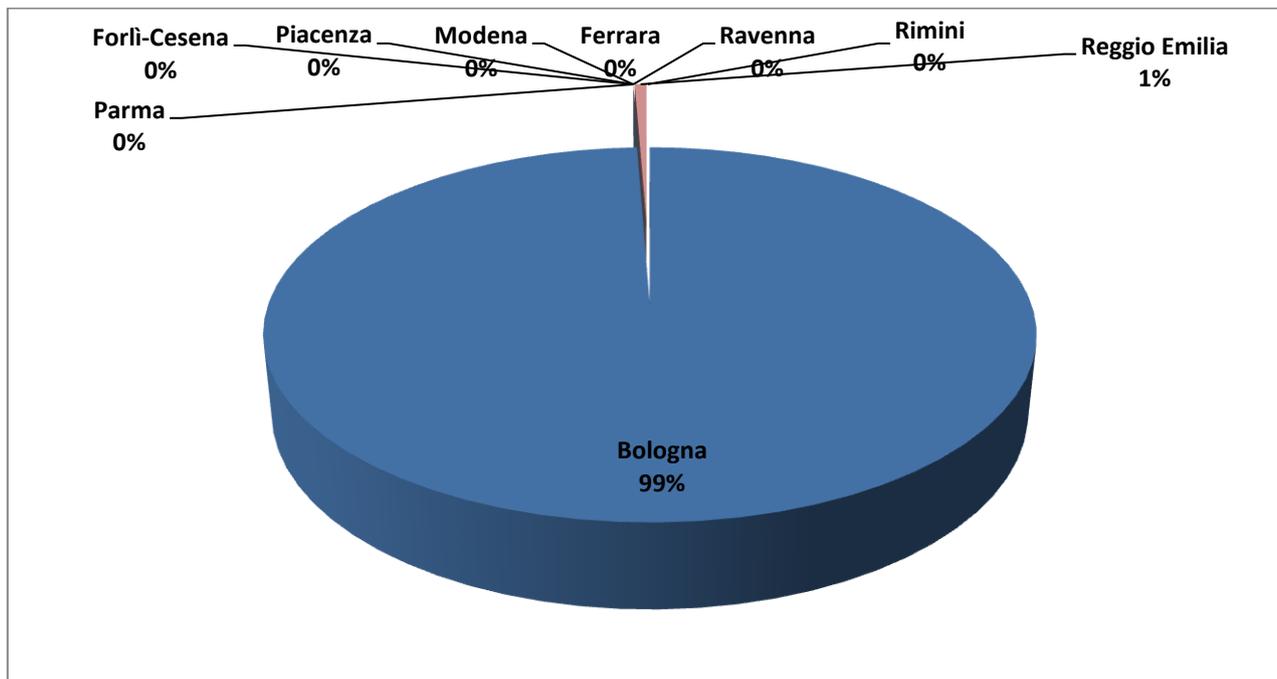


Figura 16.8: distribuzione tra le Province della potenza elettrica installata da fonte eolica al 2010

L'incidenza attuale della produzione di energia elettrica da fonte eolica sul totale della richiesta di energia elettrica per l'Emilia Romagna (stimata, per il 2010, pari a 27674 GWh; fonte Terna, "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia", 2010), risulta dunque essere pari allo 0,074%.

16.11.2 – EVOLUZIONE STORICA DELLO STATO DELLA TECNOLOGIA EOLICA IN EMILIA ROMAGNA

E' possibile quindi visualizzare l'andamento nel tempo del parco eolico in esercizio nella Regione Emilia-Romagna (in termini di impianti funzionanti e di potenza nominale installata, vedi Figura 16.9); per farlo, si confronteranno i dati attuali, ora analizzati, con quelli riportati all'interno del "Piano Energetico Regionale: stato di attuazione e prospettive", redatto dalla Regione Emilia-Romagna nel 2008.

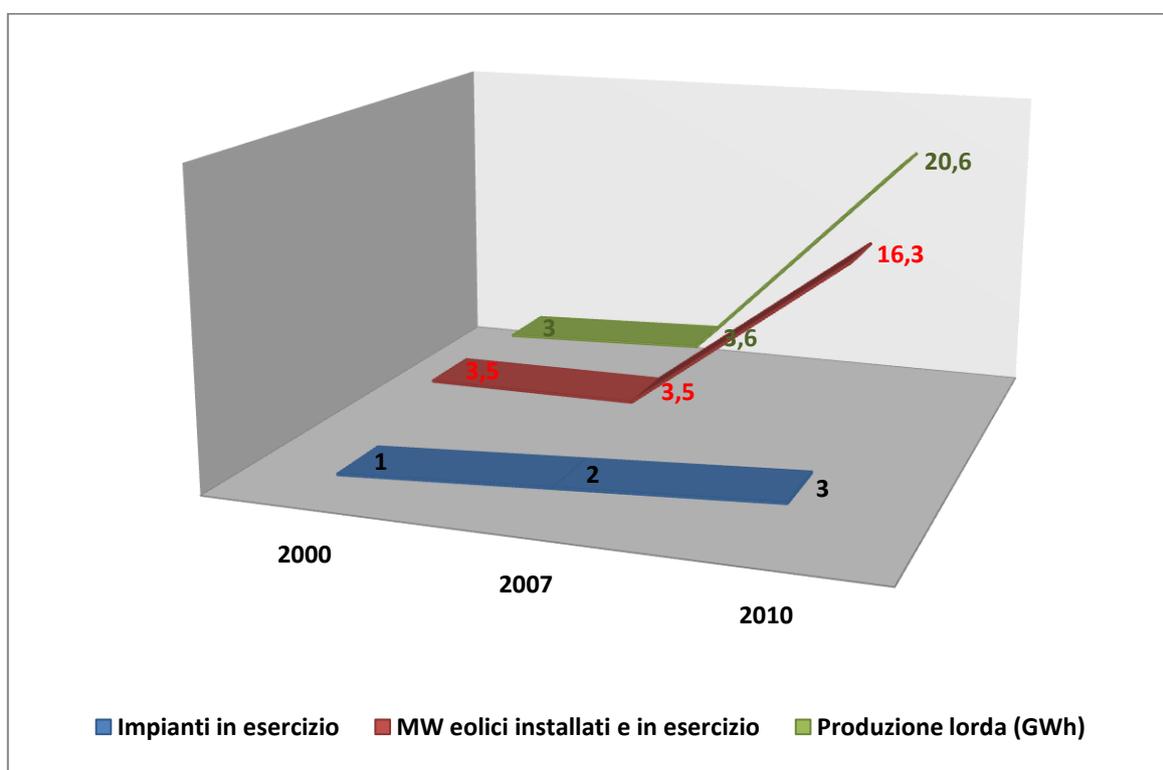


Figura 16.9: evoluzione del parco eolico emiliano romagnolo nel periodo 2000-2010

Si evidenzia soprattutto la crescita del parco eolico nel periodo in esercizio, nel periodo 2007-2010, crescita dovuta principalmente alla realizzazione e all'entrata in funzione del parco eolico di Monterezenio.

Il numero di impianti eolici in esercizio si è quindi triplicato dal 2000 al 2010, anche se il salto reale (in termini di potenza installata e di produzione elettrica lorda stimata) si è avuto dopo il 2007.

Le ore medie di funzionamento del parco eolico in esercizio (definite come media tra i differenti impianti attualmente in funzione in regione e stimate sulla base dei dati inviati dai produttori e dai Comuni del territorio sui quali sono installati questi impianti), attualmente pari a 1280 h/anno, si stima quindi che siano cresciute di circa il 28% rispetto al 2007, quando risultavano essere pari a circa 1000 h/anno (fonte: “Piano Energetico Regionale – Stato di attuazione e prospettive”): tale andamento è riportato in Figura 16.10.

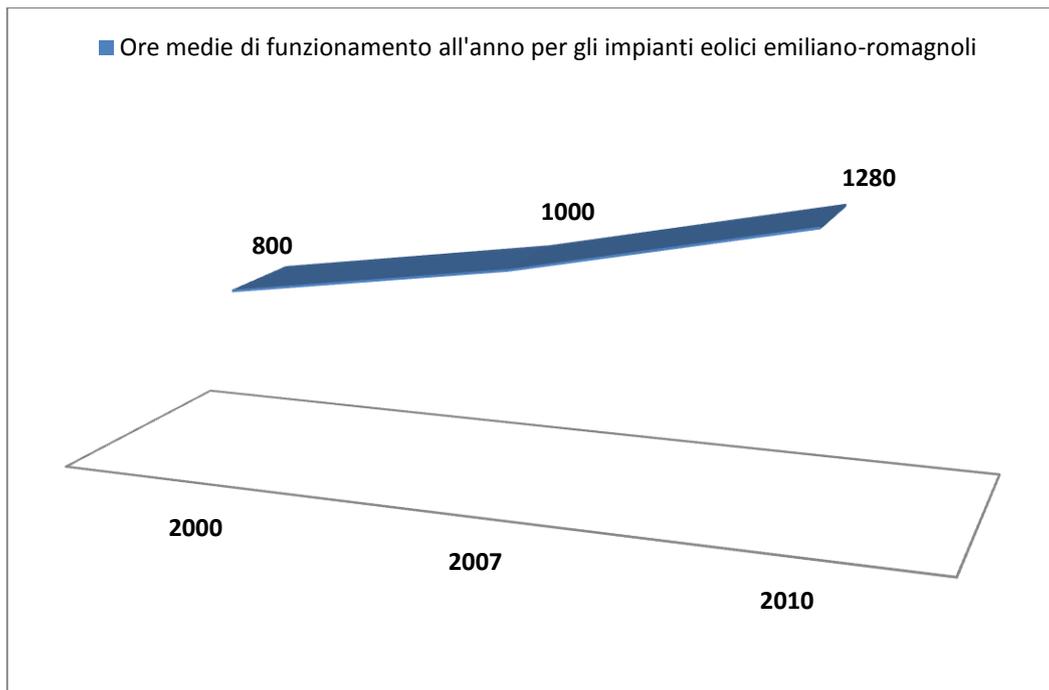


Figura 16.10: evoluzione nel periodo 2000-2010 delle ore medie annue di funzionamento stimate per gli impianti eolici in esercizio in Emilia Romagna

16.11.3 - POTENZIALE EOLICO COMPLESSIVAMENTE INSTALLATO IN REGIONE

Volendo valutare però il potenziale eolico complessivamente installato, al settembre 2010, sul territorio della Regione Emilia Romagna, a questi impianti sopra citati, realizzati e in esercizio, vanno aggiunti altri tre impianti, realizzati ma attualmente non in esercizio per ragioni diverse: nella Tabella seguente c'è il riassunto degli impianti eolici realizzati ma non in esercizio in Regione, stimati sulla base dei dati inviati da Comuni e Province.

Impianti eolici realizzati ma non in esercizio nella Regione Emilia Romagna	
Numero di impianti	3
Numero complessivo di aerogeneratori	4
Potenza efficiente installata complessiva [MW]	1,684
Produzione di energia elettrica lorda 2009 [GWh]	0

Questi impianti realizzati, ma non in esercizio, sono distribuiti (in termini di numero e MW installati) sul territorio come definito dalla Figura 16.11:

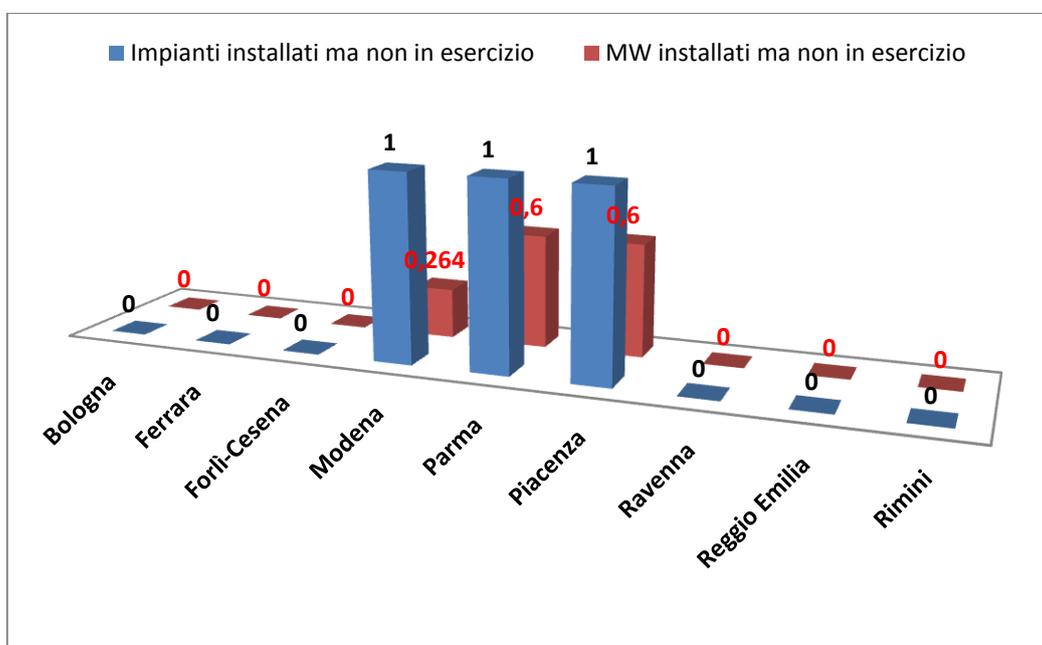


Figura 16.11: distribuzione tra le Province delle installazioni eoliche realizzate ma attualmente non in esercizio

Di conseguenza, è possibile valutare il potenziale eolico (teorico) complessivamente installato sul territorio della Regione Emilia Romagna, come definito dalla Tabella seguente:

Potenziale eolico complessivamente installato nella Regione Emilia Romagna	
Numero di impianti	6
Numero complessivo di aerogeneratori	31
Potenza efficiente installata complessiva [MW]	~ 17,8
Potenziale elettrico stimato producibile [GWh]	~ 22,5

La fotografia del parco eolico complessivamente installato sul territorio regionale, può essere anche analizzata in termini di ripartizione tra le differenti Province: tale quadro è rappresentato in Figura 16.12.

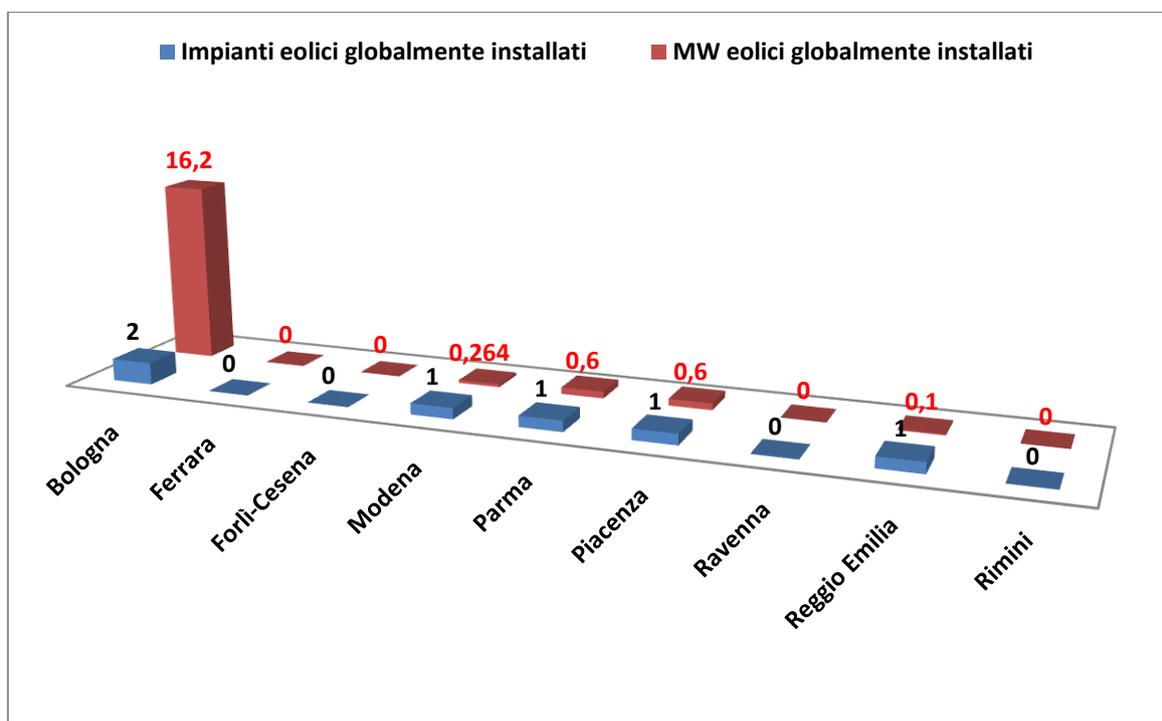


Figura 16.12: ripartizione tra le Province del parco eolico complessivamente installato in Regione

Si evidenzia come la “ripartizione” del parco eolico regionale non si modifichi significativamente, tenendo conto anche di questi impianti (la Provincia di Bologna resta quella leader in termini di potenza installata da fonte eolica): si verifica però la presenza della tecnologia eolica (anche se non in esercizio) anche sul territorio di Province precedentemente non considerate (Modena, Parma e Piacenza).

La nuova ripartizione del potenziale elettrico complessivamente installato sul territorio emiliano-romagnolo (espresso in MW_e), valutato tenendo conto anche di questi impianti non in esercizio, è riassunta in Figura 16.13.

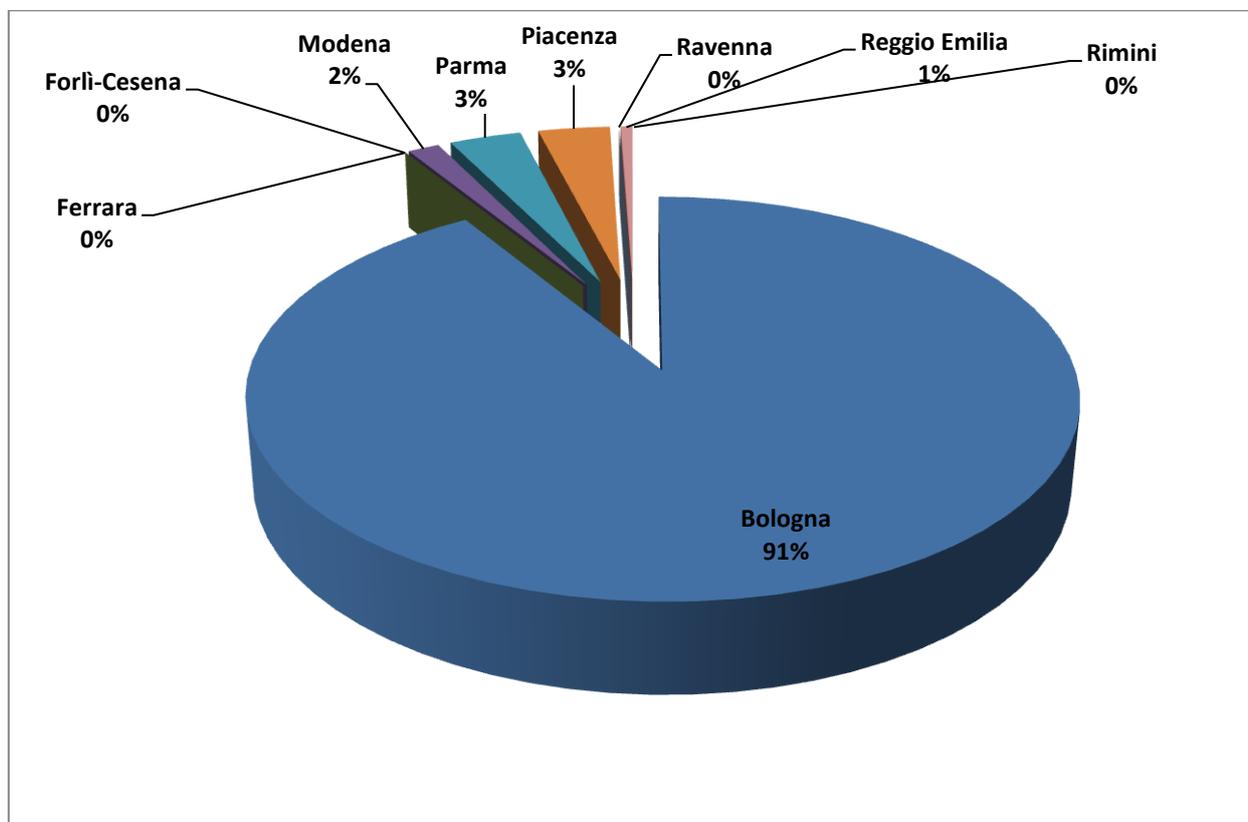


Figura 16.13: ripartizione percentuale tra le Province della potenza elettrica complessivamente installata da fonte eolica in Emilia Romagna

Si evidenzia come la percentuale sul totale della Provincia di Bologna scenda dal 99% (relativa ai soli impianti in esercizio) al 91%, mentre le Province di Modena, Parma e Piacenza, precedentemente ferme allo 0% (nessuno degli impianti eolici installati sul loro territorio è in esercizio), in questa situazione passano rispettivamente al 2%, 3% e 3% della potenza elettrica totale installata in regione.

Il dato relativo al potenziale elettrico producibile da questi impianti non è indicativo, ma è solo una stima realizzata ipotizzando che le installazioni eoliche esistenti ma attualmente non funzionanti siano in grado di lavorare per una media di circa 1200 ore all'anno, come gli impianti già esistenti.

Tenuto conto che l'energia elettrica richiesta prevista per l'anno 2010 è stimata essere pari a 27600 GWh (fonte: elaborazione "Servizio Politiche Energetiche Regione Emilia Romagna", su dati storici pubblicati da GSE e Terna, vedi "Dati statistici dell'energia elettrica in Italia – 2009"), l'incidenza della produzione da parte della tecnologia eolica sul totale risulterebbe diventare pari allo 0,081%.

16.12 - SCENARIO A BREVE TERMINE (2012): GLI IMPIANTI AUTORIZZATI NON ANCORA REALIZZATI

Volendo realizzare una breve analisi a breve termine, però, al potenziale eolico già esistente andrebbe aggiunto anche il potenziale eolico già autorizzato e non ancora realizzato (in fase di realizzazione e quindi, si spera, disponibile entro tempi non eccessivi): questi impianti sono in totale 6, costituiti da 15 aerogeneratori, per una potenza totale installabile pari a 7,218 MW.

Impianti eolici autorizzati e non ancora realizzati nella Regione Emilia Romagna	
Numero di impianti	6
Numero complessivo di aerogeneratori	15
Potenza efficiente installabile complessiva [MW]	7,218

Di seguito (Figura 16.14) è riportata la distribuzione, Provincia per Provincia, degli impianti eolici autorizzati e non ancora realizzati, in termini di numero e di MW.

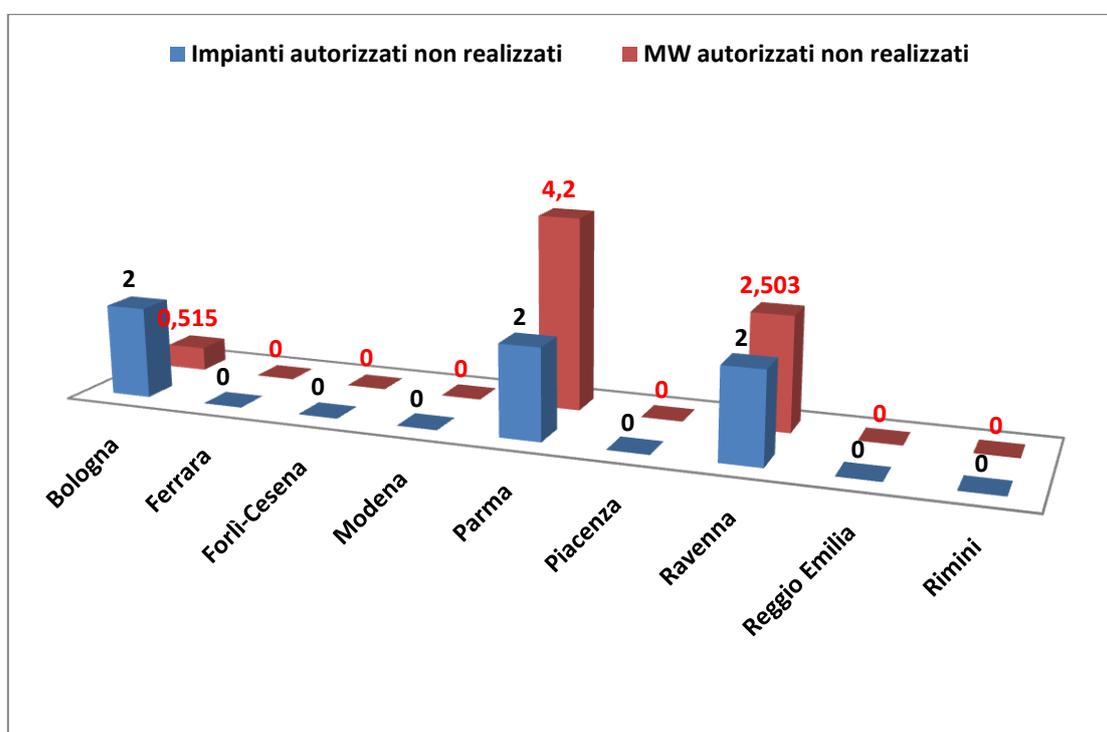


Figura 16.14: distribuzione tra le Province degli impianti autorizzati ma non ancora realizzati in Regione (considerati come nuove installazioni in esercizio al 2012)

Volendo tenere conto anche di questi impianti, che in effetti sono già stati autorizzati e sono in fase di realizzazione (per cui è legittimo pensare che entro non molto tempo si rendano disponibili), il potenziale teorico eolico complessivamente installato sul territorio della Regione Emilia Romagna, entro un lasso di tempo piuttosto ridotto (tenuto conto dell'avanzamento dei lavori, al 2011-2012), potrebbe crescere, in termini di MW installati, addirittura del 40% rispetto alla condizione attuale.

Il numero di impianti presenti sul territorio raddoppierebbe (passando da 6 a 12, quindi con un incremento del 100%) e il numero di aerogeneratori si incrementerebbe del 48% (passando da 31 a 46).

L'energia elettrica prodotta, sempre supponendo uno scenario molto semplificato in cui tutti gli impianti, sia quelli già esistenti, che quelli di nuova –teorica- realizzazione, lavorino sempre per un quantitativo di tempo pari a circa 1280 h/anno, risulterebbe crescere fino a circa 32 GWh prodotti, con un incremento, rispetto alla condizione attuale, del 54,9%

Questo scenario di breve-brevissimo termine, relativo al parco eolico che si installato è riassunto nella Tabella seguente:

Potenziale eolico teoricamente installato nella Regione Emilia Romagna al 2011-2012	
Numero di impianti	12
Numero complessivo di aerogeneratori	46
Potenza efficiente installata complessiva [MW]	~ 25,2
Potenziale elettrico producibile [GWh]	~ 32

16.12.1 - RIPARTIZIONE “TERRITORIALE” DEL POTENZIALE EOLICO AL 2012

La distribuzione di questo potenziale eolico (in termini di numero di impianti e potenza installata), al 2011-12, sul territorio si stima essere quella di Figura 16.15:

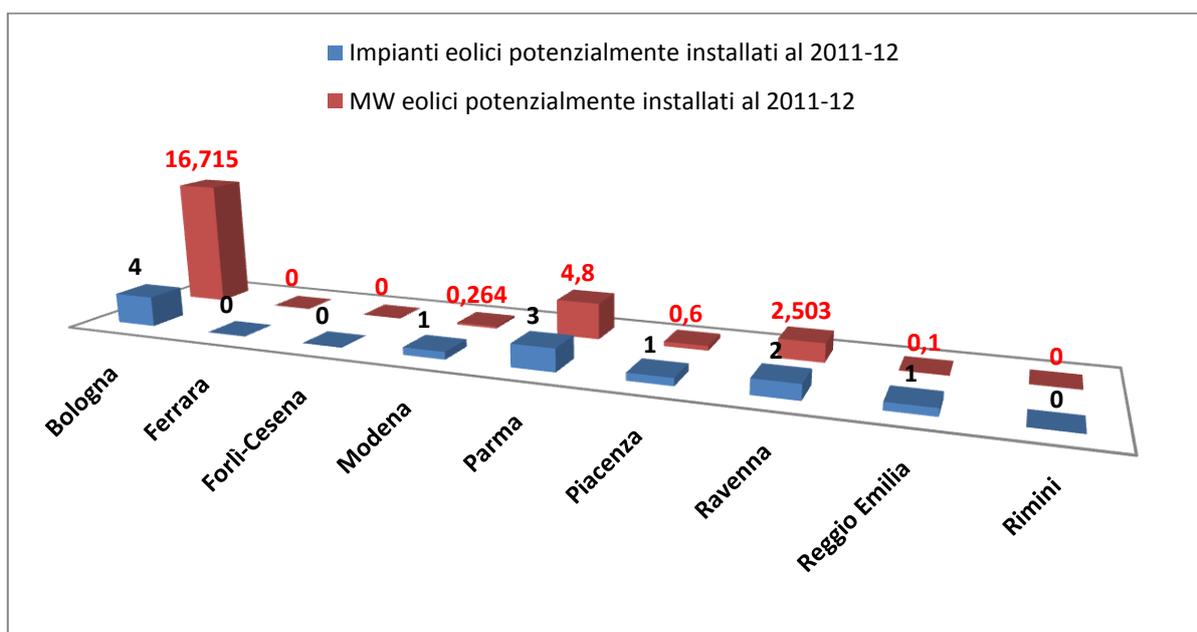


Figura 16.15: distribuzione tra le Province del parco eolico stimato al 2012

In termini di ripartizione percentuale della potenza installata, il parco eolico emiliano romagnolo, complessivamente (compresi impianti installati attualmente non in funzione e impianti ancora da completare), in un’ottica di breve termine, risulterebbe distribuito tra le Province come da Figura 16.16:

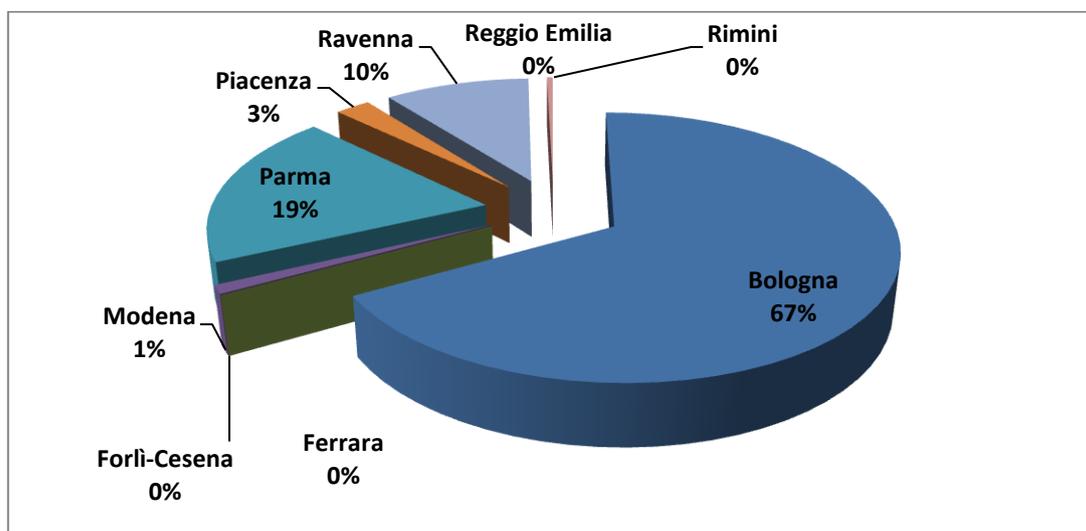


Figura 16.16: ripartizione percentuale tra Province della potenza installata da eolico

16.12.2 - EVOLUZIONE AL 2012 DEL PARCO EOLICO EMILIANO ROMAGNOLO E CONFRONTO STORICO

Si può quindi riportare (Figura 16.17) l'andamento –stimato in linea di massima- nel tempo (2000-2010) delle caratteristiche (numero di impianti, MW installati e produzione lorda) del parco eolico emiliano-romagnolo in funzione del tempo, nel periodo 2000-2012, tenendo conto dei dati “storici” del Piano Energetico Regionale e ipotizzando, per il 2012, lo scenario in cui tutti gli impianti realizzati siano in esercizio e quelli già autorizzati vengano realizzati.

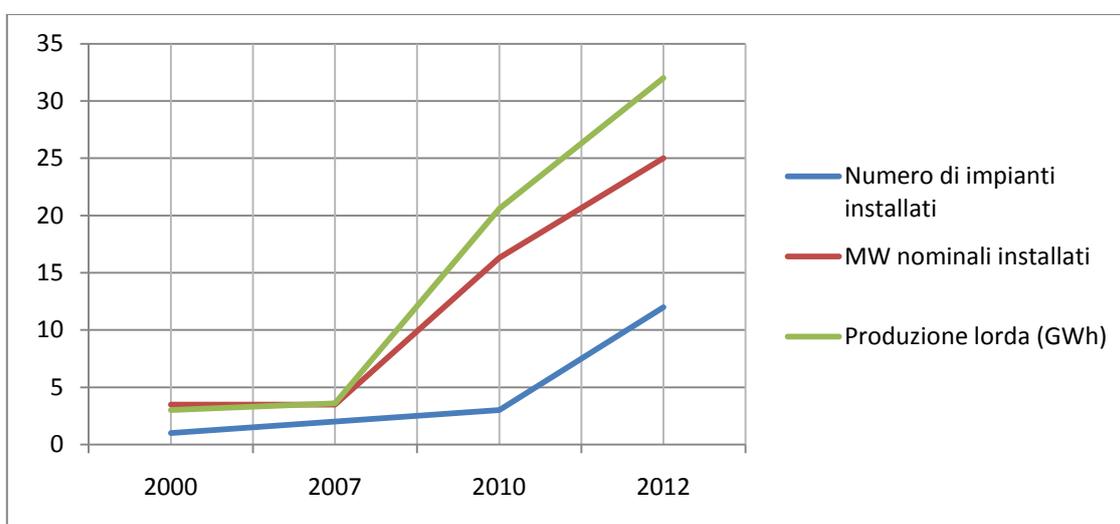


Figura 16.17: evoluzione del parco eolico emiliano-romagnolo nel periodo 2000-2012

Volendo tenere conto anche di questi impianti, che in effetti sono già stati autorizzati e sono in fase di realizzazione (per cui è legittimo pensare che entro non molto tempo si rendano disponibili), il potenziale teorico eolico complessivamente installato sul territorio della Regione Emilia Romagna, entro un lasso di tempo piuttosto ridotto (tenuto conto dell'avanzamento dei lavori, al 2011-2012), potrebbe crescere, in termini di MW installati, addirittura del 40% rispetto alla condizione attuale.

Il numero di impianti presenti sul territorio raddoppierebbe (passando da 6 a 12, quindi con un incremento del 100%) e il numero di aerogeneratori si incrementerebbe del 48% (passando da 31 a 46).

L'energia elettrica prodotta, sempre supponendo uno scenario molto semplificato in cui tutti gli impianti, sia quelli già esistenti, che quelli di nuova –teorica- realizzazione, lavorino sempre per un quantitativo di tempo pari a circa 1280 h/anno, risulterebbe crescere fino a quasi 32 GWh prodotti, con un incremento, rispetto alla condizione attuale, del 54,9%

16.13 - SCENARIO A MEDIO TERMINE: GLI IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Al Settembre 2010, inoltre, sono in corso di valutazione molti impianti e parchi eolici sul territorio emiliano-romagnolo: complessivamente si stimano (in base ai dati trasmessi dalle Province e dai Comuni) essere 19 i progetti sottoposti a Valutazione di Impatto Ambientale (Provinciale, Regionale o inter-Regionale), per totali 166 nuovi aerogeneratori, corrispondenti a circa 311 MW_e di nuova potenza elettrica installabile da eolico: tali dati sono riassunti nella Tabella seguente.

Impianti eolici in corso di valutazione nella Regione Emilia Romagna	
Numero di impianti	19
Numero complessivo di aerogeneratori	~ 166
Potenza efficiente installabile complessiva [MW]	~ 311

Questi progetti in fase di valutazione risultano distribuiti sul territorio come da Figura 16.18:

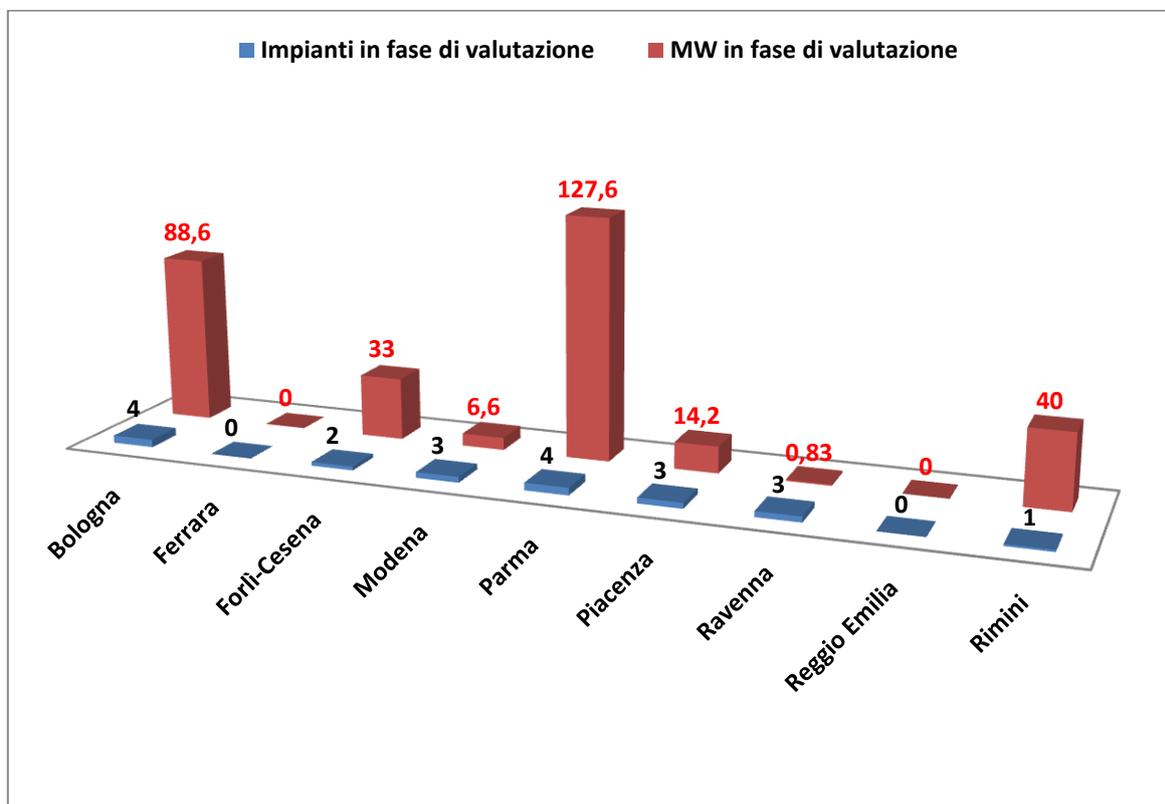


Figura 16.18: distribuzione tra le Province degli impianti in fase di valutazione

La distribuzione percentuale tra le varie Province dei MW_e attualmente in fase di valutazione –sul totale dei 311 MW complessivamente considerati sul territorio emiliano-romagnolo- è riportata in Figura 16.19.

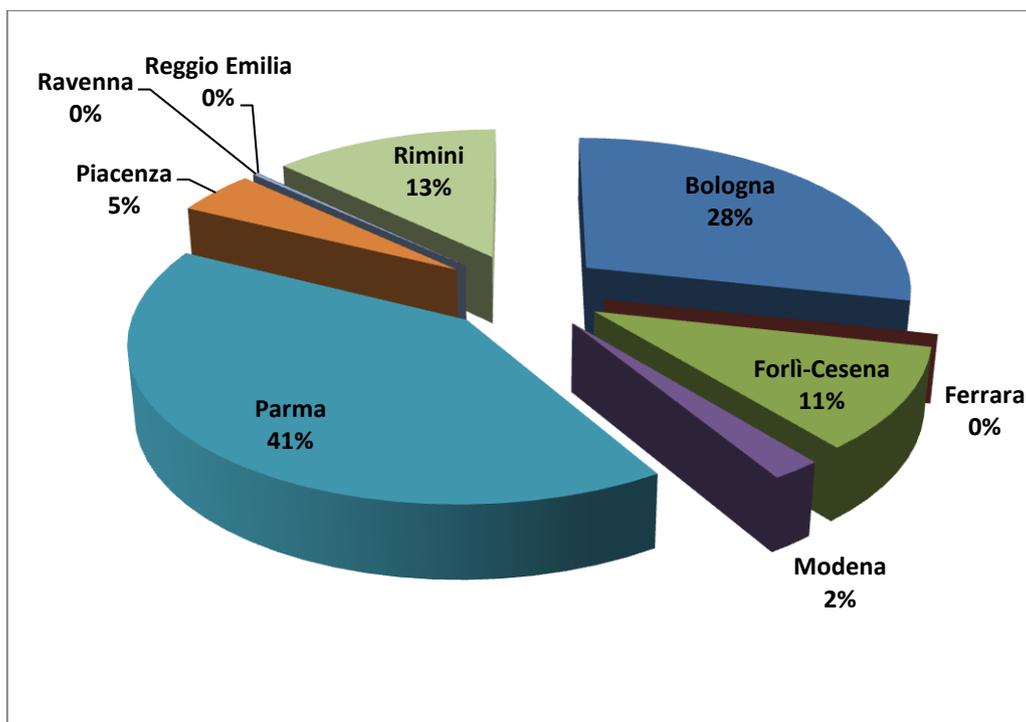


Figura 16.19: ripartizione percentuale tra le Province della potenza elettrica da eolico in fase di valutazione

Si nota come la Provincia di Parma giochi un ruolo di primaria importanza nel potenziale sviluppo del parco eolico regionale, coprendo –con i progetti attualmente in fase di valutazione sul suo territorio- quasi la metà del totale eolico potenzialmente installabile in futuro.

Buona parte di questi nuovi progetti eolici attualmente sottoposti a valutazioni da parte degli enti preposti, però, sono di dimensioni rilevanti: ciò fa sì che si moltiplichino le cautele, di natura burocratica, amministrativa e procedurale, prima di raggiungere l'eventuale concessione delle autorizzazioni.

Questo si traduce nel fatto che quindi i tempi connessi alle valutazioni di tali impianti tendono viepiù ad allungarsi; anche nel caso di autorizzazione concessa, quindi, queste installazioni faranno parte del parco eolico emiliano romagnolo solo in tempi relativamente lunghi (5 anni o più), ergo potranno essere considerate solo in un'ottica di medio termine.

Tenuto anche conto delle sempre più stringenti normative a carattere ambientale, nonché della percezione sociale non positiva della tecnologia eolica (che porta le

comunità locali a schierarsi decisamente contro grandi progetti eolici che vedano coinvolto il loro territorio, come nel caso di Casteldelci o Monte dei Cucchi), è quindi presumibile che diversi di questi impianti non saranno mai realizzati, in seguito a valutazioni di VIA negativa o in seguito ad un allungamento dei tempi autorizzativi tale da rendere anti-economico o inattuale (per via di mutate condizioni di natura economica, tecnologica, sociale) un progetto presentato anni prima.

IPOSTESI DI REALIZZAZIONE AL 100%

Nell'ipotesi –assolutamente teorica e presumibilmente piuttosto lontana dalla realtà– di risposte di VIA positiva per tutti gli impianti attualmente in fase di valutazione, il parco eolico emiliano romagnolo subirebbe, in un'ottica di medio termine, un incremento notevolissimo, passando dagli attuali 22,5 MW installati, a 333,5 MW, quindi con una crescita percentuale –nel lasso di tempo complessivo– del 1471%.

Il numero degli impianti crescerebbe da 6 a 25 (+316%), quello degli aerogeneratori da 31 a 197 (+535%).

La stima sulla producibilità elettrica è ovviamente azzardata, perché coinvolge un numero di fattori estremamente mutabili: tecnologici (le caratteristiche degli impianti potrebbero/dovrebbero legittimamente incrementarsi nel corso dei prossimi anni, quindi le ore di funzionamento potrebbero crescere rispetto alle attuali 1000/1200), climatici, congiunturali, ecc.

Con grande approssimazione, stimando ancora una media di funzionamento degli aerogeneratori pari a circa 1300 h/anno (mediando tra l'incremento dovuto alle migliorie tecnologiche e la riduzione legata ai possibili problemi di funzionamento degli impianti più vecchi), si otterrebbe una producibilità pari a circa 450 GWh di energia elettrica.

Parco eolico emiliano-romagnolo per Scenario di lungo termine (realizzazione al 100%)	
Numero di impianti	25
Numero complessivo di aerogeneratori	~197
Potenza efficiente installabile complessiva [MW]	~ 333,5
Producibilità elettrica teorica stimata [GWh]	~450

Il parco eolico emiliano romagnolo risulterebbe così diventare uno dei più importanti dell'intero panorama nazionale, in seguito all'eventuale autorizzazione e realizzazione di queste installazioni.

L'ipotetica distribuzione di tale parco eolico tra le differenti Province della Regione è indicata in Figura 16.20; si nota che, qualora si realizzasse un simile scenario, la Provincia di Parma assumerebbe un ruolo leader nella tecnologia eolica sul territorio emiliano-romagnolo.

Da sottolineare anche le crescite importanti nelle Province di Bologna, Rimini, Forlì-Cesena e, parzialmente, Piacenza.

Va notato che anche in questo quadro "ottimistico", la Provincia di Ferrara continuerebbe a restare priva della tecnologia eolica (l'unica in Regione), e le Province di Reggio Emilia e Ravenna manterrebbero comunque una capacità installata molto ridotta.

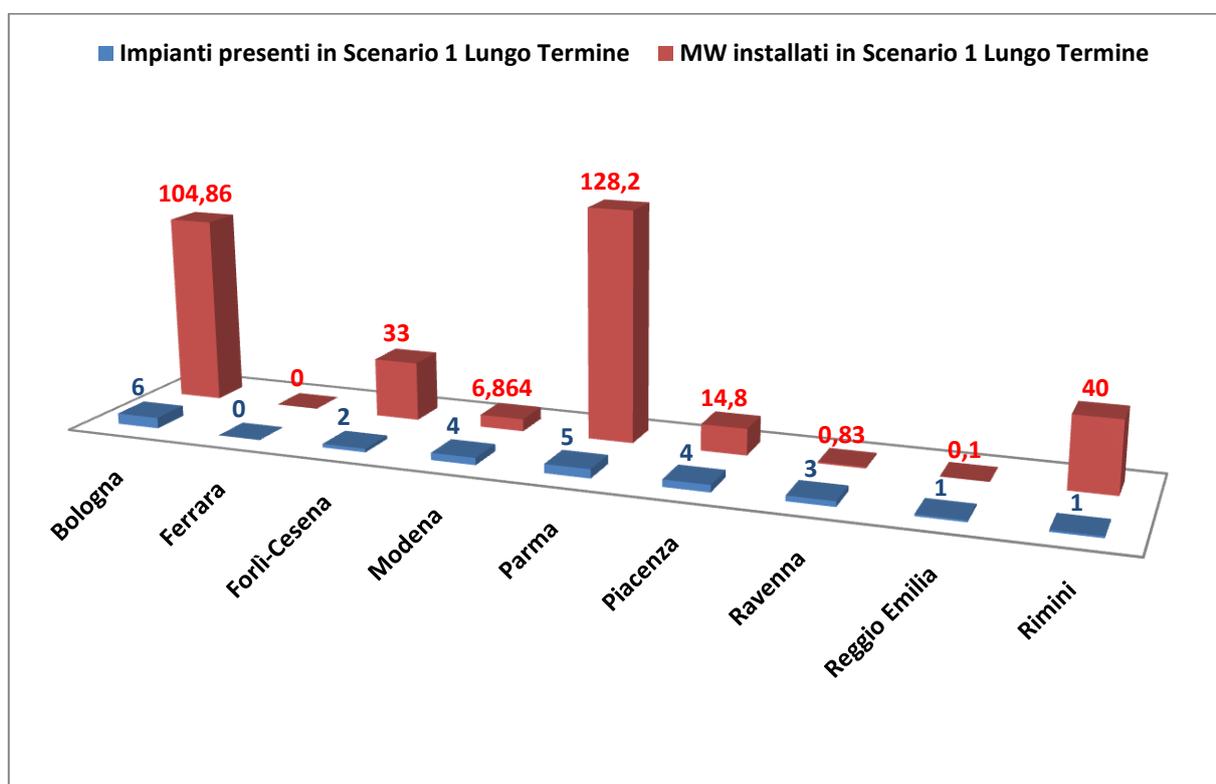


Figura 16.20: distribuzione tra le Province del parco eolico stimato installato al 2015 nell'ipotesi di "realizzazione al 100%"

Chiaramente questa che è stata effettuata è un'analisi "business as usual", che non valuta la possibilità che, nei cinque anni circa dell'orizzonte temporale considerato, cambi qualcosa rispetto allo stato attuale delle cose, cioè che su queste Province possano venire presentati progetti eolici che siano presi in considerazione, valutati positivamente e realizzati in questo stesso lasso di tempo.

In Figura 16.21 è invece riportata la distribuzione della potenza che risulterebbe installata, tra le varie Province della Regione, nel caso si realizzasse questo Scenario 1.

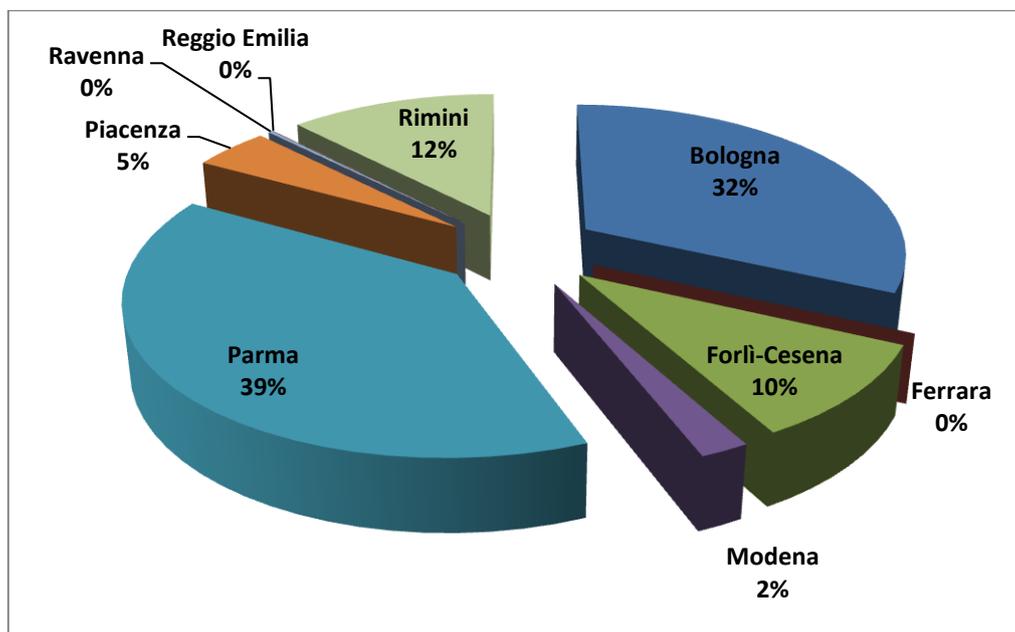


Figura 16.21: ripartizione percentuale tra le Province della potenza elettrica stimata installata da fonte eolica al 2015 nell'ipotesi di "realizzazione al 100%"

Si nota come anche in questo scenario molto ottimistico, dal punto di vista autorizzativo e tecnologico, le Province di Reggio Emilia e Ravenna continuerebbero a mantenere un potenziale installato molto ridotto (meno di 1 MW), mentre la Provincia di Ferrara, addirittura, continuerebbe a risultare l'unica dell'intero comprensorio emiliano-romagnolo, a non essere minimamente toccata dalla tecnologia eolica, non disponendo di alcun impianto sul proprio territorio.

La percentuale di potenza elettrica installata rispetto al totale regionale, nel caso della Provincia di Bologna, passerebbe dall'attuale 91%, al 32%, segno di un'evoluzione assai marcata della tecnologia eolica in Regione.

La Provincia di Parma risulterebbe diventare invece quella "leader" in Regione dal punto di vista della potenza elettrica installata da fonte eolica, coprendo il 39% del totale regionale.

16.14 - GLI IMPIANTI NON AUTORIZZATI

Così come sono numerosi gli impianti presi in considerazione e autorizzati –dagli Enti preposti- nel corso degli ultimi 5-7 anni sul territorio della Regione Emilia Romagna, in maniera analoga sono anche più numerosi gli impianti che, nello stesso periodo di tempo, sono stati considerati e non autorizzati, o per i quali le procedure di autorizzazione sono state arrestate (a fronte di motivi diversi).

Nel complesso, sono stati 7 i progetti complessivamente presi in considerazione e non autorizzati, sul territorio emiliano-romagnolo, dal 2002 ad ora, per un totale di 57 aerogeneratori, per una potenza teorica installata complessiva pari a 45,6 MW.

Impianti eolici non autorizzati nella Regione Emilia Romagna (2002-2010)	
Numero di impianti	7
Numero complessivo di aerogeneratori	57
Potenza efficiente installabile complessiva [MW]	45,6

La distribuzione “territoriale” di questi progetti non autorizzati nel periodo 2002-2010, è riportata in Figura 16.22:

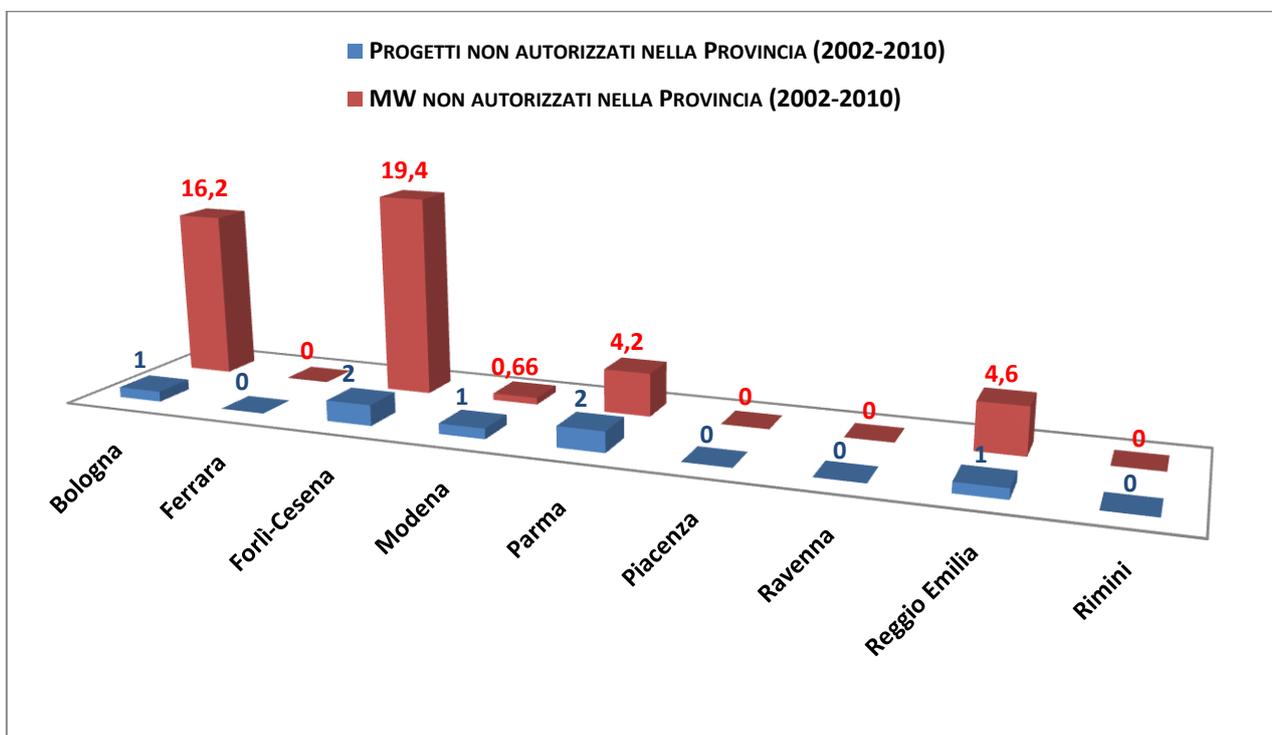


Figura 16.22: distribuzione tra le Province degli impianti eolici non autorizzati (nel periodo 2002-2010)

Si evidenzia come le Province di Forlì-Cesena e Parma siano quelle che hanno respinto più progetti in questo lasso di tempo, anche se, in termini di “mancata potenza installata”, sono le Province di Forlì-Cesena e Bologna ad aver “rinunciato” alla maggior quantità di MW installati da fonte eolica.

La ripartizione percentuale di questa potenza non autorizzata (nel periodo 2002-2010), tra le varie Province della Regione, è riportata in Figura 16.23:

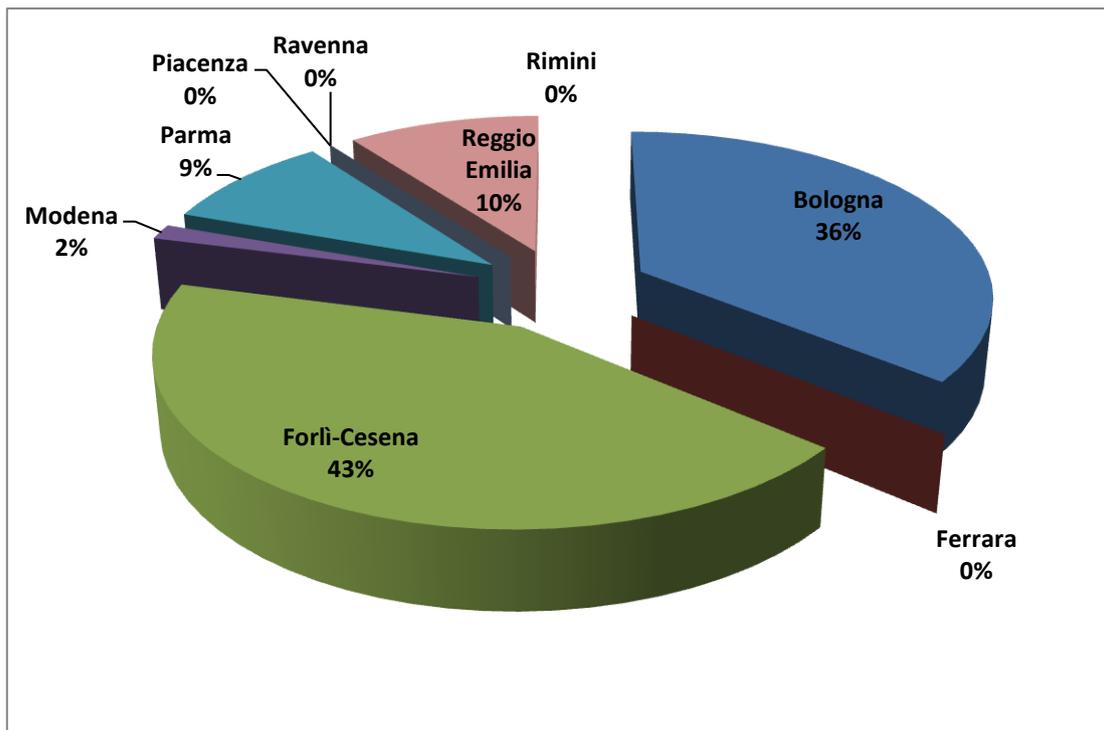


Figura 16.23: distribuzione tra le Province della potenza elettrica lorda associata alle installazioni eoliche non autorizzate in Emilia Romagna nel periodo 2002-2010

In Figura 16.23 è invece realizzato un raffronto tra MW autorizzati e MW non autorizzati, per ogni Provincia emiliano-romagnola, nel periodo 2002-2010:

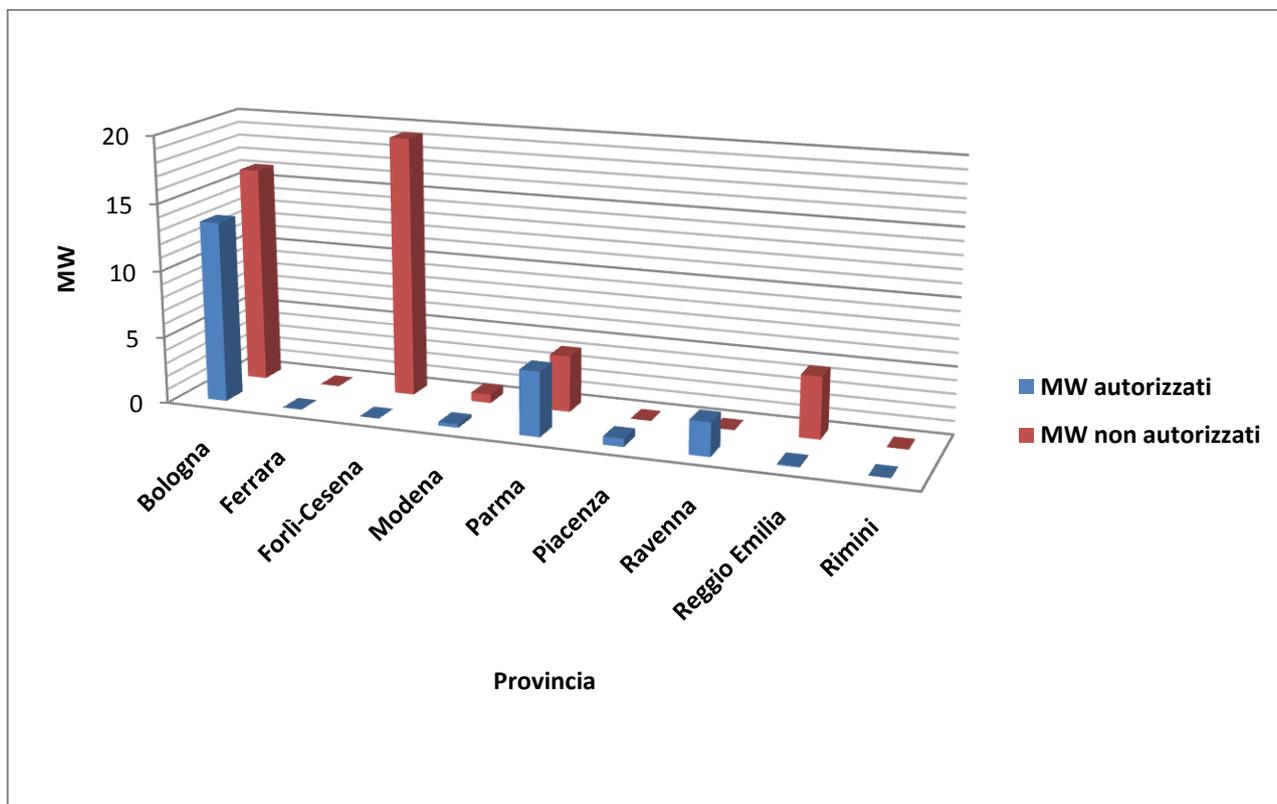


Figura 16.23: raffronto tra potenza eolica [MW_e] autorizzata e non autorizzata sul territorio delle Province emiliano-romagnole, nel periodo 2002-2010

Dal confronto con gli impianti eolici autorizzati dalla Regione Emilia-Romagna nello stesso periodo di tempo (11 impianti, per 36 aerogeneratori, corrispondenti ad una potenza nominale complessiva di 22 MW, e una potenza media di 2 MW a impianto), risulta dunque come, finora, siano dunque stati “privilegiati” e autorizzati impianti di piccola taglia e costituiti da pochi aerogeneratori: gli impianti eolici non autorizzati, infatti, sono (come numero complessivo) di meno, ma ad essi è associata una potenza nominale doppia (45,6 MW), risultando quindi una potenza media –per impianto non autorizzato- pari a 6,5 MW, tripla rispetto a quella degli impianti autorizzati.

16.15 - PROGETTI EOLICI COMPLESSIVAMENTE VALUTATI NELLA REGIONE EMILIA-ROMAGNA NEL PERIODO 2002-2010

Di seguito si andrà a considerare la totalità dei progetti eolici presi in considerazione dagli enti competenti sul territorio emiliano-romagnolo, nel periodo 2002-2010.

Questa cifra complessiva (che sarà poi “destrutturata” andando a considerare la ripartizione di tali progetti e impianti nelle singole Province e nei differenti anni) è ottenuta valutando gli impianti realizzati (tutti), quelli autorizzati, quelli attualmente in fase di valutazione e anche gli impianti non autorizzati in questo lasso di tempo.

La ripartizione per anno e per Provincia degli impianti eolici valutati in Emilia Romagna, è riportata nella Tabella 16.1.

ANNO	Bologna	Ferrara	Forlì-Cesena	Modena	Parma	Piacenza	Ravenna	Reggio Emilia	Rimini	Totale Regione
2002	0	0	0	0	0	0	0	0	0	0
2003	0	0	17	0,66	0	0	0	4,6	0	22,26
2004	0	0	0	0	3	0	0	0	0	3
2005	16,2	0	31,5	0	4,6	0	0	0	0	52,3
2006	0	0	0	0,264	0	0,6	2,5	0	0	3,364
2007	0	0	2,4	6	72	1,1	0,8	0	0	82,3
2008	52,4	0	1,5	0	22,5	12	0	0	0	88,4
2009	36,2	0	42 (27)	0,6	29,7	0	0,033	0	40	148,53 (122,53)
Totale Provincia	104,8	0	94,4 (69,4)	7,524	131,8	13,7	3,333	4,6	40	~400,2 (~ 375)

Tabella 16.1: ripartizione per anno e per Provincia degli impianti eolici valutati in Emilia Romagna (2002-2009)

L'andamento temporale (nel periodo 2002-2010) dei MW di progetti eolici considerati dalle singole Province nel complesso, sul territorio della Regione Emilia, Romagna è riportato in Figura 16.24.

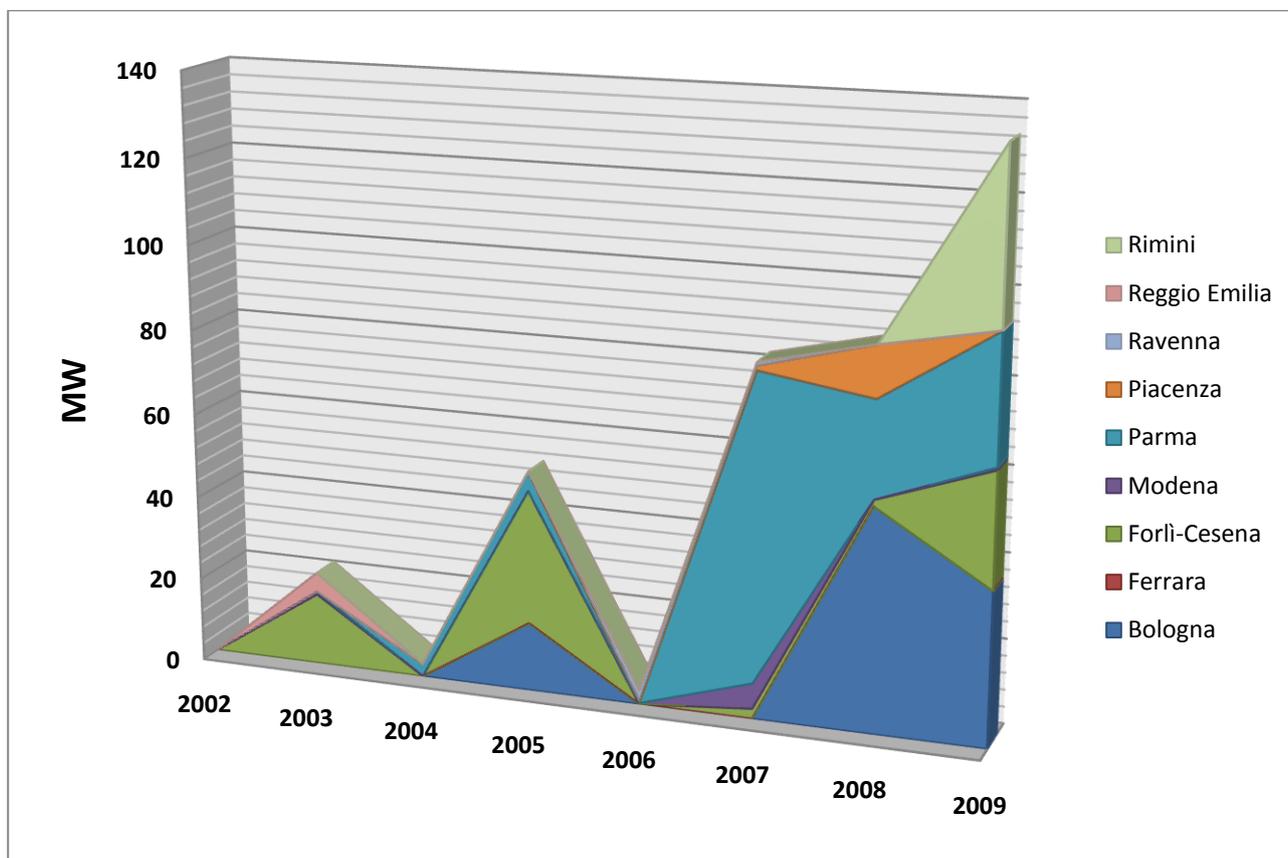


Figura 16.24: ripartizione per anno e per Provincia degli impianti eolici complessivamente valutati in Emilia Romagna (2002-2009)

Si evidenzia, a fronte di un ridotto numero di progetti e di potenza eolica installabile negli anni 2004 e 2006, una crescita marcata dei progetti eolici presentati e valutati dagli enti preposti nel corso dell'ultimo triennio (2007-2008-2009), presumibilmente legata anche ad una crescita dell'intero settore eolico.

Province come Bologna, Forlì-Cesena e Parma, presentano una distribuzione abbastanza omogenea dei progetti valutati nel corso degli anni, altre Province (come quella di Rimini o Piacenza) evidenziano una "concentrazione" dei MW valutati in un unico anno.

Dall'analisi dei dati, si evidenzia l'assoluta "estraneità" del territorio di Ferrara, alla tecnologia eolica: nessuna installazione realizzata e nessun impianto valutato nel corso del periodo di tempo considerato.

Si può poi andare a valutare la potenza complessiva dei progetti eolici presentati e analizzati per Provincia, sul totale degli anni (vedi Figura 16.25):

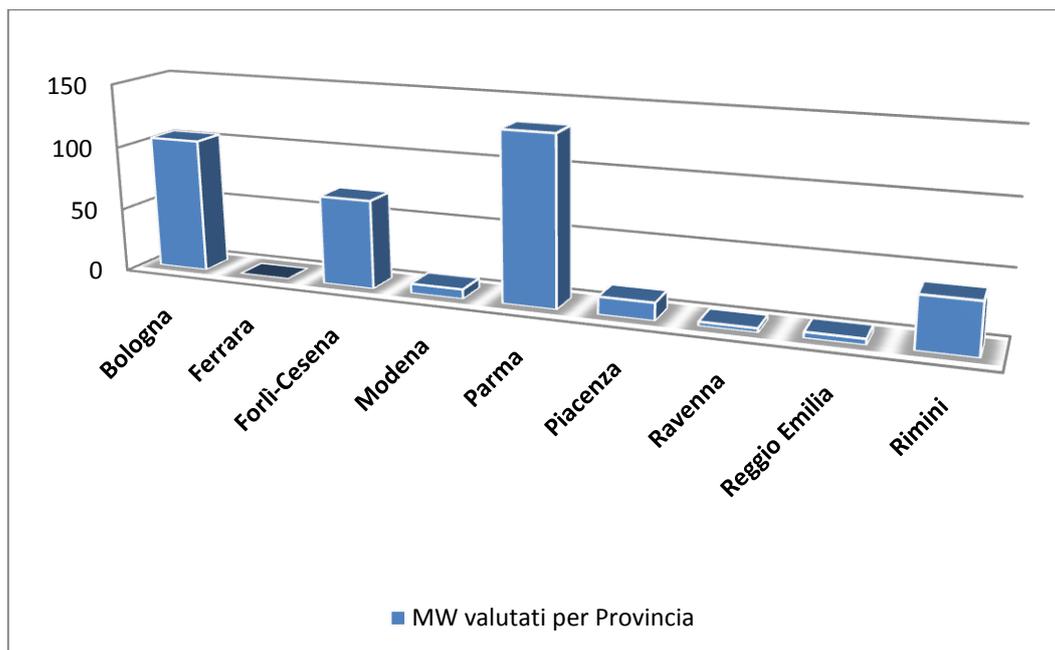


Figura 16.25: potenza da installazioni eoliche [MW_e] complessivamente valutata dalle diverse Province della Regione nel periodo 2002-2010

Si evidenzia come Parma, Bologna e Forlì-Cesena siano i territorio sui quali si è avuto il maggior numero di progetti presentati e valutati.

Riassumendo, il numero di progetti complessivamente presentati e valutati dagli enti competenti (Comuni, Province, Regione Emilia Romagna e altre Regioni) sul territorio emiliano-romagnolo, risulta essere pari a 37, per un numero complessivo di aerogeneratori pari circa a 260, corrispondenti ad un potenziale di 375 MW totali (indicativi): tali dati sono riepilogati nella Tabella seguente.

Potenziale eolico complessivamente valutato sul territorio emiliano romagnolo (2002-2010)	
Numero di impianti	37
Numero complessivo di aerogeneratori	~260
Potenza efficiente complessiva [MW]	~375

16.16 - CONFRONTO CON GLI OBIETTIVI DEFINITI PER L'EOLICO NEL PRECEDENTE P.E.R.

Avendo “fotografato” lo stato attuale del parco eolico emiliano-romagnolo, è dunque possibile confrontarlo con quelli che erano gli obiettivi definiti dalla Regione Emilia Romagna all'interno del documento “Piano Energetico Regionale: stato di attuazione e prospettive”, redatto nel 2008, il più recente documento ufficiale in materia di pianificazione energetica prodotto dalla Regione.

Per la tecnologia eolica, gli obiettivi del PER in termini di valorizzazione della fonte rinnovabile (espressi come potenza aggiuntiva installata rispetto al quadro del 2000) erano così definiti:

Obiettivi precedentemente definiti per la tecnologia eolica al 2010			
		Potenza efficiente incrementale rispetto al 2000 [MW]	Produzione elettrica lorda incrementale [TWh]
Documento	Anno di redazione		
P.E.R.	2006	32 (da eolico + fotovoltaico)	0,1 (da eolico + fotovoltaico)
P.E.R. - Stato di attuazione e prospettive	2008	15-20 (solo eolico) 40 “consequibili”	Non definita (si assume 0,1)

I risultati conseguibili alla fine del 2010 basati sui dati relativi a progetti qualificati IAFR (fonte GSE) nonché a progetti per i quali è in corso un procedimento autorizzativo.

Gli obiettivi sono quindi stati aggiornati con il documento “Piano Energetico Regionale – Stato di attuazione e prospettive” (redatto dalla Regione Emilia Romagna nel 2008), rispetto a quelli contenuti nel “Piano Energetico Regionale” (redatto nel 2007), dove si era definito un obiettivo di potenza installata da eolico e fotovoltaico complessivamente pari a 35 MW.

Si potrà ora andare a considerare lo stato della fonte eolica in Emilia Romagna, rispetto agli obiettivi definiti nel precedente Piano Energetico Regionale e nel suo successivo “Stato di Attuazione”, sia dal punto di vista della potenza elettrica installata, che dal punto di vista della produzione elettrica.

1) POTENZA ELETTRICA LORDA

Essendo (come visto dall’analisi dei dati precedenti) il parco eolico installato nel 2000 pari a circa 3,5 MW, gli obiettivi del PER al 2010 erano di raggiungere un parco eolico costituito da una potenza installata compresa tra 18,5 e 23,5 MW nominali complessivi.

Tenendo conto del fatto che la potenza installata e in esercizio, al Settembre 2010, risulta essere pari a 16,3 MW (corrispondente a tre impianti eolici) e che la potenza complessivamente installata (associata anche ad altri tre impianti, realizzati ma non in esercizio) è pari a circa 18 MW, risulta dunque che la tecnologia eolica è in leggero ritardo rispetto al raggiungimento degli obiettivi prefissi, ritardo legato essenzialmente alla mancata autorizzazione di impianti che, nel 2007, risultavano ancora in fase di VIA.

In termini di potenza installata, l’attuale parco eolico rappresenta dal 76,7% al 97,3% (a seconda dell’obiettivo di potenza installata che si considera all’interno del PER emiliano-romagnolo del 2008) rispetto agli obiettivi definiti.

Tenuto però anche conto del fatto che, al Settembre 2010, risultano autorizzati e non ancora realizzati (anche se alcuni sono in fase avanzata di realizzazione e per altri dovrebbe partire il cantiere in tempi brevi) altri sei impianti, per complessivi 7,3 MW aggiuntivi di potenza eolica, si può quindi ritenere che, “sulla carta”, gli obiettivi prefissati dal PER siano sostanzialmente raggiunti (il parco eolico emiliano-romagnolo, una volta realizzati questi impianti, raggiungerebbe i 25 MW).

Il raggiungimento “fattivo”, è dunque legato alla messa in esercizio degli impianti già realizzati e non ancora funzionanti o connessi alla rete e, soprattutto, alla realizzazione degli impianti già autorizzati; tenuto conto delle tempistiche, è lecito attendersi che, nel giro di un anno (entro la metà o il tardo 2011) avverrà la costruzione di questi impianti, e conseguentemente sarà possibile raggiungere realmente gli obiettivi precedentemente definiti dal Piano Energetico Regionale per la tecnologia eolica.

Il dato relativo invece ai “risultati conseguibili al 2010”, definito nel 2008, faceva riferimento ai 51 MW di potenziale eolico legato a procedimenti autorizzativi IAFR

allora in corso e ad altri impianti in fase di VIA; di questi, si riteneva credibile che ne fossero autorizzati circa 40 MW.

2) PRODUZIONE ELETTRICA LORDA

Gli obiettivi in termini di produzione di energia elettrica da fonte eolica non sono stati aggiornati all'interno del documento "Piano Energetico Regionale – Stato di attuazione e prospettive".

Gli unici obiettivi definiti in termini di produzione elettrica lorda, quindi, sono quelli indicativi contenuti nel "Piano Energetico Regionale" nel 2007, secondo cui l'obiettivo al 2010 dovrebbe essere pari a 100 GWh complessivi, ottenuti nel complesso da impianti eolici e fotovoltaici.

Non essendo disaggregati tra le due differenti fonti, non esiste un obiettivo di produzione definito per l'eolico al 2010, per cui è nei fatti impossibile realizzare un confronto tra la situazione attuale e quella che era stata prevista tre anni fa.

Nel complesso, però, considerando anche la produzione fotovoltaica (si veda il Capitolo relativo), si può dire che questo obiettivo complessivo è stato raggiunto e abbondantemente superato.

16.17 - DEFINIZIONE DI NUOVI OBIETTIVI PER LA TECNOLOGIA EOLICA AL 2015

Una volta considerato il raggiungimento degli obiettivi precedentemente definiti, si può ora pensare di andare a definire nuovi obiettivi per la fonte eolica, che andranno poi inseriti all'interno del prossimo Piano Energetico Regionale: obiettivi, dunque, a medio termine, che si può ipotizzare facciano riferimento alla situazione prevista e prevedibile al 2015.

Prima di procedere, bisogna però realizzare qualche considerazione: tenuto conto che, ad ora, sono invece stati autorizzati nel complesso circa 22 MW, risulta quindi legittimo pensare di rivedere al ribasso le stime relative alla percentuale di impianti attualmente in fase di valutazione che potranno essere valutati positivamente (e che rappresenteranno il potenziale conseguibile definito dal prossimo Piano Energetico Regionale).

22 MW sono infatti appena un sesto della potenza eolica sottoposta a valutazione da parte degli enti competenti fino al 2008.

Tenuto conto che, attualmente, sono circa 310 i MW di tecnologia eolica complessivamente valutati sul territorio della Regione Emilia-Romagna, tenuto conto della "percentuale di successo" delle procedure autorizzative appena considerata, nonché delle sempre più stringenti normative di carattere ambientale e delle crescenti mobilitazioni di carattere popolare legate alla scarsa accettazione sociale della tecnologia eolica, risulta legittimo pensare che il potenziale massimo teoricamente realizzabile si aggiri intorno ai 100 MW_e, anche se quello realmente realizzabile sul territorio emiliano-romagnolo in uno scenario di medio periodo non si ritiene che possa superare i 40 (massimo 50) MW.

Di questi 40-50 MW di potenza eolica autorizzata, non tutti risulteranno essere realizzati e in esercizio nel 2015, data che potrebbe essere significativa per la definizione dei nuovi obiettivi; di conseguenza, definendo degli obiettivi "da realizzare fattivamente" al 2015, questa stima potrebbe andare rivista ulteriormente al ribasso.

Questi obiettivi, stimati in seguito all'analisi dei dati riportati e valutati all'interno di questa Tesi, risultano concordare con le "Linee di indirizzo" espresse dalla Regione Emilia Romagna recentemente: nel convegno "Energia per il territorio", tenutosi il 28 luglio 2010, infatti, si è stimato un obiettivo di medio termine per la fonte eolica, pari a 50 MW_e (fonte: "Verso un nuovo PER - Linee di indirizzo per un piano energetico", Regione Emilia Romagna, Luglio 2010).

Gli obiettivi in termini di produzione sono stati stimati sulla base del potenziale elettrico producibile in seguito all'autorizzazione delle potenze elettriche considerate: sono però stime di massima, che non possono ovviamente tenere conto dell'incidenza di fattori mutabili e contingenti (come quello climatico, orografico, nonché tecnologico).

Tali obiettivi sono riepilogati nella Tabella seguente.

Obiettivi di medio termine (2015) stimati per la tecnologia eolica		
	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Produzione elettrica lorda [GWh]
Potenziale massimo teoricamente realizzabile	~100	~150
Obiettivi "reali"	40-50	~80
Obiettivi indicativi definiti dalle "Linee di indirizzo" del nuovo PER	50	Non definiti

CAPITOLO 17 – LO STATO DEL FOTOVOLTAICO NELLA REGIONE EMILIA ROMAGNA: QUADRO ATTUALE, SCENARI PREVISIONALI E OBIETTIVI PER IL PROSSIMO PER

17.1 - INTRODUZIONE

La raccolta dati si è sviluppata, come evidenziato nell'introduzione di questa "Terza Parte", tramite richieste di informazioni effettuate nei confronti degli Assessorati competenti in materia di pianificazione energetica e autorizzazioni energetiche delle varie Province della Regione, nonché presso gli Uffici tecnici dei singoli Comuni.

A questi dati si sono poi aggiunti quelli già in possesso della Regione Emilia Romagna (Servizio Politiche Energetiche e Assessorato all'Ambiente), nonché quelli pubblicati dal GSE (l'ente che meglio di ogni altro permette di monitorare la situazione in termini di produzione elettrica e immissione in rete; si possono trovare le pubblicazioni sul solare fotovoltaico e non solo, su www.gse.it: "Il Solare 2009"), da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - 2009") e da "AtlaSole" (<http://atlasole.gse.it/atlasole>), l'atlante del fotovoltaico italiano, che probabilmente definisce la migliore fotografia dello stato attuale della tecnologia, anche a livello locale.

Dalla "collazione" di queste banche dati si è ottenuto un quadro della situazione della tecnologia fotovoltaica sul territorio della Regione Emilia Romagna, quadro che è stato poi ulteriormente verificato e confrontato con quello ottenuto in precedenza dall'indagine di Legambiente, pubblicata nel documento "Comuni rinnovabili 2010".

Per quanto riguarda la tecnologia fotovoltaica in Regione, risulta evidente che questa fonte energetica, nel panorama di quelle “rinnovabili”, risulta aver sviluppato nel tempo la crescita più rapida e marcata in termini di numero di installazioni e di diffusione delle stesse a livello capillare sul territorio.

Di seguito si andrà a considerare la situazione su ogni Provincia, per poi effettuare un quadro valutativo finale esteso a tutta la Regione, anche in relazione a quella che era la situazione negli anni precedenti e agli obiettivi definiti nello scorso Piano Energetico Regionale.

Prima di procedere alla sintesi dello stato della tecnologia sul territorio, però, bisogna considerare alcuni aspetti “di cautela” relativi alle stime che si sono poi realizzate nel seguito: la tecnologia fotovoltaica, come si vedrà, è caratterizzata da un grande numero di installazioni di piccole (o piccolissime) dimensioni, installate presso l’utenza finale (tipicamente civile).

Proprio a causa delle loro ridotte dimensioni (pochi kW ciascuna, in media), la quasi totalità delle installazioni sfuggono, in termini di autorizzazioni, all’occhio delle Province, e quelle poche autorizzazioni che vengono richieste (tipicamente per errore o per scarsa conoscenza delle procedure autorizzative) alle Province, vengono tipicamente annullate per “improcedibilità” o “incompetenza” (si dice che l’impianto è “sotto soglia”, ossia di dimensioni troppo ridotte per essere preso in considerazione dalla Provincia) e successivamente girate ai Comuni di competenza.

In una simile catena autorizzativa, ovviamente, la Regione (ente sovraordinato alle Province e responsabile dell’analisi e dell’autorizzazione di impianti di dimensioni ancora superiori) non “vede” praticamente nulla, a meno che le Province stesse non girino comunicazione delle pratiche, situazione che si verifica assai di rado.

Per tale motivo, se è possibile avere un quadro chiaro della situazione del fotovoltaico installato e in esercizio sul territorio emiliano-romagnolo (tramite il GSE, “Il solare 2009” e Atlasole, <http://atlasole.gse.it/atlasole>), è decisamente più complicato conoscere la situazione relativa impianti autorizzati e non realizzati, o degli impianti in fase di valutazione.

Per riuscirci, bisogna infatti rivolgersi, per ogni Provincia emiliano-romagnola, ai singoli Comuni del suo territorio, che sono in possesso delle richieste di autorizzazione.

Tale procedura, nel periodo di redazione di questa tesi, è stata avviata e portata avanti dal sottoscritto, ma come sottolineato in precedenza nella fase di analisi di altre fonti “rinnovabili”, risulta estremamente lunga e complicata (sono 348 i Comuni dell’Emilia Romagna): al momento, infatti, nonostante ripetute sollecitazioni sia a

livello Provinciale che Regionale, la maggior parte dei Comuni non ha ancora risposto fornendo la lista delle autorizzazioni concesse –o in fase di valutazione- per nuove installazioni a fonte rinnovabile.

Per tale motivo il quadro relativo agli impianti in fase di valutazione, o autorizzati ma non ancora realizzati, sarà solamente parziale e ottenuto sulla base di stime mutate a partire dai dati trasmessi dai Comuni che hanno risposto alla richiesta inoltrata loro.

17.2 - PROVINCIA DI BOLOGNA

17.2.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Dall'analisi dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Amministrazioni Provinciali e Comunali, e dal confronto con quelli pubblicati dal GSE ("Il Solare 2009"), da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009") e da Atlasole (<http://atlasole.gse.it/atlasole>), risulta che sul territorio della Provincia di Bologna, all'Ottobre 2010, siano in esercizio complessivamente 1818 impianti fotovoltaici, per complessivi 38,213 MW_e di potenza elettrica efficiente lorda.

Di questi impianti, 1588 sono appartenenti alla classe di potenza inferiore a 20 kW, per 8,509 MW_e installati; 132 installazioni appartengono alla classe di potenza tra 20 kW e 50 kW, per corrispondenti 5,167 MW_e. Solo 98, infine, sono gli impianti fotovoltaici di potenza efficiente lorda superiore ai 50 kW: a questi, però, corrisponde la maggior potenza installata complessiva, 24,537 MW_e.

La produzione elettrica lorda da installazioni fotovoltaiche è stata stimata, per il 2010, sulla base dei dati pubblicati da Atlasole (<http://atlasole.gse.it/atlasole>), sulla base delle previsioni di produzione dei singoli impianti (dati comunicati dagli installatori e dai Comuni), presenti nei documenti autorizzativi e mediante un confronto con i dati pubblicati dal GSE (www.gse.it, vedi "Il solare – Dati statistici al 31 dicembre 2009") relativi agli anni precedenti.

Per il 2010, si stima, per la Provincia di Bologna, una produzione elettrica da fonte fotovoltaica, pari a 21,2 GWh.

La sintesi del parco fotovoltaico in esercizio sul territorio della Provincia di Bologna è riportata nella Tabella seguente, in cui sono indicate anche le dimensioni medie, sia per classe di potenza che riferite alla totalità delle installazioni.

Parco fotovoltaico in esercizio nella Provincia di Bologna				
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]	Produzione elettrica lorda stimata (2010) [GWh]
<20 kW	1588	8,509	0,005	21,3
20-50 kW	132	5,167	0,04	
>50 kW	98	24,537	0,25	
Totale	1818	38,213	0,021	

17.2.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI E NON IN ESERCIZIO

Sulla base dei dati forniti dalla Provincia di Bologna e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta di informazioni, nonché in base dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna (il GSE, Terna e Atlasole, infatti, hanno solo i dati relativi agli impianti in esercizio) è stato possibile tracciare un quadro parziale delle installazioni autorizzate e non ancora realizzate sul territorio.

Il quadro è parziale per i motivi citati in precedenza: essendo stato ottenuto solo sulla base delle autorizzazioni già concesse “note” a Provincia e Regione, mancano però i dati relativi alle autorizzazioni concesse dai singoli Comuni agli impianti fotovoltaici “comunali”, che risultano essere la maggioranza come numerosità.

Stando a quanto comunicato dalla Provincia di Bologna, sono due gli impianti fotovoltaici autorizzati e non ancora installati, sul territorio bolognese:

- Un impianto fotovoltaico autorizzato nel novembre 2009 presso il Comune di Loiano, destinato alimentare un’utenza privata. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,028 MW_e;
- Un impianto fotovoltaico autorizzato nel 2009 presso il Comune di Sasso Marconi, destinato ad alimentare un’utenza industriale. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,357 MW_e.

Complessivamente, sono quindi 0,385 i MW_e autorizzati (dalla Provincia di Bologna) e non ancora realizzati sul territorio bolognese, connessi a nuove installazioni fotovoltaiche; tale situazione è sintetizzata dalla Tabella seguente:

Installazioni fotovoltaiche autorizzate “note” ma non ancora realizzate / in esercizio nella Provincia di Bologna			
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]
<20 kW	0	0	0
20-50 kW	1	0,028	0,028
>50 kW	1	0,357	0,357
Totale	2	0,385	0,1925

17.2.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Sulla base dei dati forniti dalla Provincia di Bologna e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta di informazioni, nonché in base dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna (il GSE e Atlasole, infatti, hanno solo i dati relativi agli impianti in esercizio) è stato possibile tracciare un quadro parziale delle installazioni fotovoltaiche attualmente in fase di valutazione sul territorio.

Il quadro è parziale per i motivi citati in precedenza: essendo stato ottenuto solo sulla base delle autorizzazioni richieste alla Provincia e alla Regione, mancano quindi i dati relativi alle autorizzazioni attualmente valutate dai singoli Comuni, che risultano essere la maggioranza.

Stando a quanto comunicato dalla Provincia di Bologna, sono tre gli impianti fotovoltaici attualmente soggetti a procedura di "VIA" provinciale, sul territorio bolognese:

- Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Camugnano, per cui è stata richiesta l'autorizzazione nel 2008. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,18 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Pieve di Cento, per cui è stata avviata la procedura di "VIA" nei primi mesi del 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 1,7 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Gaggio Montano. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 3,5 MW_e.

In sintesi, risulta essere complessivamente pari a 5,8 MW_e la potenza elettrica efficiente lorda in fase di valutazione da parte della Provincia di Bologna, connessa all'eventuale realizzazione di queste tre nuove installazioni fotovoltaiche.

Mancano, ovviamente, i MW_e connessi agli impianti fotovoltaici in fase di valutazione presso gli uffici competenti dei singoli comuni.

La sintesi delle installazioni fotovoltaiche “note” attualmente in fase di valutazione sul territorio della Provincia di Bologna, è riportata nella Tabella seguente:

Installazioni fotovoltaiche “note” in fase di valutazione nella Provincia di Bologna			
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]
<20 kW	0	0	0
20-50 kW	0	0	0
>50 kW	3	5,38	1,79
Totale	3	5,38	1,79

In realtà, a queste installazioni note, andrebbero aggiunte anche altre installazioni fotovoltaiche dichiarate “improcedibili” dalla Provincia di Bologna: sono impianti fotovoltaici che, come sarà indicato nel seguito, risultano essere di taglia troppo piccola per venire autorizzati dalla Provincia, motivo per cui la loro richiesta di autorizzazione è stata respinta e “girata” ai Comuni di competenza, i quali –si presume (tenuto conto del fatto che i respingimenti sono avvenuti a cavallo degli ultimi mesi del 2009 e i primi mesi del 2010)- li staranno ancora valutando.

Nonostante la taglia ridotta, questi sono quindi impianti “noti” alla Provincia (e alla Regione): non essendone però state trasmesse le taglie, non è stato possibile considerarli nel totale degli impianti in fase di valutazione.

17.2.4 - IMPIANTI NON AUTORIZZATI

Sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia di Bologna e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta di informazioni, risultano essere quattro gli impianti fotovoltaici sottoposti a valutazione e successivamente non autorizzati da parte degli Enti competenti:

- Un impianto fotovoltaico destinato ad alimentare un'utenza domestica nel Comune di Bologna, la cui richiesta di autorizzazione è stata respinta nell'aprile 2010 per "incompetenza" (l'impianto è sotto soglia e va quindi valutato dal Comune, non dalla Provincia).
- Un impianto fotovoltaico destinato ad alimentare un'utenza domestica nel Comune di Baricella, la cui richiesta di autorizzazione è stata respinta nell'aprile 2010 per "incompetenza" (l'impianto è sotto soglia e va quindi valutato dal Comune, non dalla Provincia).
- Un impianto fotovoltaico destinato ad alimentare un'utenza domestica nel Comune di Baricella, la cui richiesta di autorizzazione è stata respinta nel marzo 2010 per "improcedibilità per vincoli ostativi".
- Un impianto fotovoltaico destinato ad alimentare un'utenza domestica nel Comune di Bologna, la cui richiesta di autorizzazione è stata respinta nel febbraio 2010 per "incompetenza" (l'impianto è sotto soglia e va quindi valutato dal Comune, non dalla Provincia).

La sintesi dei dati relativi a questi impianti sottoposti a valutazione nel territorio della Provincia di Bologna e successivamente non autorizzati, è riportata nella Tabella seguente:

Installazioni fotovoltaiche non autorizzate nella Provincia di Bologna			
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]
Totale	4	?	?

17.3 - PROVINCIA DI FERRARA

17.3.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Dall'analisi dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Amministrazioni Provinciali e Comunali, e dal confronto con quelli pubblicati dal GSE ("Il Solare 2009"), da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009") e da Atlasole (<http://atlasole.gse.it/atlasole>), risulta che sul territorio della Provincia di Ferrara, all'Ottobre 2010, sono in esercizio complessivamente 586 impianti fotovoltaici, per complessivi 11,243 MW_e di potenza elettrica efficiente lorda.

Di questi impianti, 535 sono appartenenti alla classe di potenza inferiore a 20 kW, per 2,755 MW_e installati; appena 18 installazioni appartengono alla classe di potenza tra 20 kW e 50 kW, per corrispondenti 0,782 MW_e. Solo 33, infine, sono gli impianti fotovoltaici di potenza efficiente lorda superiore ai 50 kW: a questi, però, corrisponde la maggior potenza installata complessiva, 7,707 MW_e.

La produzione elettrica lorda da installazioni fotovoltaiche è stata stimata, per il 2010, sulla base dei dati pubblicati da Atlasole (<http://atlasole.gse.it/atlasole>), sulla base delle previsioni di produzione dei singoli impianti, presenti nei documenti autorizzativi e mediante un confronto con i dati pubblicati dal GSE (www.gse.it, vedi "Il solare – Dati statistici al 31 dicembre 2009") relativi agli anni precedenti.

Per il 2010, si stima, per la Provincia di Ferrara, una produzione elettrica da fonte fotovoltaica, pari a 7,2 GWh.

La sintesi del parco fotovoltaico in esercizio sul territorio della Provincia di Ferrara è riportata nella Tabella seguente, in cui sono indicate anche le dimensioni medie, sia per classe di potenza che riferite alla totalità delle installazioni.

Parco fotovoltaico in esercizio nella Provincia di Ferrara				
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW _e]	Dimensione media impianto [MW _e]	Produzione elettrica lorda stimata (2010) [GWh]
<20 kW	535	2,755	0,005	
20-50 kW	18	0,782	0,043	
>50 kW	33	7,707	0,233	
Totale	586	11,243	0,019	7,2

17.3.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI E NON IN ESERCIZIO

Sulla base dei dati forniti dalla Provincia di Ferrara e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta di informazioni, nonché in base dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna (il GSE, Terna e Atlasole, infatti, hanno solo i dati relativi agli impianti in esercizio) è stato possibile tracciare un quadro parziale delle installazioni autorizzate e non ancora realizzate sul territorio.

Il quadro è parziale per i motivi citati in precedenza: essendo stato ottenuto solo sulla base delle autorizzazioni già concesse "note" a Provincia e Regione, mancano però i dati relativi alle autorizzazioni concesse dai singoli Comuni, che risultano essere la maggioranza.

Stando a quanto comunicato dalla Provincia di Ferrara, sono dieci gli impianti fotovoltaici autorizzati e non ancora installati, sul territorio:

- Un impianto fotovoltaico autorizzato nel novembre 2009 presso il Comune di Copparo. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,102 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato nel novembre 2009 presso il Comune di Ferrara. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,096 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato nel 2009 presso il Comune di Bondeno. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,065 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato nel 2010 presso il Comune di Copparo. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,101 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato nel 2010 presso il Comune di Lagosanto. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,999 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato nel 2010 presso il Comune di Massa Fiscaglia. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,999 MW_e.

- Un impianto fotovoltaico autorizzato nel 2010 presso il Comune di Cento. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,484MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato nel 2010 presso il Comune di Ro Ferrarese. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,262 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato nel 2010 presso il Comune di Ro Ferrarese. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,395 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato nel 2010 presso il Comune di Goro. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,996 MW_e.

Complessivamente, sono quindi 4,5 i MW_e autorizzati (dalla Provincia di Ferrara) e non ancora realizzati sul territorio, connessi a nuove installazioni fotovoltaiche; tale situazione è sintetizzata dalla Tabella seguente:

Installazioni fotovoltaiche autorizzate “note” ma non ancora realizzate / in esercizio nella Provincia di Ferrara			
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]
<20 kW	0	0	0
20-50 kW	0	0	0
>50 kW	10	4,5	0,45
Totale	10	4,5	0,45

17.3.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Sulla base dei dati forniti dalla Provincia di Ferrara e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta di informazioni, nonché in base dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna (il GSE, Terna e Atlasole, infatti, hanno solo i dati relativi agli impianti in esercizio) è stato possibile tracciare un quadro parziale delle installazioni fotovoltaiche attualmente in fase di valutazione sul territorio.

Il quadro è parziale per i motivi citati in precedenza: essendo stato ottenuto solo sulla base delle autorizzazioni richieste alla Provincia e alla Regione, mancano quindi i dati relativi alle autorizzazioni attualmente valutate dai singoli Comuni, che risultano essere la maggioranza.

Stando a quanto comunicato dalla Provincia di Ferrara, sono ben sedici gli impianti fotovoltaici attualmente soggetti a procedura di "VIA" provinciale, sul territorio bolognese:

- Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Ostellato, per cui è stata richiesta l'autorizzazione nel dicembre 2009. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,498 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Argenta, per cui è stata richiesta l'autorizzazione nel febbraio 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,505 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Copparo, per cui è stata richiesta l'autorizzazione nell'aprile 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,999 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Copparo, per cui è stata richiesta l'autorizzazione nell'aprile 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,999 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Copparo, per cui è stata richiesta l'autorizzazione nel maggio 2010. La

- potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,999 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Copparo, per cui è stata richiesta l'autorizzazione nel maggio 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,103 MW_e.
 - Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Ferrara, per cui è stata richiesta l'autorizzazione nel maggio 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,08 MW_e.
 - Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Copparo, per cui è stata richiesta l'autorizzazione nell'aprile 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,102 MW_e.
 - Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Copparo, per cui è stata richiesta l'autorizzazione nel giugno 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,5 MW_e.
 - Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Ro Ferrarese, per cui è stata richiesta l'autorizzazione nel giugno 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,555 MW_e.
 - Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Copparo, per cui è stata richiesta l'autorizzazione nel giugno 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,999 MW_e.
 - Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Ro Ferrarese, per cui è stata richiesta l'autorizzazione nel giugno 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,098 MW_e.
 - Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Berra, per cui è stata richiesta l'autorizzazione nel giugno 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,04 MW_e.

- Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Copparo, per cui è stata richiesta l'autorizzazione nel giugno 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,1 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Massaficaglia, per cui è stata richiesta l'autorizzazione nel giugno 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,997 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Massaficaglia, per cui è stata richiesta l'autorizzazione nel giugno 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,997 MW_e.

In sintesi, risulta essere complessivamente pari a 8,576 MW_e la potenza elettrica efficiente lorda in fase di valutazione da parte della Provincia di Ferrara, connessa all'eventuale realizzazione di queste sedici nuove installazioni fotovoltaiche.

Mancano, ovviamente, i MWe connessi agli impianti fotovoltaici in fase di valutazione presso gli uffici competenti dei singoli comuni che non hanno comunicato i dati richiesti.

La sintesi delle installazioni fotovoltaiche "note" attualmente in fase di valutazione sul territorio della Provincia di Ferrara, è riportata nella Tabella seguente:

Installazioni fotovoltaiche "note" in fase di valutazione nella Provincia di Ferrara			
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]
<20 kW	0	0	0
20-50 kW	1	0,04	0,04
>50 kW	15	8,536	0,59
Totale	16	8,576	0,536

17.3.4 - IMPIANTI NON AUTORIZZATI

Sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia di Ferrara e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta di informazioni, risulta essere solo uno l'impianto fotovoltaico sottoposto a valutazione e successivamente non autorizzato da parte degli Enti competenti:

- Un impianto fotovoltaico destinato ad alimentare un'utenza domestica nel Comune di Ferrara, la cui richiesta di autorizzazione è stata presentata nel dicembre 2009 e respinta nel marzo 2010.

La sintesi dei dati relativi agli impianti "noti" sottoposti a valutazione nel territorio della Provincia di Ferrara e successivamente non autorizzati, è riportata nella Tabella seguente:

Installazioni fotovoltaiche non autorizzate nella Provincia di Ferrara			
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]
Totale	1	?	?

17.4 - PROVINCIA DI FORLÌ-CESENA

17.4.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Dall'analisi dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Amministrazioni Provinciali e Comunali, e dal confronto con quelli pubblicati GSE ("Il Solare 2009"), da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009") e da Atlasole (<http://atlasole.gse.it/atlasole>), risulta che sul territorio della Provincia di Forlì-Cesena, all'Ottobre 2010, sono in esercizio complessivamente 1143 impianti fotovoltaici, per complessivi 17,070 MW_e di potenza elettrica efficiente lorda.

Di questi impianti, 1023 sono appartenenti alla classe di potenza inferiore a 20 kW, per 5,476 MW_e installati; 65 installazioni appartengono alla classe di potenza tra 20 kW e 50 kW, per corrispondenti 2,552 MW_e. Solo 55, infine, sono gli impianti fotovoltaici di potenza efficiente lorda superiore ai 50 kW: a questi, però, corrisponde la maggior potenza installata complessiva, ben 9,043 MW_e.

La produzione elettrica lorda da installazioni fotovoltaiche è stata stimata, per il 2010, sulla base dei dati pubblicati da Atlasole (<http://atlasole.gse.it/atlasole>), sulla base delle previsioni di produzione dei singoli impianti, presenti nei documenti autorizzativi e mediante un confronto con i dati pubblicati dal GSE (www.gse.it, vedi "Il solare – Dati statistici al 31 dicembre 2009") relativi agli anni precedenti.

Per il 2010, si stima, per la Provincia di Forlì-Cesena, una produzione elettrica da fonte fotovoltaica, pari a 11,2 GWh.

La sintesi del parco fotovoltaico in esercizio sul territorio della Provincia di Forlì-Cesena è riportata nella Tabella seguente, in cui sono indicate anche le dimensioni medie, sia per classe di potenza che riferite alla totalità delle installazioni.

Parco fotovoltaico in esercizio nella Provincia di Forlì-Cesena				
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW _e]	Dimensione media impianto [MW _e]	Produzione elettrica lorda stimata (2010) [GWh]
<20 kW	1023	5,476	0,005	
20-50 kW	65	2,552	0,039	
>50 kW	55	9,043	0,165	
Totale	1143	17,07	0,015	11,2

17.4.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI E NON IN ESERCIZIO

Sulla base dei dati forniti dalla Provincia di Forlì-Cesena e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta di informazioni, nonché in base dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna (il GSE, Terna e Atlasole, infatti, hanno solo i dati relativi agli impianti in esercizio) è stato possibile tracciare un quadro parziale delle installazioni autorizzate e non ancora realizzate sul territorio.

Il quadro è parziale per i motivi citati in precedenza: essendo stato ottenuto solo sulla base delle autorizzazioni già concesse “note” a Provincia e Regione, mancano però i dati relativi alle autorizzazioni concesse dai singoli Comuni, che risultano essere la maggioranza.

Stando a quanto comunicato dalla Provincia di Forlì-Cesena, sono sei gli impianti fotovoltaici “noti”, autorizzati e non ancora installati dalla Provincia stessa, sul territorio:

- Un impianto fotovoltaico autorizzato nel maggio 2010 presso il Comune di Cesena. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,049 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato nel marzo 2010 presso il Comune di Longiano. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a ben 3,34 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato nel dicembre 2009 presso il Comune di Mercato Saraceno. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,999 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato nel dicembre 2009 presso il Comune di Sarsina. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 1,383 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato nel giugno 2010 presso il Comune di Sogliano al Rubicone. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,001 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato nel settembre 2010 presso il Comune di Civitella di Romagna. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,08 MW_e.

A tali impianti, vanno aggiunti quelli che risultano essere stati autorizzati e non ancora realizzati da parte dei Comuni che hanno risposto alla richiesta di informazioni: questi sono nel complesso sei, per totali 3,375 MW_e.

- Un impianto fotovoltaico autorizzato nel luglio 2010 presso il Comune di Sogliano al Rubicone. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,484 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato nel maggio 2010 presso il Comune di Sogliano al Rubicone. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,499 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato nel giugno 2010 presso il Comune di Sogliano al Rubicone. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,197 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato nel giugno 2010 presso il Comune di Sogliano al Rubicone. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,197 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato nel giugno 2010 presso il Comune di Sogliano al Rubicone. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,999 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato nel giugno 2010 presso il Comune di Sogliano al Rubicone. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,999 MW_e.

Complessivamente, sono quindi 9,227 i MW_e autorizzati (dalla Provincia di Forlì-Cesena e dai Comuni del territorio che hanno risposto alla richiesta di informazioni) e non ancora realizzati sul territorio afferente, connessi a nuove installazioni fotovoltaiche; tale situazione è sintetizzata dalla Tabella seguente:

Installazioni fotovoltaiche “note” autorizzate ma non ancora realizzate / in esercizio nella Provincia di Forlì-Cesena			
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]
<20 kW	1	0,001	0,001
20-50 kW	1	0,049	0,049
>50 kW	10	9,177	0,917
Totale	12	9,227	0,77

17.4.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Sulla base dei dati forniti dalla Provincia di Forlì-Cesena e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta di informazioni, nonché in base dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna (il GSE, Terna e Atlasole, infatti, hanno solo i dati relativi agli impianti in esercizio) è stato possibile tracciare un quadro parziale delle installazioni fotovoltaiche attualmente in fase di valutazione sul territorio.

Il quadro è parziale per i motivi citati in precedenza: essendo stato ottenuto solo sulla base delle autorizzazioni richieste alla Provincia e alla Regione, mancano quindi i dati relativi alle autorizzazioni attualmente valutate dai singoli Comuni, che risultano essere la maggioranza.

Stando a quanto comunicato dalla Provincia di Forlì-Cesena, sono tre gli impianti fotovoltaici attualmente soggetti a procedura di “valutazione” provinciale:

- Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Bertinoro, per cui il procedimento è stato avviato nell’aprile 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,075 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Cesenatico, per cui il procedimento è stato avviato nell’agosto 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 3,41 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Cesenatico, per cui il procedimento è stato avviato nell’agosto 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 1,28 MW_e.

E’ quindi complessivamente pari a 4,765 MW_e la potenza efficiente elettrica in fase di “VIA” provinciale sul territorio della Provincia di Forlì-Cesena.

A questi vanno aggiunti gli impianti attualmente in fase di valutazione sul territorio dei Comuni che hanno risposto alla richiesta di dati: questi impianti "noti" in fase di valutazione comunale sono otto, per complessivi 1,228 MW_e incrementali connessi a tali impianti.

- Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Sogliano al Rubicone, per cui il procedimento è stato avviato nel gennaio 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,098 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Sogliano al Rubicone, per cui il procedimento è stato avviato nel gennaio 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,098 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Sogliano al Rubicone, per cui il procedimento è stato avviato nel febbraio 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,249 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Verghereto, per cui il procedimento è stato avviato nel gennaio 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,02 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Verghereto, per cui il procedimento è stato avviato nel giugno 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,1 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Verghereto, per cui il procedimento è stato avviato nel febbraio 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,06 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Verghereto, per cui il procedimento è stato avviato nell'aprile 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,6 MW_e.

- Un impianto fotovoltaico che dovrebbe essere localizzato presso il Comune di Verghereto, per cui il procedimento è stato avviato nell'agosto 2010. La potenza elettrica efficiente lorda connessa a tale impianto risulta essere pari a 0,003 MW_e.

Complessivamente, quindi, sono undici gli impianti "noti" complessivamente in fase di valutazione sul territorio della Provincia di Forlì-Cesena, per 5,993 MW_e totali.

Tale situazione è sintetizzata nella Tabella seguente:

Installazioni fotovoltaiche "note" in fase di valutazione nella Provincia di Forlì-Cesena			
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]
<20 kW	1	0,003	0,003
20-50 kW	1	0,02	0,02
>50 kW	9	5,97	0,66
Totale	11	5,993	0,545

17.4.4 - IMPIANTI NON AUTORIZZATI

Sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia di Forlì-Cesena e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta di informazioni, non risultano esserci impianti fotovoltaici sottoposti a valutazione e successivamente non autorizzati da parte degli Enti competenti: come sottolineato in precedenza, però, tale quadro è parziale, mancando i dati provenienti da molti Comuni del territorio.

17.5 - PROVINCIA DI MODENA

17.5.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Dall'analisi dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Amministrazioni Provinciali e Comunali, e dal confronto con quelli pubblicati dal GSE ("Il Solare 2009"), da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009") e da Atlasole (<http://atlasole.gse.it/atlasole>), risulta che sul territorio della Provincia di Modena, all'Ottobre 2010, sono in esercizio complessivamente 1700 impianti fotovoltaici, per complessivi 19,371 MW_e di potenza elettrica efficiente lorda.

Di questi impianti, ben 1590 sono appartenenti alla classe di potenza inferiore a 20 kW, per 8,091 MW_e installati; 49 installazioni appartengono alla classe di potenza tra 20 kW e 50 kW, per corrispondenti 1,839 MW_e. Sono 61, infine, gli impianti fotovoltaici di potenza efficiente lorda superiore ai 50 kW: a questi, però, corrisponde la maggior potenza installata complessiva, ben 9,441 MW_e.

La produzione elettrica lorda da installazioni fotovoltaiche è stata stimata, per il 2010, sulla base dei dati pubblicati da Atlasole (<http://atlasole.gse.it/atlasole>), sulla base delle previsioni di produzione dei singoli impianti, presenti nei documenti autorizzativi e mediante un confronto con i dati pubblicati dal GSE (www.gse.it, vedi "Il solare – Dati statistici al 31 dicembre 2009") relativi agli anni precedenti.

Per il 2010, si stima, per la Provincia di Modena, una produzione elettrica da fonte fotovoltaica, pari a 11,8 GWh.

La sintesi del parco fotovoltaico in esercizio sul territorio della Provincia di Modena è riportata nella Tabella seguente, in cui sono indicate anche le dimensioni medie, sia per classe di potenza che riferite alla totalità delle installazioni.

Parco fotovoltaico in esercizio nella Provincia di Modena				
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]	Produzione elettrica lorda stimata (2010) [GWh]
<20 kW	1590	8,091	0,005	
20-50 kW	49	1,839	0,037	
>50 kW	61	9,441	0,155	
Totale	1700	19,371	0,011	11,8

17.5.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI NON ANCORA IN ESERCIZIO

Sulla base dei dati forniti dalla Provincia di Modena e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta di informazioni, nonché in base dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna (il GSE, Terna e Atlasole, infatti, hanno solo i dati relativi agli impianti in esercizio) è stato possibile tracciare un quadro parziale delle installazioni autorizzate e non ancora realizzate sul territorio.

Il quadro è parziale per i motivi citati in precedenza: essendo stato ottenuto solo sulla base delle autorizzazioni già concesse “note” a Provincia e Regione, mancano però i dati relativi alle autorizzazioni concesse dai singoli Comuni, che risultano essere la maggioranza.

Stando a quanto comunicato dalla Provincia di Modena, sono quattro gli impianti fotovoltaici autorizzati e non ancora installati, sul territorio:

- Un impianto fotovoltaico autorizzato con prescrizioni nell'ottobre 2009 (la richiesta di avvio della procedura di “VIA” risale all'aprile 2009) presso il Comune di Concordia, destinato a contribuire al bilancio elettrico comunale. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto dovrebbe essere pari a 1 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato con prescrizioni nel febbraio 2010 (la procedura di “VIA” era stata avviata nel settembre 2009) presso il Comune di Sestola, destinato ad alimentare un'utenza industriale. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,372 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato con prescrizioni nel febbraio 2010 (la richiesta di avvio della procedura di “VIA” risale al novembre 2009) presso il Comune di Castelnuovo Rangone, destinato a contribuire al bilancio elettrico comunale. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto dovrebbe essere pari a 2,08 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato con prescrizioni nel maggio 2010 (l'avvio della procedura risale al gennaio 2010) presso il Comune di Guiglia, destinato a contribuire al bilancio elettrico comunale. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto dovrebbe essere pari a 6,18 MW_e.

Complessivamente, sono quindi ben 9,632 i MW_e autorizzati (dalla Provincia di Modena) e non ancora realizzati sul territorio, connessi a nuove installazioni fotovoltaiche; tale situazione è sintetizzata dalla Tabella seguente:

Installazioni fotovoltaiche autorizzate ma non ancora realizzate / in esercizio nella Provincia di Modena			
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]
<20 kW	0	0	0
20-50 kW	0	0	0
>50 kW	4	9,632	2,408
Totale	4	9,632	2,408

17.5.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Non sono stati forniti dati relativi a impianti attualmente in corso di autorizzazione sul territorio della Provincia di Modena, per cui non risulta nemmeno possibile effettuare una stima al riguardo.

17.5.4 - IMPIANTI NON AUTORIZZATI

Sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia di Modena e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta di informazioni, non risultano esserci impianti fotovoltaici sottoposti a valutazione e successivamente non autorizzati da parte degli Enti competenti: come sottolineato in precedenza, però, tale quadro è parziale, mancando i dati provenienti da molti Comuni del territorio.

17.6 - PROVINCIA DI PARMA

17.6.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Dall'analisi dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Amministrazioni Provinciali e Comunali, e dal confronto con quelli pubblicati GSE ("Il Solare 2009"), da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009") e da Atlasole (<http://atlasole.gse.it/atlasole>), risulta che sul territorio della Provincia di Parma, all'Ottobre 2010, sono in esercizio complessivamente 663 impianti fotovoltaici, per complessivi 8,409 MW_e di potenza elettrica efficiente lorda.

Di questi impianti, ben 637 sono appartenenti alla classe di potenza inferiore a 20 kW, per 3,910 MW_e installati; appena 10 installazioni appartengono alla classe di potenza tra 20 kW e 50 kW, per corrispondenti 0,394 MW_e. Sono 16, infine, gli impianti fotovoltaici di potenza efficiente lorda superiore ai 50 kW: a questi, però, corrisponde la maggior potenza installata complessiva, ben 4,104 MW_e.

La produzione elettrica lorda da installazioni fotovoltaiche è stata stimata, per il 2010, sulla base dei dati pubblicati da Atlasole (<http://atlasole.gse.it/atlasole>), sulla base delle previsioni di produzione dei singoli impianti, presenti nei documenti autorizzativi e mediante un confronto con i dati pubblicati dal GSE (www.gse.it, vedi "Il solare – Dati statistici al 31 dicembre 2009") relativi agli anni precedenti.

Per il 2010, si stima, per la Provincia di Parma, una produzione elettrica da fonte fotovoltaica, pari a 3,8 GWh.

La sintesi del parco fotovoltaico in esercizio sul territorio della Provincia di Parma è riportata nella Tabella seguente, in cui sono indicate anche le dimensioni medie, sia per classe di potenza che riferite alla totalità delle installazioni.

Parco fotovoltaico in esercizio nella Provincia di Parma				
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]	Produzione elettrica lorda stimata (2010) [GWh]
<20 kW	637	3,91	0,006	
20-50 kW	10	0,394	0,039	
>50 kW	16	4,104	0,256	
Totale	663	8,409	0,013	3,8

17.6.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI NON IN ESERCIZIO

Sulla base dei dati forniti dalla Provincia di Parma e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta di informazioni, nonché in base dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna (il GSE, Terna e Atlasole, infatti, hanno solo i dati relativi agli impianti in esercizio) è stato possibile tracciare un quadro parziale delle installazioni autorizzate e non ancora realizzate sul territorio.

Il quadro è parziale per i motivi citati in precedenza: essendo stato ottenuto solo sulla base delle autorizzazioni già concesse “note” a Provincia e Regione, mancano però i dati relativi alle autorizzazioni concesse dai singoli Comuni, che risultano essere la maggioranza.

Stando a quanto comunicato dalla Provincia di Parma, sono 43 gli impianti già autorizzati e ammessi al contributo “conto energia”, che non sono però ancora entrati in esercizio (per ragioni diverse: mancata realizzazione, mancato allacciamento alla rete, ecc.)

Complessivamente, sono 0,545 i MW_e autorizzati (dalla Provincia di Parma) e non ancora realizzati sul territorio, connessi a nuove installazioni fotovoltaiche; tale situazione è sintetizzata dalla Tabella seguente (non è stato possibile disaggregare i dati poiché non comunicati dalla Provincia):

Installazioni fotovoltaiche autorizzate ma non ancora realizzate / in esercizio nella Provincia di Parma			
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]
<20 kW	?	?	?
20-50 kW	?	?	?
>50 kW	?	?	?
Totale	43	0,545	0,013

17.6.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Non sono stati forniti, da parte della Provincia di Parma e dai Comuni ad essa afferenti, dati relativi a impianti fotovoltaici attualmente in corso di autorizzazione sul territorio, per cui non risulta nemmeno possibile effettuare una stima al riguardo.

17.6.4 - IMPIANTI NON AUTORIZZATI

Sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia di Parma e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta di informazioni, non risultano esserci impianti fotovoltaici sottoposti a valutazione e successivamente non autorizzati da parte degli Enti competenti: come sottolineato in precedenza, però, tale quadro è parziale, mancando i dati provenienti da molti Comuni del territorio.

17.7 - PROVINCIA DI PIACENZA

17.7.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Dall'analisi dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Amministrazioni Provinciali e Comunali, e dal confronto con quelli pubblicati dal GSE ("Il Solare 2009"), da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009") e da Atlasole (<http://atlasole.gse.it/atlasole>), risulta che sul territorio della Provincia di Piacenza, all'Ottobre 2010, sono in esercizio complessivamente 472 impianti fotovoltaici, per complessivi 9,129 MW_e di potenza elettrica efficiente lorda.

Di questi impianti, ben 440 sono appartenenti alla classe di potenza inferiore a 20 kW, per 2,435 MW_e installati; appena 11 installazioni appartengono alla classe di potenza tra 20 kW e 50 kW, per corrispondenti 0,462 MW_e. Sono 21, infine, gli impianti fotovoltaici di potenza efficiente lorda superiore ai 50 kW: a questi, però, corrisponde la maggior potenza installata complessiva, ben 6,232 MW_e.

La produzione elettrica lorda da installazioni fotovoltaiche è stata stimata, per il 2010, sulla base dei dati pubblicati da Atlasole (<http://atlasole.gse.it/atlasole>), sulla base delle previsioni di produzione dei singoli impianti, presenti nei documenti autorizzativi e mediante un confronto con i dati pubblicati dal GSE (www.gse.it, vedi "Il solare – Dati statistici al 31 dicembre 2009") relativi agli anni precedenti.

Per il 2010, si stima, per la Provincia di Piacenza, una produzione elettrica da fonte fotovoltaica, pari a 3,8 GWh.

La sintesi del parco fotovoltaico in esercizio sul territorio della Provincia di Piacenza è riportata nella Tabella seguente, in cui sono indicate anche le dimensioni medie, sia per classe di potenza, che riferite alla totalità delle installazioni.

Parco fotovoltaico in esercizio nella Provincia di Piacenza				
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]	Produzione elettrica lorda stimata (2010) [GWh]
<20 kW	440	2,435	0,005	
20-50 kW	11	0,462	0,042	
>50 kW	21	6,232	0,3	
Totale	472	9,129	0,019	3,8

17.7.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI NON IN ESERCIZIO

Sulla base dei dati forniti dalla Provincia di Piacenza e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta di informazioni, nonché in base dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna (il GSE, Terna e Atlasole, infatti, hanno solo i dati relativi agli impianti in esercizio) è stato possibile tracciare un quadro parziale delle installazioni autorizzate e non ancora realizzate sul territorio.

Il quadro è parziale per i motivi citati in precedenza: essendo stato ottenuto solo sulla base delle autorizzazioni già concesse “note” a Provincia e Regione, mancano però i dati relativi alle autorizzazioni concesse dai singoli Comuni, che risultano essere la maggioranza.

Stando a quanto comunicato dalla Provincia di Piacenza, sono cinque gli impianti fotovoltaici autorizzati e non ancora installati, sul territorio:

- Un impianto fotovoltaico autorizzato presso il Comune di Piacenza. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 1 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato presso il Comune di Caorso. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,998 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato presso il Comune di Piacenza. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 1,344 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato presso il Comune di Sarmato. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 2,5 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato presso il Comune di Podenzano. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,997 MW_e.

Complessivamente, sono quindi 6,839 i MW_e autorizzati (dalla Provincia di Piacenza) e non ancora realizzati sul territorio, connessi a nuove installazioni fotovoltaiche; tale situazione è sintetizzata dalla Tabella seguente:

Installazioni fotovoltaiche autorizzate “note” ma non ancora realizzate / in esercizio nella Provincia di Piacenza			
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]
<20 kW	0	0	0
20-50 kW	0	0	0
>50 kW	5	6,839	1,368
Totale	5	6,839	1,368

17.7.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Sulla base dei dati forniti dalla Provincia di Piacenza e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta di informazioni, nonché in base dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna (il GSE, Terna e Atlasole, infatti, hanno solo i dati relativi agli impianti in esercizio) è stato possibile tracciare un quadro delle installazioni fotovoltaiche attualmente in fase di valutazione sul territorio.

Il quadro sembra essere completo, comprendendo anche i procedimenti di valutazione relativi ai singoli Comuni del territorio piacentino.

Stando a quanto comunicato dalla Provincia di Piacenza, sono 76 gli impianti fotovoltaici attualmente soggetti a procedura di “valutazione”, quasi tutti di “grande dimensione”: 74 impianti, infatti, sono sopra i 100 kW_e di potenza elettrica efficiente lorda, solo due sono al di sotto, seppure di poco (a queste installazioni, infatti, corrispondono potenze di 98 e 99 kW_e).

Tre impianti in fase di valutazione hanno addirittura potenze efficienti lorde dichiarate sopra il MW: l’impianto di dimensioni maggiori dovrebbe avere una potenza installata pari a 3,3 MW_e, alle altre due installazioni dovrebbero corrispondere rispettivamente potenze di 3,167 MW_e e 1,293 MW_e.

Nel complesso, a questi impianti corrispondono in totale ben 64,75 MW_e di potenza efficiente elettrica, attualmente in fase di valutazione su tutto il territorio della Provincia di Piacenza (da parte della Provincia stessa e dei singoli Comuni).

Tale potenza elettrica risulterebbe potenza incrementale rispetto alla situazione attuale, qualora fosse autorizzata dagli Enti competenti e successivamente installata

Tale situazione è sintetizzata nella Tabella seguente:

Installazioni fotovoltaiche “note” in fase di valutazione nella Provincia di Piacenza			
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]
<20 kW	0	0	0
20-50 kW	0	0	0
>50 kW	76	64,75	0,85
Totale	76	64,75	0,85

17.7.4 - IMPIANTI NON AUTORIZZATI

Sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia di Piacenza e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta di informazioni, non risultano esserci impianti fotovoltaici sottoposti a valutazione e successivamente non autorizzati da parte degli Enti competenti: come sottolineato in precedenza, però, tale quadro è parziale, mancando i dati provenienti da molti Comuni del territorio.

17.8 - PROVINCIA DI RAVENNA

17.8.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Dall'analisi dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Amministrazioni Provinciali e Comunali, e dal confronto con quelli pubblicati dal GSE ("Il Solare 2009"), da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009") e da Atlasole (<http://atlasole.gse.it/atlasole>), risulta che sul territorio della Provincia di Ravenna, all'Ottobre 2010, sono in esercizio complessivamente 1200 impianti fotovoltaici, per complessivi 20,264 MW_e di potenza elettrica efficiente lorda.

Di questi impianti, ben 1072 sono appartenenti alla classe di potenza inferiore a 20 kW, per 5,329 MW_e installati; 70 installazioni appartengono alla classe di potenza tra 20 kW e 50 kW, per corrispondenti 3,081 MW_e. Sono 58, infine, gli impianti fotovoltaici di potenza efficiente lorda superiore ai 50 kW: a questi, però, corrisponde la maggior potenza installata complessiva, ben 11,853 MW_e.

La produzione elettrica lorda da installazioni fotovoltaiche è stata stimata, per il 2010, sulla base dei dati pubblicati da Atlasole (<http://atlasole.gse.it/atlasole>), sulla base delle previsioni di produzione dei singoli impianti, presenti nei documenti autorizzativi e mediante un confronto con i dati pubblicati dal GSE (www.gse.it), vedi "Il solare – Dati statistici al 31 dicembre 2009" relativi agli anni precedenti.

Per il 2010, si stima, per la Provincia di Ravenna, una produzione elettrica da fonte fotovoltaica, pari a 13,1 GWh.

La sintesi del parco fotovoltaico in esercizio sul territorio della Provincia di Ravenna è riportata nella Tabella seguente, in cui sono indicate anche le dimensioni medie, sia per classe di potenza che riferite alla totalità delle installazioni.

Parco fotovoltaico in esercizio nella Provincia di Ravenna				
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]	Produzione elettrica lorda stimata (2010) [GWh]
<20 kW	1072	5,329	0,005	
20-50 kW	70	3,081	0,044	
>50 kW	58	11,853	0,2	
Totale	1200	20,264	0,017	13,1

17.8.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI NON IN ESERCIZIO

Sulla base dei dati forniti dalla Provincia di Ravenna e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta di informazioni, nonché in base dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna (il GSE, Terna e Atlasole, infatti, hanno solo i dati relativi agli impianti in esercizio) è stato possibile tracciare un quadro parziale delle installazioni autorizzate e non ancora realizzate sul territorio.

Il quadro è parziale per i motivi citati in precedenza: essendo stato ottenuto solo sulla base delle autorizzazioni già concesse “note” a Provincia e Regione, mancano però i dati relativi alle autorizzazioni concesse dai singoli Comuni, che risultano essere la maggioranza.

Stando a quanto comunicato dalla Provincia di Ravenna, sono quattro gli impianti fotovoltaici autorizzati e non ancora installati, sul territorio:

- Un impianto fotovoltaico autorizzato presso il Comune di Riolo Terme. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,999 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato presso il Comune di Brisighella. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,05 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato presso il Comune di Faenza. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere pari a 0,057 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico autorizzato presso il Comune di Ravenna. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto risulta essere di 0,02 MW_e.

Complessivamente, sono quindi 1,106 i MW_e autorizzati (dalla Provincia di Ravenna) e non ancora realizzati sul territorio, connessi a nuove installazioni fotovoltaiche; tale situazione è sintetizzata dalla Tabella seguente:

Installazioni fotovoltaiche autorizzate “note” ma non ancora realizzate / in esercizio nella Provincia di Ravenna			
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]
<20 kW	0	0	0
20-50 kW	1	0,05	0,05
>50 kW	2	1,056	0,528
Totale	3	1,106	0,37

17.8.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Sulla base dei dati forniti dalla Provincia di Ravenna e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta di informazioni, nonché in base dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna (il GSE e Atlasole, infatti, hanno solo i dati relativi agli impianti in esercizio) è stato possibile tracciare un quadro delle installazioni fotovoltaiche attualmente in fase di valutazione sul territorio.

Il quadro è parziale, perché mancano i dati relativi al “fotovoltaico comunale”, quindi a tutte le installazioni di piccole dimensioni valutate dai singoli Comuni e non note alla Provincia.

Stando a quanto comunicato dalla Provincia di Ravenna, sono 28 gli impianti fotovoltaici attualmente soggetti a procedura di “valutazione”, appartenenti ad un’ampia gamma di taglie: di questi, due risultano essere dei parchi fotovoltaici di notevole estensione (uno caratterizzato da una potenza elettrica efficiente lorda di ben 36,2 MW_e, l’altro da una potenza elettrica di 19,98 MW_e).

Nel complesso, a questi impianti corrispondono in totale ben 75,378 MW_e di potenza efficiente elettrica, attualmente in fase di valutazione su tutto il territorio della Provincia di Ravenna (da parte della Provincia stessa e di alcuni Comuni).

Tale potenza elettrica risulterebbe potenza incrementale rispetto alla situazione attuale, qualora fosse autorizzata dagli Enti competenti e successivamente installata

Tale situazione è sintetizzata nella Tabella seguente:

Installazioni fotovoltaiche “note” in fase di valutazione nella Provincia di Ravenna			
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]
<20 kW	0	0	0
20-50 kW	6	0,259	0,43
>50 kW	22	75,119	3,41
Totale	28	75,378	2,7

Va sottolineato che la dimensione media degli impianti in fase di valutazione nel territorio della Provincia di Ravenna risulta così elevata (quasi sproporzionata rispetto a quanto visto per le altre Provincie) a causa della presenza, tra i progetti, dei parchi fotovoltaici cui si è accennato in precedenza.

17.8.4 - IMPIANTI NON AUTORIZZATI

Sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia di Ravenna e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta di informazioni, non risultano esserci impianti fotovoltaici sottoposti a valutazione e successivamente non autorizzati da parte degli Enti competenti: come sottolineato in precedenza, però, tale quadro è parziale, mancando i dati provenienti da molti Comuni del territorio.

17.9 - PROVINCIA DI REGGIO EMILIA

17.9.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Dall'analisi dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Amministrazioni Provinciali e Comunali, e dal confronto con quelli pubblicati dal GSE ("Il Solare 2009"), da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009") e da Atlasole (<http://atlasole.gse.it/atlasole>), risulta che sul territorio della Provincia di Reggio Emilia, all'Ottobre 2010, sono in esercizio complessivamente 1029 impianti fotovoltaici, per complessivi 9,736 MW_e di potenza elettrica efficiente lorda.

Di questi impianti, ben 964 sono appartenenti alla classe di potenza inferiore a 20 kW, per 4,932 MW_e installati; appena 30 installazioni appartengono alla classe di potenza tra 20 kW e 50 kW, per corrispondenti 1,104 MW_e. Sono 35, infine, gli impianti fotovoltaici di potenza efficiente lorda superiore ai 50 kW: a questi corrisponde una potenza installata complessiva di 3,7 MW_e.

La produzione elettrica lorda da installazioni fotovoltaiche è stata stimata, per il 2010, sulla base dei dati pubblicati da Atlasole (<http://atlasole.gse.it/atlasole>), sulla base delle previsioni di produzione dei singoli impianti, presenti nei documenti autorizzativi e mediante un confronto con i dati pubblicati dal GSE (www.gse.it, vedi "Il solare – Dati statistici al 31 dicembre 2009") relativi agli anni precedenti.

Per il 2010, si stima, per la Provincia di Reggio Emilia, una produzione elettrica da fonte fotovoltaica, pari a 5,9 GWh.

La sintesi del parco fotovoltaico in esercizio sul territorio della Provincia di Reggio Emilia è riportata nella Tabella seguente, in cui sono indicate anche le dimensioni medie, sia per classe di potenza che riferite alla totalità delle installazioni.

Parco fotovoltaico in esercizio nella Provincia di Reggio Emilia				
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]	Produzione elettrica lorda stimata (2010) [GWh]
<20 kW	964	4,932	0,005	5,9
20-50 kW	30	1,104	0,037	
>50 kW	35	3,7	0,105	
Totale	1029	9,736	0,009	

17.9.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI NON IN ESERCIZIO

Sulla base dei dati forniti dalla Provincia di Reggio Emilia e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta di informazioni, nonché in base dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna (il GSE, Terna e Atlasole, infatti, hanno solo i dati relativi agli impianti in esercizio) è stato possibile tracciare un quadro parziale delle installazioni autorizzate e non ancora realizzate sul territorio.

Il quadro è parziale per i motivi citati in precedenza: essendo stato ottenuto solo sulla base delle autorizzazioni già concesse “note” a Provincia e Regione, oltre che sulla base delle autorizzazioni concesse da quei Comuni che hanno risposto alla richiesta di informazioni, mancano però i dati relativi alle autorizzazioni concesse da tutti gli altri Comuni, che risultano essere la maggioranza.

Stando a quanto comunicato dalla Provincia di Reggio Emilia e da alcuni Comuni, si stima che siano circa un centinaio gli impianti fotovoltaici “noti” autorizzati e non ancora installati, sul territorio: il condizionale è d’obbligo, tenendo conto del fatto che gli stessi Comuni non sanno se determinati impianti, autorizzati già da alcuni mesi, siano poi stati effettivamente realizzati.

Complessivamente, si stima che siano circa 3 i MW_e autorizzati (tutti dai Comuni che hanno risposto alla richiesta di dati, nulla dalla Provincia) e non ancora realizzati sul territorio, connessi a nuove installazioni fotovoltaiche; tale situazione è sintetizzata dalla Tabella seguente:

Installazioni fotovoltaiche autorizzate “note” ma non ancora realizzate / in esercizio nella Provincia di Reggio Emilia			
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]
<20 kW	~90	0,61	0,007
20-50 kW	~3	~0,09	0,03
>50 kW	~8	~2,3	0,29
Totale	~100	~3	0,03

La “ripartizione” per taglie è puramente indicativa, stimata sulla base dei dati a disposizione, ma se non altro consente di capire quali sono le dimensioni medie di impianto che incontrano il maggior favore da parte degli installatori e degli utenti finali che le installano.

17.9.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Sulla base dei dati forniti dalla Provincia di Reggio Emilia e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta di informazioni, nonché in base dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna (il GSE, Terna e Atlasole, infatti, hanno solo i dati relativi agli impianti in esercizio) è stato possibile tracciare un quadro “di massima” delle installazioni fotovoltaiche “note”, attualmente in fase di valutazione sul territorio.

Tale quadro è parziale, perché mancano i dati relativi al “fotovoltaico comunale” della maggior parte dei Comuni reggiani, quindi al grande numero di impianti fotovoltaici di piccole dimensioni.

Stando a quanto comunicato dalla Provincia di Reggio Emilia e dai Comuni che hanno risposto alla richiesta dei dati, sono 3 gli impianti fotovoltaici “noti” attualmente soggetti a procedura di “valutazione”, di taglie differenti.

Nel complesso, a questi impianti corrispondono in totale 0,596 MW_e di potenza efficiente elettrica, attualmente in fase di valutazione sul territorio della Provincia di Reggio Emilia (da parte di alcuni Comuni; la Provincia in realtà non sta valutando alcun impianto).

Tale situazione è sintetizzata nella Tabella seguente:

Installazioni fotovoltaiche “note” in fase di valutazione nella Provincia di Reggio Emilia			
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]
<20 kW	1	0,018	0,018
20-50 kW	0	0	0
>50 kW	2	0,578	0,289
Totale	3	0,596	0,199

17.9.4 - IMPIANTI NON AUTORIZZATI

Sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia di Ravenna e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta di informazioni, non risultano esserci impianti fotovoltaici sottoposti a valutazione e successivamente non autorizzati da parte degli Enti competenti: come sottolineato in precedenza, però, tale quadro è parziale, mancando i dati provenienti da molti Comuni del territorio.

17.10 - PROVINCIA DI RIMINI

17.10.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Dall'analisi dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Amministrazioni Provinciali e Comunali, e dal confronto con quelli pubblicati dal GSE ("Il Solare 2009"), da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009") e da Atlasole (<http://atlasole.gse.it/atlasole>), risulta che sul territorio della Provincia di Rimini, all'Ottobre 2010, sono in esercizio complessivamente 831 impianti fotovoltaici, per complessivi 7,965 MW_e di potenza elettrica efficiente lorda.

Di questi impianti, ben 769 sono appartenenti alla classe di potenza inferiore a 20 kW, per 3,757 MW_e installati; 50 installazioni appartengono alla classe di potenza tra 20 kW e 50 kW, per corrispondenti 2,319 MW_e. Sono appena 12, infine, gli impianti fotovoltaici di potenza efficiente lorda superiore ai 50 kW: a questi corrisponde una potenza installata complessiva di 1,889 MW_e.

La produzione elettrica lorda da installazioni fotovoltaiche è stata stimata, per il 2010, sulla base dei dati pubblicati da Atlasole (<http://atlasole.gse.it/atlasole>), sulla base delle previsioni di produzione dei singoli impianti, presenti nei documenti autorizzativi e mediante un confronto con i dati pubblicati dal GSE (www.gse.it, vedi "Il solare – Dati statistici al 31 dicembre 2009") relativi agli anni precedenti.

Per il 2010, si stima, per la Provincia di Rimini, una produzione elettrica da fonte fotovoltaica, pari a 5,5 GWh.

La sintesi del parco fotovoltaico in esercizio sul territorio della Provincia di Rimini è riportata nella Tabella seguente, in cui sono indicate anche le dimensioni medie, sia per classe di potenza, che riferite alla totalità delle installazioni.

Parco fotovoltaico in esercizio nella Provincia di Rimini				
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]	Produzione elettrica lorda stimata (2010) [GWh]
<20 kW	769	3,757	0,005	
20-50 kW	50	2,319	0,047	
>50 kW	12	1,889	0,157	
Totale	831	7,965	0,01	5,5

17.10.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI NON IN ESERCIZIO

Sulla base dei dati forniti dalla Provincia di Rimini e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta di informazioni, nonché in base dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna (il GSE, Terna e Atlasole, infatti, hanno solo i dati relativi agli impianti in esercizio) è stato possibile tracciare un quadro parziale delle installazioni autorizzate e non ancora realizzate sul territorio.

Il quadro è parziale per i motivi citati in precedenza: essendo stato ottenuto solo sulla base delle autorizzazioni già concesse “note” a Provincia e Regione, oltre che sulla base delle autorizzazioni concesse da quei Comuni che hanno risposto alla richiesta di informazioni, mancano i dati relativi alle autorizzazioni concesse da tutti gli altri Comuni, che risultano essere la maggioranza.

Stando a quanto comunicato dalla Provincia di Rimini, sono 4 gli impianti fotovoltaici “noti” autorizzati e non ancora installati, sul territorio: a questi vanno poi aggiunti gli impianti “fotovoltaici Comunali” sfuggiti a questa raccolta dati.

- Impianto fotovoltaico autorizzato nell’agosto 2010 sul territorio del Comune di Maiolo. La potenza elettrica efficiente lorda corrispondente a tale installazione è pari a 0,063 MW_e.
- Impianto fotovoltaico “architettonicamente integrato”, autorizzato nel settembre 2010 sul territorio del Comune di Torriana. La potenza elettrica efficiente lorda corrispondente a tale installazione è pari a 0,728 MW_e.
- Impianto fotovoltaico “architettonicamente integrato” autorizzato nel settembre 2010 sul territorio del Comune di San Leo. La potenza elettrica efficiente lorda corrispondente a tale installazione è pari a 0,726 MW_e.
- Impianto fotovoltaico autorizzato nel settembre 2010 sul territorio del Comune di San Leo. La potenza elettrica efficiente lorda corrispondente a tale installazione è pari a 0,864 MW_e.

Complessivamente, sono quindi 2,381 MW_e autorizzati (dalla Provincia di Rimini) e non ancora realizzati sul territorio, connessi a nuove installazioni fotovoltaiche; tale situazione è sintetizzata dalla Tabella seguente:

Installazioni fotovoltaiche autorizzate “note” ma non ancora realizzate / in esercizio nella Provincia di Rimini			
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]
<20 kW	0	0	0
20-50 kW	0	0	0
>50 kW	4	2,381	0,595
Totale	4	2,381	0,595

Anche in questo caso bisogna sottolineare che il dato è parziale, mancando quello degli impianti “fotovoltaici Comunali” che hanno ottenuto l’autorizzazione da parte dei singoli Comuni e non sono ancora stati realizzati.

17.10.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Sulla base dei dati forniti dalla Provincia di Rimini e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta di informazioni, nonché in base dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna (il GSE e Atlasole, infatti, hanno solo i dati relativi agli impianti in esercizio) è stato possibile tracciare un quadro “di massima” delle installazioni fotovoltaiche “note”, attualmente in fase di valutazione sul territorio.

Tale quadro è parziale, perché mancano i dati relativi al “fotovoltaico comunale” della maggior parte dei Comuni, quindi al grande numero di impianti fotovoltaici di piccole dimensioni.

Stando a quanto comunicato dalla Provincia di Rimini e dai Comuni che hanno risposto alla richiesta dei dati, sono 7 gli impianti fotovoltaici “noti” attualmente soggetti a procedura di “valutazione”, di taglie differenti:

- Impianto fotovoltaico a terra, da realizzarsi nel Comune di Rimini. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto dovrebbe essere pari a 0,597 MW_e.

- Impianto fotovoltaico a terra, da realizzarsi nel Comune di Torriana. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto dovrebbe essere pari a 0,193 MW_e.
- Impianto fotovoltaico a terra, da realizzarsi nel Comune di Casteldelci. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto dovrebbe essere pari a 0,607 MW_e.
- Impianto fotovoltaico a terra, da realizzarsi nel Comune di Novafeltria. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto dovrebbe essere pari a 0,034 MW_e.
- Impianto fotovoltaico a terra, da realizzarsi nel Comune di Rimini. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto dovrebbe essere pari a 0,597 MW_e.
- Impianto fotovoltaico, da realizzarsi nel Comune di Maiolo. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto dovrebbe essere pari a 0,507 MW_e.
- Impianto fotovoltaico, da realizzarsi nel Comune di Sant'Agata Feltria. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto dovrebbe essere pari a 0,304 MW_e.
- Impianto fotovoltaico, da realizzarsi nel Comune di San Leo. La potenza elettrica efficiente lorda di questo impianto dovrebbe essere pari a 0,557 MW_e.

Nel complesso, a questi impianti corrispondono in totale 3,396 MW_e di potenza efficiente elettrica, attualmente in fase di valutazione sul territorio della Provincia di Rimini.

Tale situazione è sintetizzata nella Tabella seguente:

Installazioni fotovoltaiche "note" in fase di valutazione nella Provincia di Rimini			
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]
<20 kW	0	0	0
20-50 kW	1	0,034	0,034
>50 kW	6	3,362	0,56
Totale	7	3,396	0,485

17.10.4 - IMPIANTI NON AUTORIZZATI

Sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia di Rimini e dai Comuni ad essa afferenti che hanno risposto alla richiesta di informazioni, risultano esserci 3 impianti fotovoltaici sottoposti a valutazione e successivamente non autorizzati da parte degli Enti competenti: come sottolineato in precedenza, però, tale quadro è parziale, mancando i dati provenienti da molti Comuni del territorio.

- Un impianto fotovoltaico destinato ad alimentare un'utenza agricola nel Comune di Pennabilli; la potenza elettrica efficiente lorda di tale impianto era definita pari a 0,912 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico che doveva essere realizzato nel Comune di San Leo; la potenza elettrica efficiente lorda di tale impianto era definita pari a 0,680 MW_e.
- Un impianto fotovoltaico che doveva essere realizzato nel Comune di San Leo; la potenza elettrica efficiente lorda di tale impianto era definita pari a 0,680 MW_e.

La potenza elettrica efficiente lorda connessa, nel complesso, a tutti questi impianti "rifiutati", è pari a 2,272 MW_e.

La sintesi dei dati relativi agli impianti "noti" sottoposti a valutazione nel territorio della Provincia di Rimini e successivamente non autorizzati, è riportata nella Tabella seguente:

Installazioni fotovoltaiche non autorizzate nella Provincia di Rimini			
Taglia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensione media impianto [MW_e]
Totale	3	2,272	0,252

17.11 - STATO ATTUALE DEL FOTOVOLTAICO IN EMILIA-ROMAGNA

17.11.1 - PARCO FOTOVOLTAICO ATTUALMENTE INSTALLATO

Sintetizzando i dati finora considerati (provenienti, come detto, dagli enti –Regione Emilia Romagna, Provincie e Comuni, dal GSE, da Terna e da Atlasole), risultano dunque in funzione ben 9442 impianti fotovoltaici sul territorio regionale, appartenenti a classi di potenza differenti: a queste installazioni corrisponde, complessivamente, una potenza elettrica efficiente lorda pari a 141,4 MW_e (dati “Atlasole”) e una produzione elettrica lorda complessiva pari a circa 84 GWh (stima forse “al ribasso”, visto che per molti impianti si è tenuto conto di un numero medio annuo di ore di funzionamento pari a quello degli impianti già esistenti, quindi ridotto; stima ottenuta da elaborazione dei dati contenuti in “Il Solare 2009”, fonte: GSE).

Considerando questi dati totali di potenza installata e produzione, risulta quindi un numero medio annuo di ore di funzionamento pari a 592; un valore ridotto, che però risulta probabilmente sottostimato, in relazione alle considerazioni fatte in precedenza relativamente alla produzione elettrica lorda da impianti fotovoltaici.

Tale situazione complessiva dello stato della tecnologia fotovoltaica in Emilia Romagna, è riassunta nella Tabella seguente.

Impianti fotovoltaici in esercizio nella Regione Emilia Romagna				
	Numero impianti	Potenza efficiente lorda [MW]	Produzione elettrica lorda [GWh]	Ore di funzionamento medie annue stimate [h/anno]
Totale (tutte le taglie)	9442	141,4	83,6	592

Essendo stato stimato, per il 2010, un fabbisogno di energia elettrica pari a 27674 GWh (fonte: elaborazione del “Servizio Politiche Energetiche” della Regione Emilia Romagna; vedi “Piano Energetico Regionale”), risulta che la tecnologia fotovoltaica dovrebbe coprire il 0,3% di questo fabbisogno: un’incidenza complessivamente ridotta, ma da non sottovalutare perché (come si vedrà nei paragrafi seguenti) in crescita nel corso degli anni, segno di un mercato in fase di sviluppo, che riscuote sempre maggiore attenzione tra utenti finali, utilizzatori e installatori.

17.11.2 - RIPARTIZIONE “PER TAGLIA” DEL PARCO FOTOVOLTAICO IN ESERCIZIO

Volendo scendere maggiormente nel dettaglio, si può fare riferimento alla ripartizione in base alla taglia di tutti questi impianti fotovoltaici: le “classi” di dimensioni sono quelle degli impianti di potenza inferiore ai 20 kW, impianti di dimensione compresa tra 20 kW e 50 kW e impianti di potenza superiore a 50 kW.

Andando a considerare i dati pubblicati da Atlasole (<http://atlasole.gse.it/atlasole>) risulta che, all'ottobre 2010, sono in esercizio 8618 impianti di dimensioni inferiori a 20 kW, per complessivi 45,209 MW_e di potenza elettrica efficiente lorda.

Sono invece 435 gli impianti di dimensione compresa tra i 20 e i 50 kW, per corrispondenti 17,7 MW_e di potenza elettrica efficiente lorda.

Solo 389, infine, le installazioni fotovoltaiche emiliano romagnole appartenenti alla taglia maggiore di 50 kW, ma a queste corrisponde la maggior quantità di potenza elettrica efficiente installata, ben 78,505 MW_e (dati “Atlasole”).

Tale ripartizione per taglia degli impianti fotovoltaici presenti in regione è sintetizzata nella Tabella seguente:

Ripartizione per "taglia" degli impianti fotovoltaici in esercizio in Emilia Romagna al 2010			
Taglia [kW]	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda complessivamente installata [MW_e]	Dimensione media per impianto [MW]
< 20 [kW]	8618	45,209	0,005
20 - 50 [kW]	435	17,7	0,04
> 50 [kW]	389	78,505	0,2

Si può esplicitare il “peso”, sul totale della tecnologia fotovoltaica attualmente installata sul territorio emiliano-romagnolo, delle differenti taglie impiantistiche; la ripartizione del numero totale degli impianti installati, sulla base della taglia, è evidenziata in Figura 17.1:

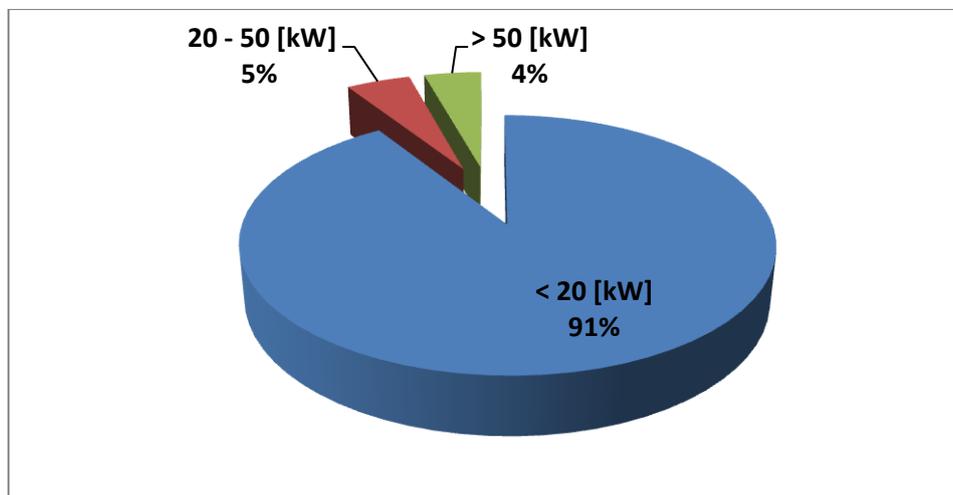


Figura 17.1: ripartizione in base alla taglia [kW] del numero totale di impianti fotovoltaici installati in Emilia Romagna

E' evidente che gli impianti fotovoltaici di piccola taglia risultano essere la maggioranza assoluta, proprio per via delle loro caratteristiche, che li rendono appetibili all'utenza civile.

Considerando invece la ripartizione (sempre sulla base della taglia) della potenza elettrica efficiente lorda associata agli impianti fotovoltaici installati sul territorio della Regione Emilia Romagna, le distribuzioni percentuali ovviamente si modificano in misura significativa: tale analisi è sintetizzata in Figura 17.2:

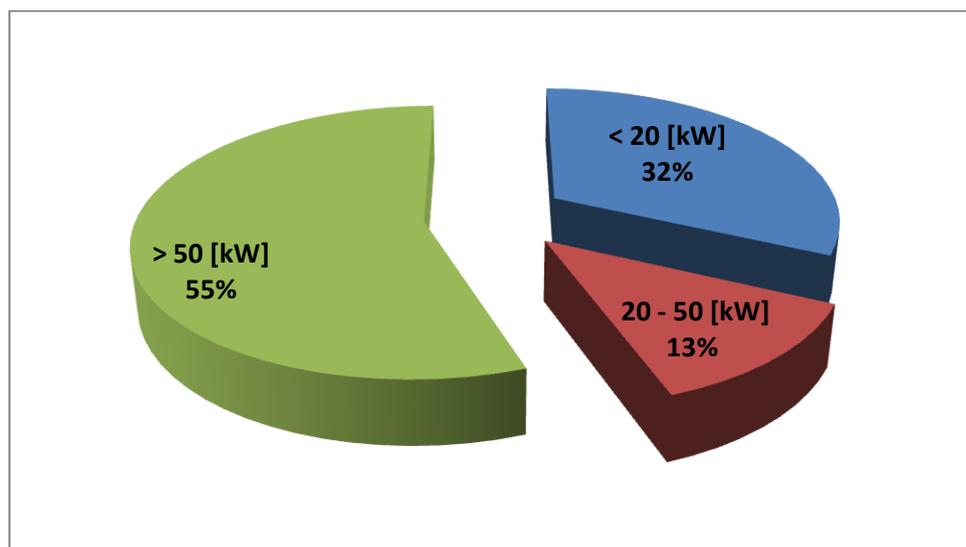


Figura 17.2: ripartizione in base alla taglia [kW] della potenza elettrica installata da impianti fotovoltaici in Emilia Romagna

Si evidenzia che più della metà (per la precisione 78,5 MW_e, il 55% del totale) della potenza elettrica efficiente lorda installata in Regione da impianti fotovoltaici, è dovuta a installazioni di “grande taglia” (superiore ai 50 kW), sebbene queste siano numericamente poche, appena 389.

Solo il 32% della potenza elettrica efficiente lorda totale installata in Regione da impianti fotovoltaici (45,2 MW_e) è dovuta ad impianti di piccola/piccolissima taglia (inferiore ai 20 kW), che numericamente, invece, sono la quasi totalità (8261, il 92% del complessivo; fonte: Atlasole, 2010).

Gli impianti di dimensione intermedia (tra i 20 kW e i 50 kW) sono la categoria che meno incide in termini di potenza elettrica efficiente lorda complessivamente installata sul territorio della Regione: 17,7 MW_e, il 13% del totale.

Si può anche realizzare un confronto tra le dimensioni medie delle differenti tipologie impiantistiche, espresse in kW_e: tale analisi è riassunta in Figura 17.3.

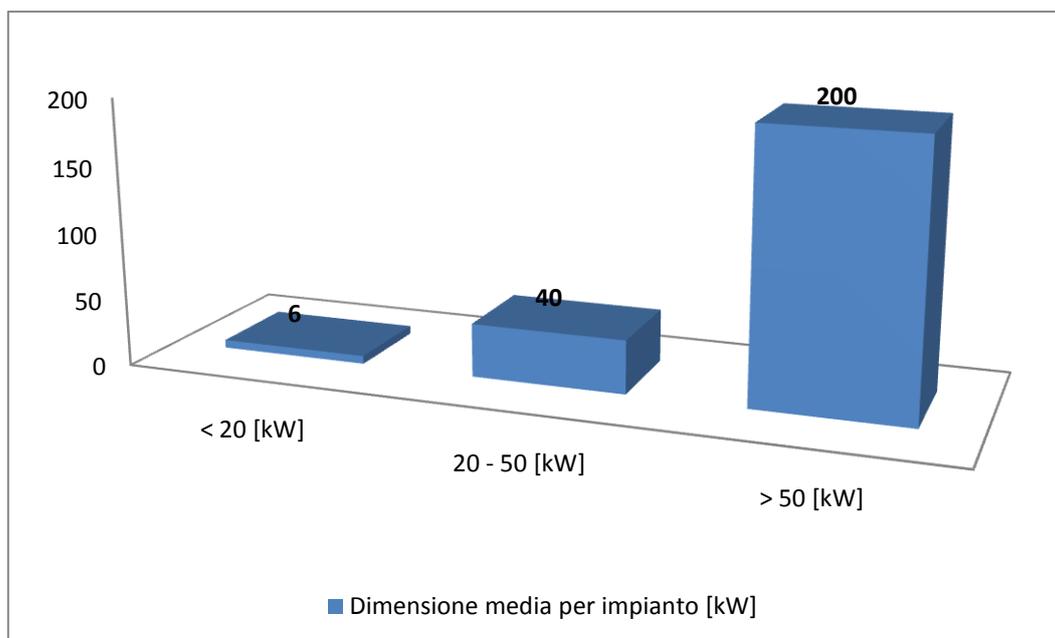


Figura 17.3: dimensione media delle differenti taglie impiantistiche per le installazioni fotovoltaiche presenti in Emilia Romagna

La dimensione media degli impianti di piccola/piccolissima taglia (inferiore ai 20 kW) installati sul territorio emiliano-romagnolo è quindi pari a 6 kW; per le installazioni di dimensione intermedia (tra 20 kW e 50 kW) la dimensione media è 40 kW. Gli impianti fotovoltaici di “grande” dimensione (superiore ai 50 kW) installati sul territorio regionale, risultano avere una dimensione media di 200 kW.

17.11.3 - RIPARTIZIONE “PER PROVINCIA” DEL PARCO FOTOVOLTAICO ATTUALMENTE INSTALLATO

Dopo aver considerato il parco fotovoltaico in esercizio sul territorio della Regione Emilia Romagna, analizzandolo dal punto di vista delle taglie impiantistiche, è ora possibile andare a considerarlo sottolineandone la distribuzione sul territorio.

Gli impianti sono distribuiti tra le nove Province del territorio emiliano romagnolo nel modo evidenziato dalla Tabella seguente (fonte: Atlasole, 2010; <http://atlasole.gse.it/atlasole>):

Ripartizione per Provincia del parco fotovoltaico in esercizio in Emilia Romagna al 2010			
Provincia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Produzione elettrica lorda [GWh]
Bologna	1818	38,21	21,3
Ferrara	586	11,24	7,2
Forlì-Cesena	1143	17,07	11,2
Modena	1700	19,37	11,8
Parma	663	8,41	3,8
Piacenza	472	9,13	3,8
Ravenna	1200	20,27	13,1
Reggio Emilia	1029	9,74	5,9
Rimini	831	7,97	5,5
Totale Emilia Romagna	9442	141,41	83,6

Risulta evidente come la Provincia di Bologna giochi un ruolo predominante, dal punto di vista della tecnologia fotovoltaica, all'interno della Regione Emilia Romagna; ad una prima analisi, si può individuare un ruolo importante anche per le Province di Ravenna (che si conferma molto presente in termini di sviluppo delle fonti rinnovabili sul territorio) e Modena.

Tali considerazioni si possono ulteriormente esplicitare andando a rappresentare i dati sintetizzati nella Tabella precedente, all'interno della Figura 17.4:

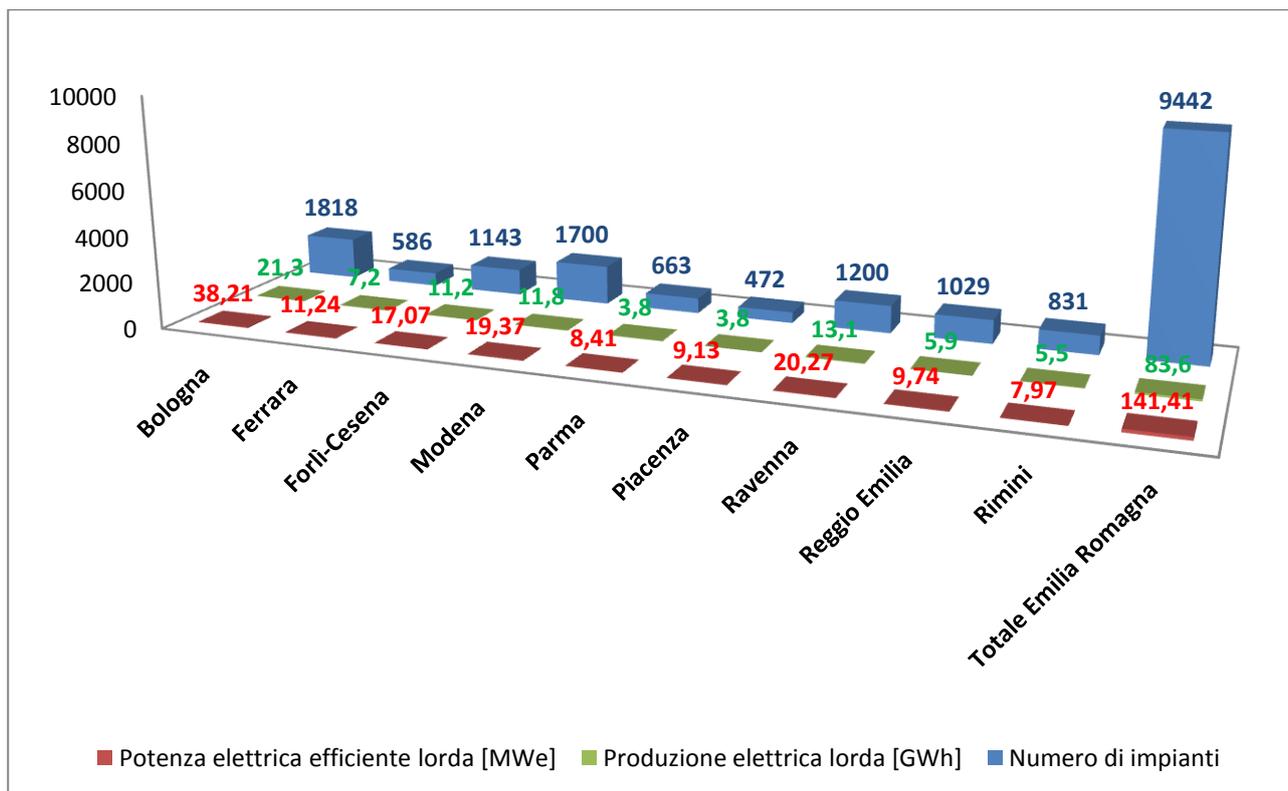


Figura 17.4: ripartizione per Provincia del parco fotovoltaico in esercizio al 2010 nella Regione Emilia Romagna

La Provincia di Bologna detiene il primato regionale, per la tecnologia fotovoltaica, sotto ogni punto di vista: il numero degli impianti in esercizio (1818), la potenza elettrica efficiente installata (38,2 MW_e) e la produzione elettrica lorda (21,3 GWh); in termini di numero di impianti, al secondo posto è la Provincia di Modena (con 1700 installazioni in esercizio) e al terzo quella di Ravenna (1200 impianti).

Le due Province però, si “invertono” in termini di potenza elettrica efficiente installata e in termini di produzione elettrica lorda: Ravenna risulta infatti la seconda Provincia della Regione, considerando questi due parametri (con 20,3 MW_e di potenza elettrica installata da fotovoltaico e 13,1 GWh stimati di produzione elettrica lorda), mentre Modena scala al terzo posto (con 19,4 MW_e di potenza elettrica installata da fotovoltaico e 11,8 GWh stimati di produzione elettrica lorda).

La Provincia della Regione che risulta essere meno “presente”, dal punto di vista della tecnologia fotovoltaica, in termini di numero di impianti e di produzione elettrica lorda, è la Provincia di Piacenza (472 impianti e 3,8 GWh di produzione

elettrica), seguita dalla Provincia di Parma (663 impianti e sempre 3,8 GWh di produzione).

Dal punto di vista della potenza efficiente elettrica installata da fonte fotovoltaica, invece, è la Provincia di Rimini a detenere il primato negativo, con 7,97 MW_e installati complessivamente. Al secondo posto, la Provincia di Parma.

Si può ora esplicitare il peso percentuale delle varie Province della Regione dal punto di vista dei vari parametri presi in considerazione: numero di impianti, potenza elettrica efficiente lorda e produzione elettrica lorda.

La ripartizione tra Province del numero di installazioni fotovoltaiche installate, è riportata in Figura 17.5:

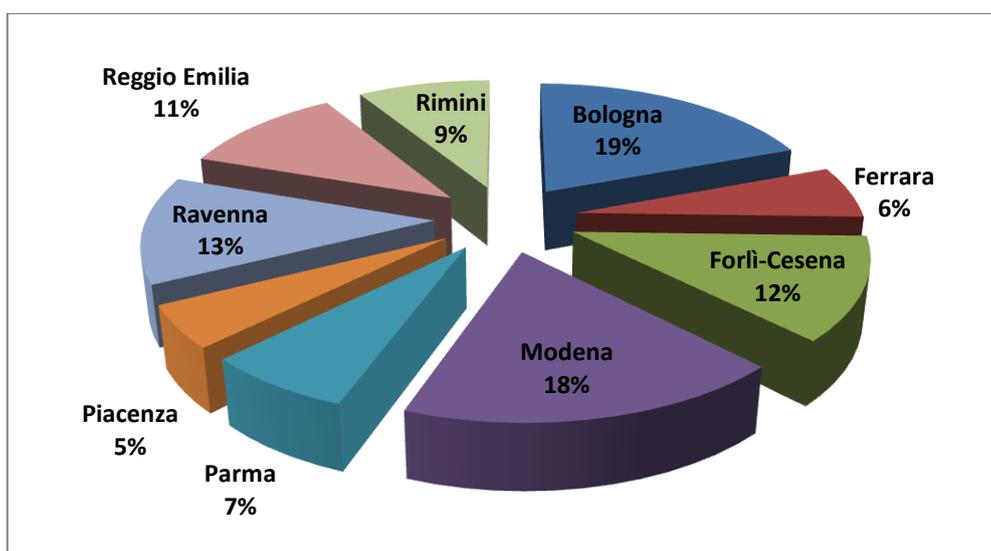


Figura 17.5: ripartizione percentuale tra le Province della Regione del numero totale di installazioni fotovoltaiche in esercizio al 2010

Si evidenzia come siano le Province di Bologna (con 1818 impianti installati) e Modena (1700) a dominare questa “classifica”, trovandosi rispettivamente al primo ed al secondo posto, con delle percentuali pari al 19% e al 18%. Le Province che, al contrario, risultano avere il minor numero di installazioni fotovoltaiche sul territorio, sono quelle di Piacenza (472, il 5% del totale), Ferrara (586, il 6% del totale) e Parma (663, il 7% del totale). La fonte è “Atlasole” (<http://atlasole.gse.it>).

La ripartizione percentuale tra le Province della potenza elettrica installata da fotovoltaico è invece riportata in Figura 17.6:

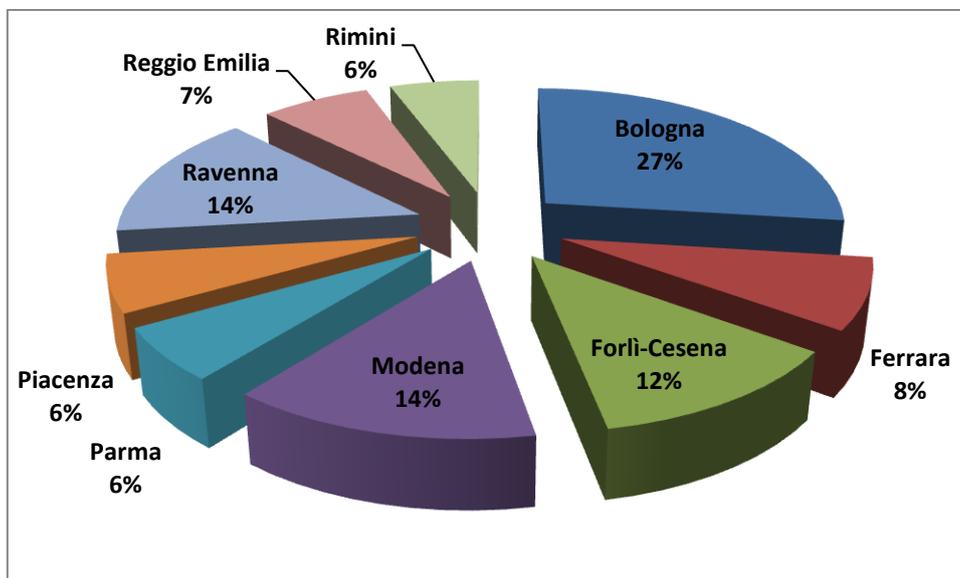


Figura 17.6: ripartizione percentuale tra le Province della Regione della potenza elettrica connessa alle installazioni fotovoltaiche in esercizio al 2010

Si evidenzia che la Provincia di Bologna è ancora al primo posto, con 38,21 MW_e installati da fotovoltaico, che corrispondono ad un 27% della potenza totale installata in regione.

Al secondo posto, la Provincia di Ravenna, che con 20,27 MW_e installati copre il 14% del totale; percentuale analoga è quella della Provincia di Modena, cui corrispondono 19,37 MW_e installati da fonte fotovoltaica.

Dal punto di vista della potenza elettrica efficiente connessa ad installazioni fotovoltaiche, il quadro delle Province “meno coperte” si allarga: oltre alle già citate Province di Piacenza, Ferrara e Parma (che, oltre ad avere un ridotto numero di installazioni, sono anche caratterizzate da una ridotta potenza fotovoltaica installata, rispetto al totale regionale: rispettivamente il 6%, il 6% e l’8%), si aggiungono anche la Provincia di Rimini (che, con circa 8 MW_e installati mediante impianti fotovoltaici, copre il 6% del totale regionale) e quella di Reggio Emilia (che con 9,74 MW_e raggiunge il 7% del complessivo regionale).

La ripartizione percentuale delle installazioni fotovoltaiche sulle Province si può andare ora a considerare analizzando l'aspetto della produzione elettrica efficiente lorda (anche se presumibilmente sottostimata, tenuto conto delle considerazioni effettuate in precedenza relativamente alle ore medie annue di funzionamento; come detto, tale dato è una stima derivata dall'elaborazione dei dati contenuti in "Il Solare 2009", fonte GSE).

Tale analisi è esplicitata in Figura 17.7:

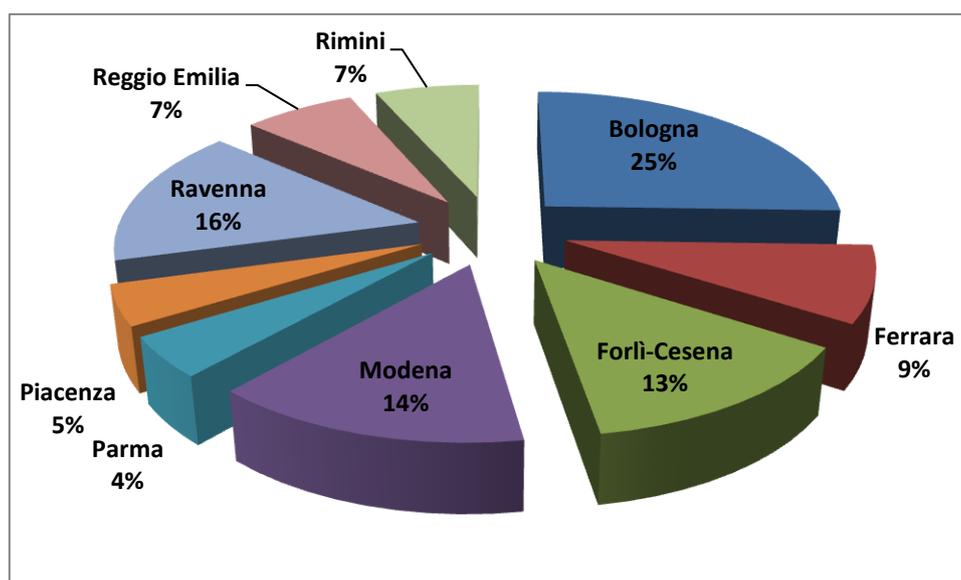


Figura 17.7: ripartizione percentuale tra le Province della Regione della produzione elettrica dovuta alle installazioni fotovoltaiche in esercizio al 2010

Risulta ancora una volta il ruolo predominante della Provincia di Bologna, che con 21,3 GWh di produzione elettrica lorda da fotovoltaico, copre il 25% della produzione elettrica lorda regionale da fonte fotovoltaica.

Al secondo posto, anche da questo punto di vista (oltre che da quello della potenza installata) si trova la Provincia di Ravenna, cui corrispondono 13,1 GWh, per il 16% del totale regionale.

Il quadro che risulta evidenzia una realtà regionale abbastanza omogenea in termini di distribuzione degli impianti fotovoltaici sul territorio, senza la presenza di particolari "poli" di produzione che concentrino la quasi totalità dell'installato, come si è invece verificato essere nel caso di altre fonti alternative (biomasse o fonte eolica).

L'analisi per Provincia può ora andare anche a considerare le ore medie di funzionamento degli impianti, stimate sulla base delle potenze installate e della produzione elettrica lorda stimata per il 2010.

Tale analisi è riportata nella Tabella e in Figura 17.8:

Ore medie annue di funzionamento per impianto fotovoltaico	
Provincia	h/anno
Bologna	558
Ferrara	641
Forlì-Cesena	656
Modena	610
Parma	453
Piacenza	416
Ravenna	647
Reggio Emilia	606
Rimini	691
Totale Emilia Romagna	594

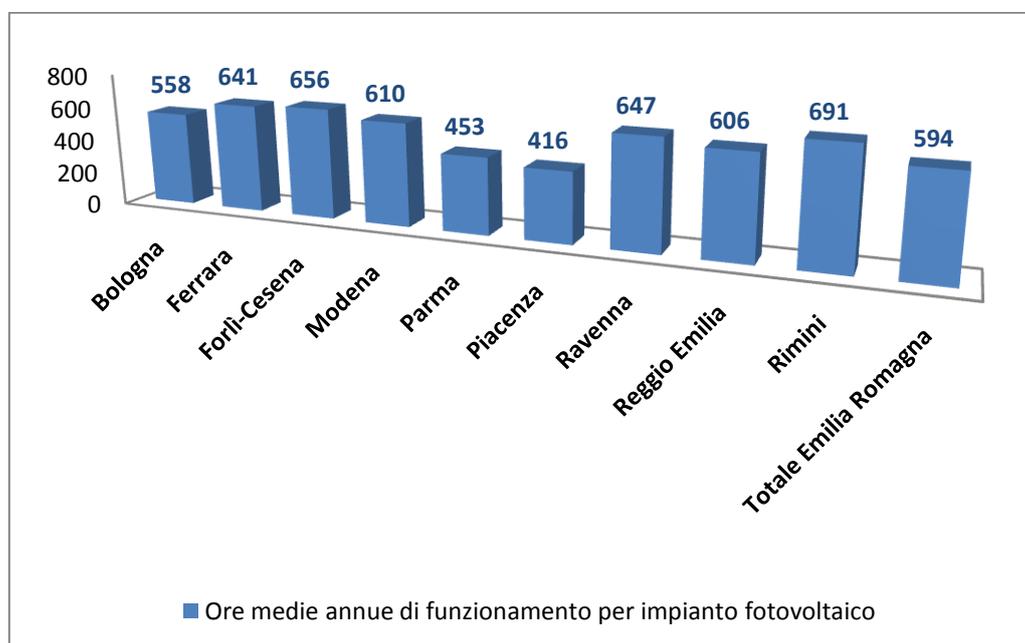


Figura 17.8: ore medie annue di funzionamento stimate per gli impianti fotovoltaici installati al 2010 nelle differenti Province della Regione

Si evidenzia come la media di ore annue di funzionamento degli impianti fotovoltaici sia “strutturalmente” più ridotta rispetto a quella che caratterizza le altre tipologie di impianto.

La media della Provincia di Bologna risulta essere in linea con quella regionale (e, presumibilmente, la determina, a causa del “peso percentuale” della Provincia di Bologna sul totale regionale, dal punto di vista della produzione elettrica); al di sotto di questa media sono solamente la Provincia di Piacenza (416 ore contro 594 di media, -30% rispetto alla media regionale) e la Provincia di Parma (453 ore contro 594 di media, -24% rispetto alla media regionale).

La Provincia più “virtuosa” da questo punto di vista sembra risultare quella di Rimini, con 691 ore medie annue di funzionamento degli impianti fotovoltaici, ben il 16% in più rispetto alla media regionale).

Bisogna ribadire che anche i dati relativi alle ore medie annue di funzionamento degli impianti fotovoltaici al 2010 (oltre che quelli relativi alla produzione elettrica) sono stati ottenuti come stime, a partire dai dati pubblicati dal GSE (“Il Solare 2009”), da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”) e dalle informazioni trasmesse dagli installatori, nonché dalle Province e dai Comuni del territorio che hanno risposto alla richiesta di informazioni.

Come nel caso della produzione elettrica lorda da fonte fotovoltaica, probabilmente anche le ore medie annue di funzionamento risulteranno sottostimate, tenendo conto dell’evoluzione della tecnologia, migliorata e più efficiente rispetto al caso “business as usual”.

17.11.4 - RIPARTIZIONE PER PROVINCIA E PER TAGLIA DEL PARCO FOTOVOLTAICO ATTUALMENTE INSTALLATO

Dopo aver considerato la suddivisione del parco fotovoltaico in esercizio nella Regione Emilia Romagna dal punto di vista della distribuzione territoriale e di quella per taglia degli impianti, si può ora andare ad analizzare lo stato della tecnologia prendendo contemporaneamente in considerazione i due differenti aspetti: analizzando cioè la distribuzione territoriale delle differenti tipologie impiantistiche: la fonte dei dati sono sempre gli atti in possesso della Regione Emilia Romagna, quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni che hanno risposto alla richiesta di informazioni, e le pubblicazioni di GSE ("Il Solare 2009"), Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - 2009") e Atlasole (<http://atlasole.gse.it/atlasole>).

1) Impianti di dimensioni inferiori ai 20 kW

Si è andati ora a considerare la distribuzione, sul territorio delle varie Province della Regione, del numero degli impianti di dimensione inferiore a 20 kW installati, e della corrispondente potenza elettrica efficiente lorda, loro associata.

La sintesi di questa analisi (fonte: Atlasole 2010, <http://atlasole.gse.it/atlasole>) è riportata nella Tabella seguente:

Ripartizione per Provincia del parco fotovoltaico in esercizio in Emilia Romagna al 2010 - Impianti < 20 kW		
Provincia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]
Bologna	1588	8,51
Ferrara	535	2,755
Forlì-Cesena	1023	5,45
Modena	1590	8,09
Parma	637	3,9
Piacenza	440	2,44
Ravenna	1072	5,33
Reggio Emilia	964	4,93
Rimini	769	3,76
Totale Emilia Romagna	8618	45,2

Questi dati sono poi esplicitati in Figura 17.9.

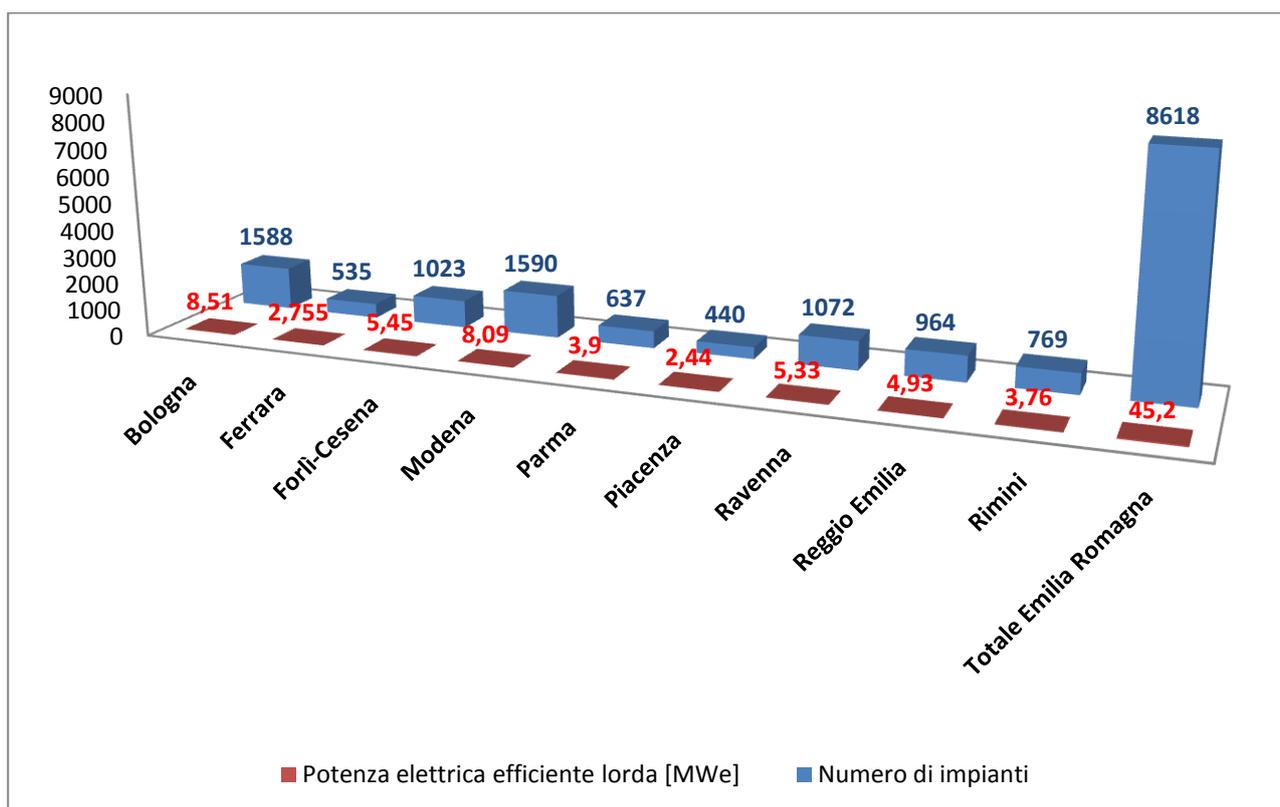


Figura 17.9: ripartizione tra Province del parco fotovoltaico < 20 kW installato in Emilia Romagna al 2010

Come si evidenzia già dal Grafico e dalla Tabella, il “primato” della Provincia di Bologna, relativo al numero di installazioni globali, quando si fa invece riferimento alle piccole e piccolissime installazioni, è condiviso con la Provincia di Modena.

Un ruolo importante, da questo punto di vista, è rivestito anche dalle Province di Ravenna e di Forlì-Cesena (che confermano il loro “peso” all’interno dello stato della tecnologia fotovoltaica anche dal punto di vista dei soli impianti di piccole e piccolissime dimensioni), ma anche dalla Provincia di Reggio Emilia, molto presente in questa fascia di dimensioni.

Già da queste considerazioni si può notare come, se si fa riferimento ai soli impianti fotovoltaici di piccole e piccolissime dimensioni, la loro ripartizione territoriale -in termini di numero- risulta più omogenea rispetto alla ripartizione territoriale della globalità degli impianti fotovoltaici installati sul territorio regionale.

Tali considerazioni si possono ulteriormente esplicitare mediante la Figura 17.10, che considera il peso percentuale delle differenti Province (rispetto al totale regionale) dal punto di vista del numero degli impianti di dimensioni inferiori a 20 kW installati sul territorio di competenza.

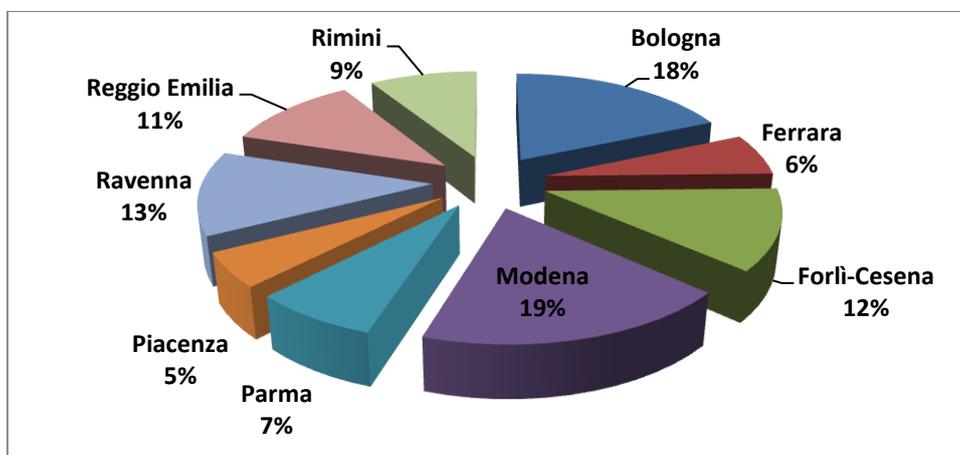


Figura 17.10: ripartizione percentuale tra Province del numero di impianti fotovoltaici <20 kW installati in Emilia Romagna al 2010

Come sottolineato in precedenza, la Provincia di Modena e quella di Bologna detengono il primato in termini di numero di impianti installati appartenenti a questa taglia, rispettivamente 1590 sul territorio modenese (il 19% del totale) e 1588 su quello Bolognese (il 18% del totale). Sono le Province di Piacenza (440 impianti, il 5% del totale), Ferrara (535, il 6% del totale) e Parma (637 impianti, il 7% del totale) quelle con meno incidenza sul totale regionale del fotovoltaico appartenente alla piccola e piccolissima taglia.

Si considera ora in Figura 17.11 il peso percentuale delle varie Province (rispetto al totale regionale) dal punto di vista della potenza elettrica efficiente lorda installata tramite impianti fotovoltaici di taglia inferiore ai 20 kW.

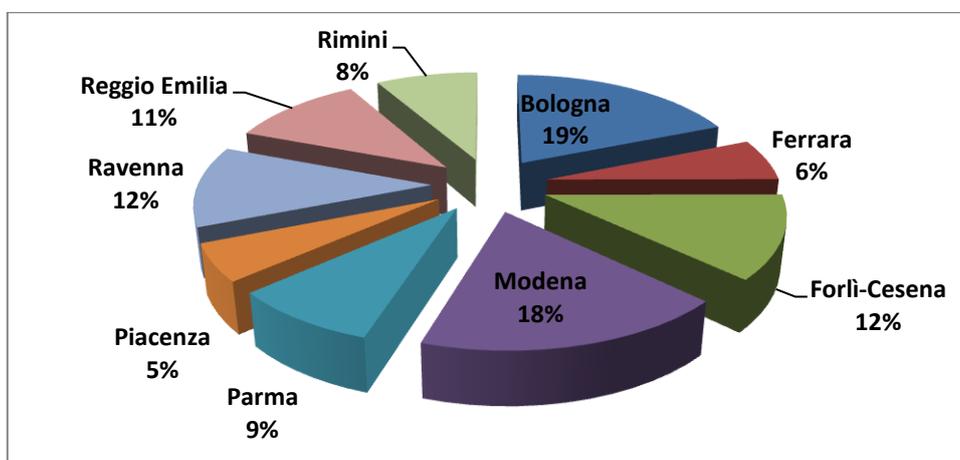


Figura 17.11: ripartizione percentuale tra Province della potenza elettrica installata da impianti fotovoltaici <20 kW in esercizio in Emilia Romagna al 2010

La provincia di Bologna si conferma al primo posto (con 8,51 MW_e da fotovoltaico di piccola e piccolissima taglia, il 19% del totale regionale), seguita dalla Provincia di Modena (con 8,09 MW_e, il 18% del totale regionale).

In termini di potenza elettrica installata associata ad impianti fotovoltaici di piccola e piccolissima taglia, assume importanza, sul totale regionale, la Provincia di Forlì-Cesena: con 5,45 MW_e (12% del totale) è la terza Provincia della Regione, scavalcando la Provincia di Ravenna (5,33 MW_e, per una percentuale sempre prossima al 12%), terza per numero di installazioni.

Piacenza e Ferrara si confermano agli ultimi posti di questa classifica; la Provincia di Piacenza, con 2,44 MW_e copre infatti il 5% del totale, mentre la Provincia di Ferrara ha il 6% dell'installato regionale di piccola e piccolissima dimensione, con 2,75 MW_e.

2) Impianti di dimensioni comprese tra 20 kW e 50 kW

Si è andati ora a considerare la distribuzione, sul territorio delle varie Province della Regione, del numero degli impianti installati aventi dimensione compresa tra i 20 kW e i 50 kW, e della corrispondente potenza elettrica efficiente lorda loro associata: i dati relativi al numero di impianti installati sul territorio e le relative potenze associate sono tratti dal GSE ("Il Solare 2009"), da Terna ("Dati Statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009") e da Atlasole (<http://atlasole.gse.it/atlasole>).

La sintesi di questa analisi è riportata nella Tabella seguente:

Ripartizione per Provincia del parco fotovoltaico in esercizio in Emilia Romagna al 2010 - Impianti 20-50 kW		
Provincia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]
Bologna	132	5,17
Ferrara	18	0,782
Forlì-Cesena	65	2,55
Modena	49	1,84
Parma	10	0,39
Piacenza	11	0,46
Ravenna	70	3,08
Reggio Emilia	30	1,1
Rimini	50	2,32
Totale Emilia Romagna	435	17,7

Tali dati sono stati esplicitati in Figura 17.12:

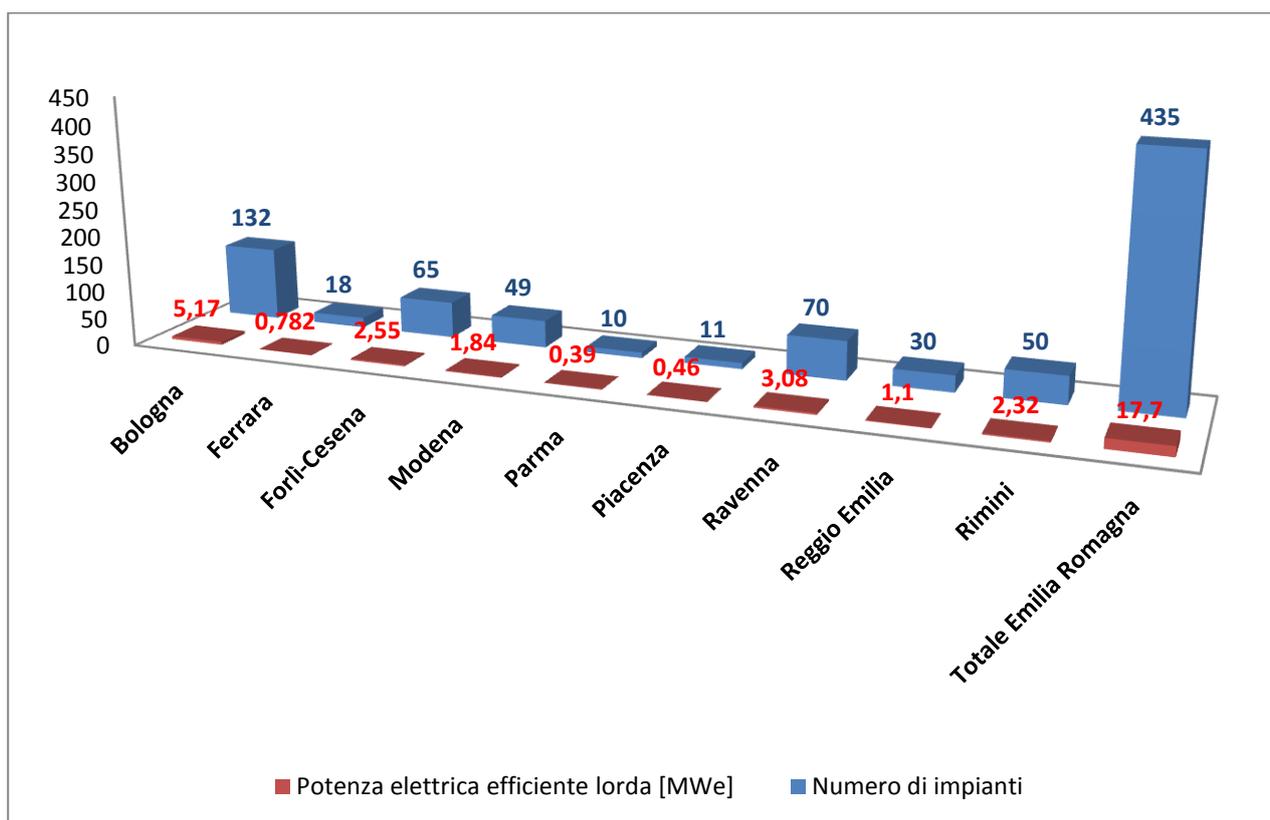


Figura 17.12: ripartizione tra Province del parco fotovoltaico 20-50 kW installato in Emilia Romagna al 2010

Si evidenzia che in questa fascia di dimensioni impiantistiche, la Provincia di Bologna assume un ruolo decisamente più rilevante all'interno del quadro regionale, con 132 impianti installati; in termini di numero di installazioni, un ruolo importante lo confermano anche le Province di Ravenna (70 impianti installati appartenenti a questa fascia di dimensioni) e Forlì-Cesena (65 impianti).

Le Province meno presenti, in termini di numero di installazioni, sono quelle di Parma (10 impianti in questo "range" di dimensioni) e Piacenza (11 impianti).

Dal punto di vista della potenza elettrica efficiente lorda associata a impianti fotovoltaici appartenenti a questa categoria, si conferma ancora una volta il ruolo predominante delle Province di Bologna (5,17 MW_e complessivi) e Ravenna (3,08 MW_e).

E' la Provincia di Parma ad essere caratterizzata, anche da questo punto di vista, dalla minor potenza elettrica efficiente lorda installata da impianti di taglia compresa tra i 20 kW e i 50 kW (dati "Atlasole").

Tali considerazioni si possono ulteriormente esplicitare andando a valutare il “peso percentuale” delle differenti Province (rispetto al totale regionale) dal punto di vista del numero degli impianti di dimensioni comprese tra i 20 kW e i 50 kW installati sul territorio di competenza e della relativa potenza elettrica efficiente lorda.

I dati relativi alla ripartizione percentuale del numero di impianti appartenenti a questo range di dimensioni installati su ciascuna Provincia della Regione, in relazione al numero totale di impianti presenti, sono esplicitati in Figura 17.13.

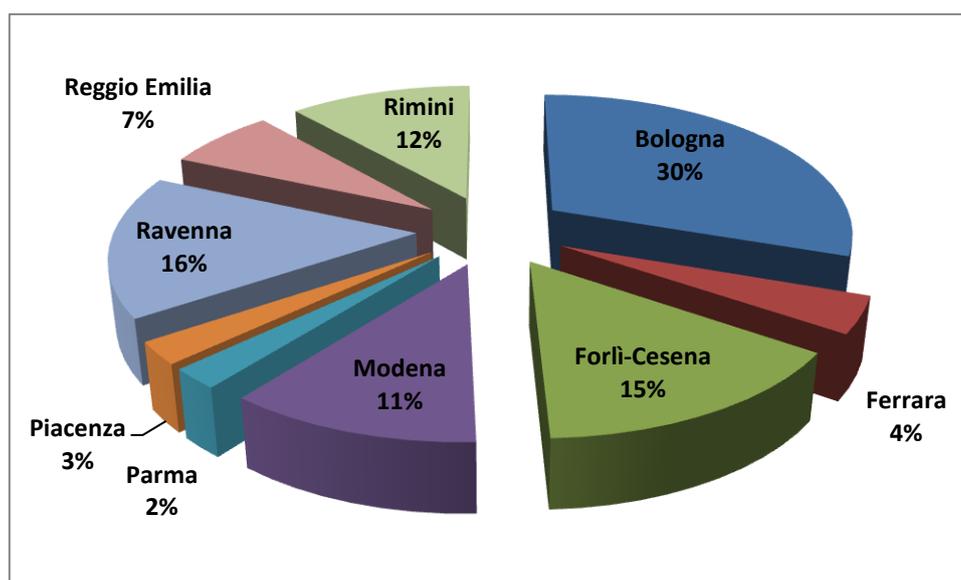


Figura 17.13: ripartizione percentuale tra le Province del numero di impianti fotovoltaici 20-50 kW installati in Emilia Romagna al 2010

Rispetto alla situazione relativa agli impianti di dimensione inferiore ai 20 kW, si evidenzia una ripartizione meno “omogenea” delle installazioni sul territorio regionale: la Provincia di Bologna, infatti, con i suoi 132 impianti, copre ben il 30% del totale regionale. Al secondo posto, come accennato in precedenza, la Provincia di Ravenna, con 70 impianti, il 16% del totale. Forlì-Cesena, con 65 impianti (corrispondenti al 15% del totale), conferma il suo peso all’interno del parco fotovoltaico regionale.

Molto ridotto, in termini di numero di impianti installati, il peso delle altre Province (tolta solo Rimini, al 12% del totale): complessivamente, sul territorio di Reggio Emilia, Ferrara, Piacenza e Parma è presente appena il 16% del numero totale di impianti regionali caratterizzati da questa taglia. Questi dati confermano quanto riportato in precedenza, ossia una distribuzione meno omogenea sul territorio regionale, di questa categoria impiantistica di fotovoltaico.

Più significativa può essere l'analisi relativa alla ripartizione percentuale tra le Province emiliano-romagnole della potenza elettrica efficiente lorda connessa ad installazioni fotovoltaiche appartenenti alla categoria dimensionale [20 kW – 50 kW].

Di seguito tale analisi (ottenuta a partire dai dati resi noti da Atlasole) è esplicitata in Figura 17.14, andando a considerare il peso percentuale delle varie Province (rispetto al totale regionale) dal punto di vista della potenza elettrica efficiente lorda installata, dovuta a impianti fotovoltaici di taglia compresa tra 20 kW e 50 kW.

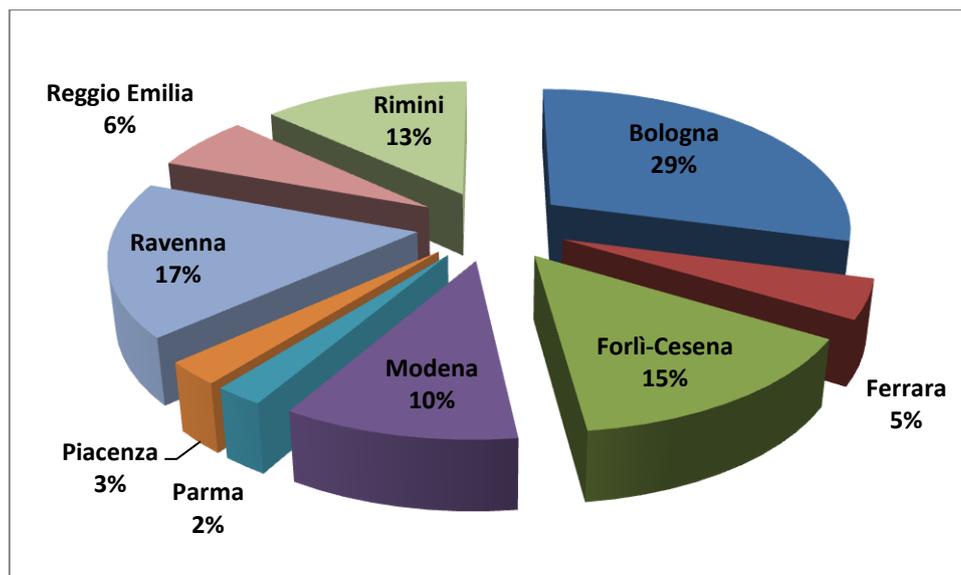


Figura 17.14: ripartizione percentuale tra le Province della potenza elettrica installata da impianti fotovoltaici 20-50 kW in esercizio in Emilia Romagna al 2010

La Provincia di Bologna si conferma il territorio su cui si trova la maggior potenza elettrica derivante da installazioni fotovoltaiche di queste dimensioni, 5,17 MW_e, ben il 29% del totale regionale. A seguire, la Provincia di Ravenna, con 3,08 MW_e, il 17% della potenza complessivamente installata in regione.

Si evidenzia anche in questo caso una ripartizione sul territorio decisamente meno “omogenea” della potenza elettrica associata alle installazioni fotovoltaiche, rispetto alla distribuzione relativa ad impianti fotovoltaici di taglia inferiore ai 20 kW.

Il peso delle Province meno “presenti” da questo punto di vista, infatti (Piacenza, Parma, Ferrara e Reggio Emilia), si riduce dal 31% del totale (nel caso delle installazioni di dimensioni inferiori ai 20 kW) ad appena il 16% del totale, considerando gli impianti fotovoltaici di dimensione compresa tra i 20 kW e i 50 kW.

3) Impianti di dimensioni superiori a 50 kW

Si è andati ora a considerare la distribuzione, sul territorio delle varie Province della Regione, del numero degli impianti installati aventi dimensione superiore a 50 kW, e della corrispondente potenza elettrica efficiente lorda loro associata: i dati sono quelli resi noti da Atlasole (<http://atlasole.gse.it/atlasole>).

La sintesi di questa analisi è riportata nella Tabella seguente:

Ripartizione per Provincia del parco fotovoltaico in esercizio in Emilia Romagna al 2010 – Impianti > 50 kW		
Provincia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW _e]
Bologna	98	24,54
Ferrara	33	7,707
Forlì-Cesena	55	9,04
Modena	61	9,44
Parma	16	4,1
Piacenza	21	6,23
Ravenna	58	11,85
Reggio Emilia	35	3,7
Rimini	12	1,89
Totale Emilia Romagna	389	78,5

Tali dati sono esplicitati in Figura 17.15:

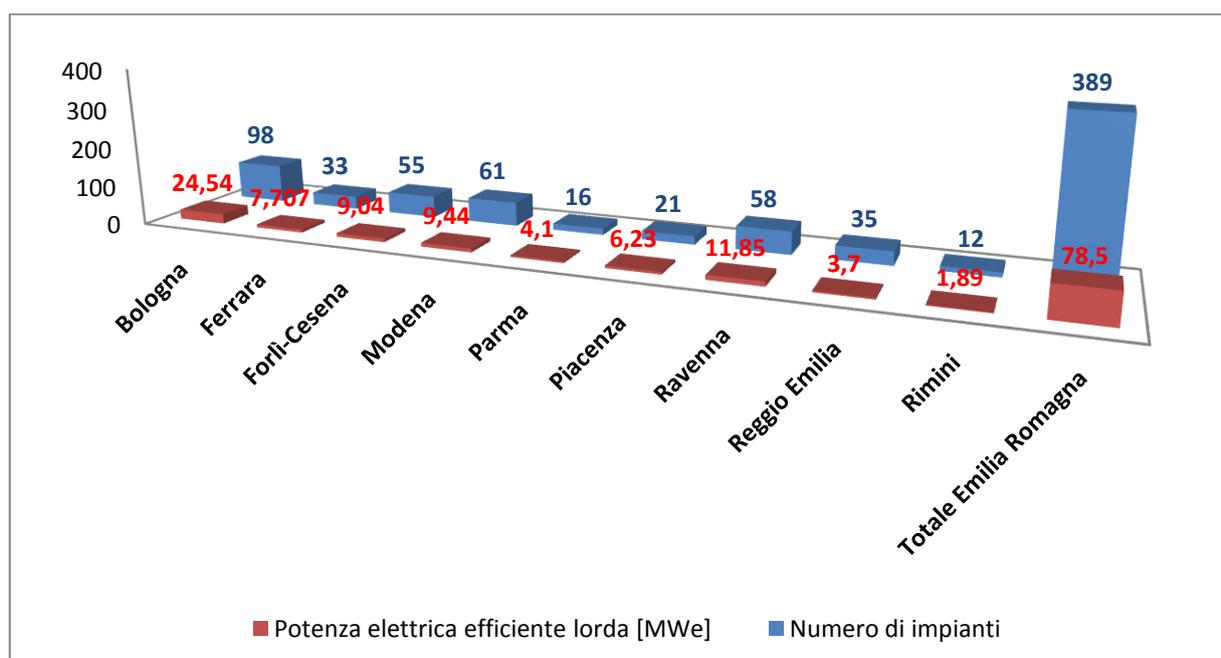


Figura 17.15: ripartizione tra le Province degli impianti fotovoltaici >50 kW installati in Emilia Romagna al 2010

Anche considerando questa categoria impiantistica (impianti di “grande dimensione”, superiore ai 50 kW), la Provincia di Bologna è caratterizzata dal maggior numero di installazioni sul territorio, ben 98. Al secondo posto si trova una Provincia che era invece meno “presente” dal punto di vista delle installazioni di dimensione più ridotta, ossia quella di Modena, con 61 impianti.

E' Rimini la Provincia su cui si trova il minor numero di installazioni fotovoltaiche di dimensioni superiori ai 50 kW, 12 in tutto.

Dal punto di vista della potenza elettrica efficiente connessa a tali impianti, la Provincia di Bologna è sempre quella con il maggior “peso” sul totale regionale, con quasi 25 MW_e derivanti da installazioni fotovoltaiche di questa taglia; la Provincia di Rimini si conferma quella caratterizzata dal minor quantitativo di potenza elettrica connessa a impianti di questo tipo, appena 1,89 MW_e.

Tali considerazioni si possono ulteriormente esplicitare andando a valutare il “peso percentuale” delle differenti Province (rispetto al totale regionale) dal punto di vista del numero degli impianti di dimensioni comprese tra i 20 kW e i 50 kW installati sul territorio di competenza e della relativa potenza elettrica efficiente lorda.

I dati relativi alla ripartizione percentuale del numero di impianti appartenenti a questo range di dimensioni (>50 kW) installati su ciascuna Provincia della Regione, in relazione al numero totale di impianti presenti, sono esplicitati in Figura 17.16.

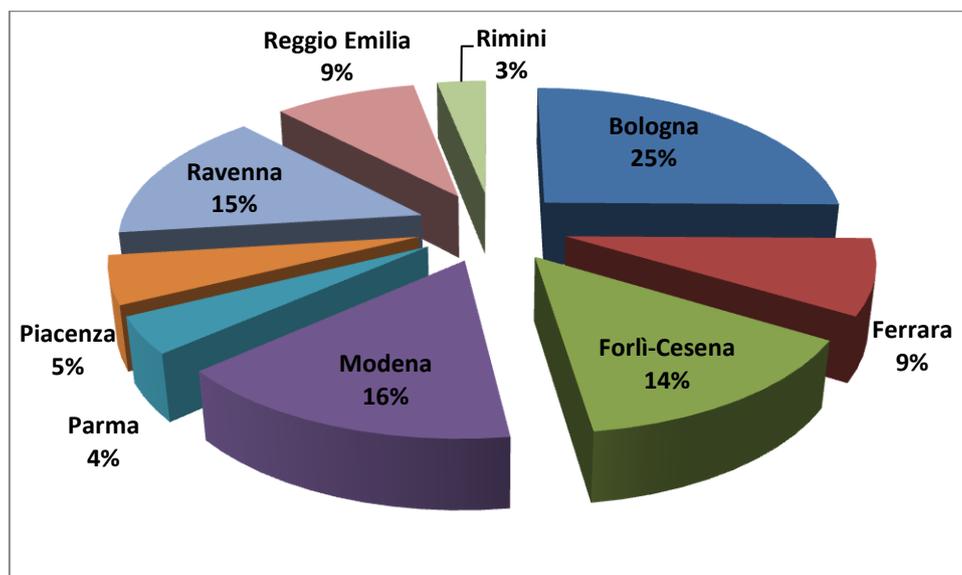


Figura 17.16: ripartizione percentuale tra le Province del numero di impianti fotovoltaici >50 kW installati in Emilia Romagna al 2010

La Provincia di Bologna, la prima della Regione per numero di installazioni fotovoltaiche di dimensioni superiori a 50 kW, con 98 impianti copre il 25% del totale. I 61 impianti di Modena (la seconda Provincia della Regione) rappresentano invece il 16% del numero complessivo delle installazioni sul territorio.

Come sottolineato in precedenza, alle 12 installazioni di Rimini corrisponde appena il 3% del numero totale di installazioni –in questo range di dimensioni- emiliano romagnole.

Rispetto al caso degli impianti di taglia compresa tra 20 e 50 kW, però, la distribuzione di queste installazioni sul territorio risulta essere maggiormente omogenea.

Più significativa può essere l'analisi relativa alla ripartizione percentuale tra le Province emiliano-romagnole della potenza elettrica efficiente lorda connessa ad installazioni fotovoltaiche di dimensioni superiori a 50 kW.

Di seguito tale analisi è esplicitata in Figura 17.17, andando a considerare il peso percentuale delle varie Province (rispetto al totale regionale) dal punto di vista della potenza elettrica efficiente lorda installata, dovuta a impianti fotovoltaici di taglia maggiore di 50 kW.

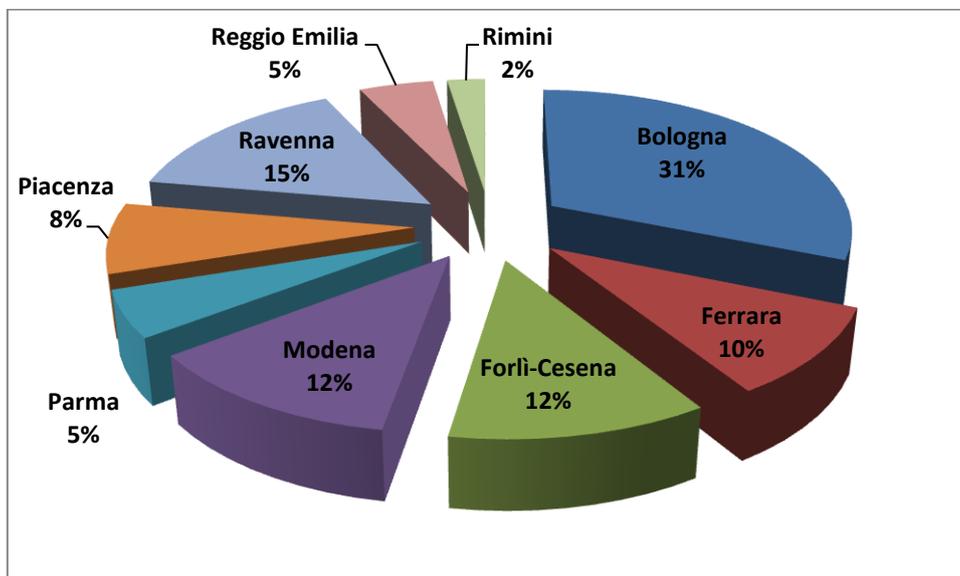


Figura 17.17: ripartizione percentuale tra le Province della potenza elettrica associata agli impianti fotovoltaici >50 kW installati in Emilia Romagna al 2010

La Provincia di Bologna è caratterizzata dalla maggiore potenza elettrica derivante da installazioni fotovoltaiche di questa taglia: quasi 25 MW_e, che corrispondono al 31% del totale. Al secondo posto la Provincia di Ravenna, i cui 12 MW_e corrispondono al 15% del totale installato sul territorio regionale.

La Provincia di Rimini risulta essere la “meno rilevante” della Regione anche dal punto di vista della potenza elettrica connessa ad installazioni fotovoltaiche di dimensione superiore ai 50 kW: nel complesso 1,89 MW_e, che corrispondono ad appena il 2% del totale.

Si evidenzia il fatto che, considerando questa particolare taglia impiantistica, aumenta la “predominanza” della Provincia di Bologna, che incrementa il suo peso percentuale –in termini di potenza elettrica connessa a questi impianti fotovoltaici- sul totale regionale (il 31% del totale, a fronte del 29% considerando gli impianti fotovoltaici di taglia compresa tra 20 kW e 50 kW e il 19% considerando gli impianti di dimensioni inferiori ai 20 kW). Al tempo stesso, però, aumenta l’omogeneità della distribuzione della potenza elettrica connessa a questa tipologia di installazioni sulle altre Province: Ravenna, Modena, Forlì-Cesena e Ferrara, infatti, vengono tutte a collocarsi tra il 15% e il 10% del totale regionale.

Molto ridotto, invece, il peso delle altre Province.

17.11.5 - EVOLUZIONE STORICA DELLO STATO DELLA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA IN EMILIA ROMAGNA

Avendo definito lo stato della tecnologia a biomasse in esercizio sul territorio emiliano romagnolo al 2010, è possibile andare a confrontarlo con lo stato di tale tecnologia negli anni precedenti, in particolare con le “fotografie” date dai precedenti P.E.R. (Piano Energetico Regionale), pubblicati nel 2004 (relativo allo stato nel 2000), nel 2007 (relativo allo stato nel 2004), nel documento “Stato di attuazione e prospettive del P.E.R.”, pubblicato nel 2009 (relativo allo stato al 2007), nel documento “Solare 2009”, pubblicato dal GSE, relativo allo stato della tecnologia nel 2009 e con i dati pubblicati dall’atlante solare, “Atlasole” (<http://atlasole.gse.it/atlasole>).

Tale confronto sarà realizzato considerando il parco fotovoltaico “complessivo”, costituito da tutte le installazioni, senza andare a considerare i dati disaggregati per taglia, così da rendere coerenti i dati con quelli riportati nei documenti sopra citati, che fanno appunto riferimento allo stato della tecnologia fotovoltaica considerata nel suo complesso.

L’andamento nell’arco temporale 2000-2010 delle principali caratteristiche del parco fotovoltaico emiliano-romagnolo, è riassunto dalla Tabella 17.1:

Anno	Numero impianti	Potenza efficiente lorda [MW]	Produzione elettrica lorda [GWh]	Potenza media per impianto [MW]	Numero medio annuo ore di funzionamento stimate
2000	15	0,2	0,14	0,013	~10
2003	220	1,8	1,4	0,008	778
2007	1229	8,5	3,8	0,007	448
2008	3420	39	17,6	0,011	451
2009	6657	95	55,3	0,014	582
2010	9442	141,41	83,6	0,015	591

Tabella 17.1: evoluzione nel periodo 2000-2010 del parco fotovoltaico in esercizio in Emilia Romagna

1) Numero di impianti

L'andamento nel tempo (dal 2000 al 2010) del numero di impianti fotovoltaici (di tutte le taglie) installati sul territorio emiliano romagnolo, è riportato in Figura 17.18:

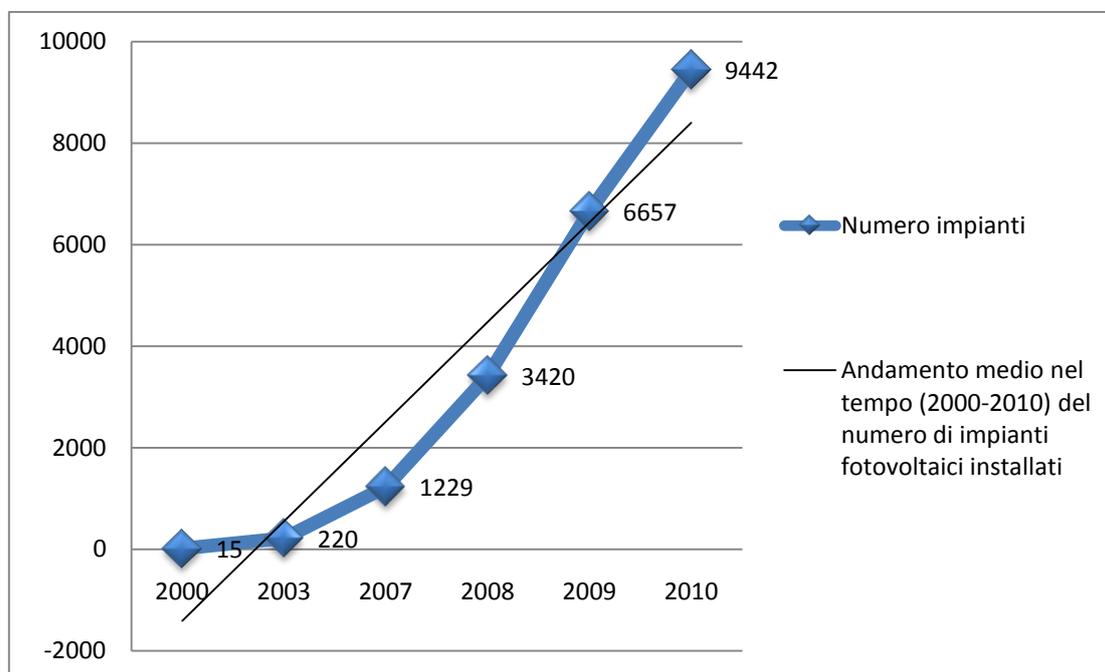


Figura 17.18: evoluzione nel periodo 2000-2010 del numero di impianti fotovoltaici in esercizio in Emilia Romagna

I dati sono maggiormente dettagliati dal 2007, ed evidenziano la grandissima crescita registrata nell'ultimo periodo: tra il 2003 e il 2007 si è registrato un incremento di 1009 impianti fotovoltaici, con una crescita percentuale pari al 459%.

L'incremento registrato tra il 2007 e il 2010, invece, è di ben 8213 impianti, pari al 668%: questo è il segno di un mercato in continua crescita, che sta via via raggiungendo un bacino di utenza sempre maggiore.

Si può studiare il trend di crescita del numero di impianti (nell'ultimo periodo, dal 2007 al 2010, certamente la fase più significativa da considerare): i dati sono riassunti nella Tabella seguente.

Trend di crescita del parco fotovoltaico emiliano-romagnolo (2007-2010)		
Anno	Incremento del numero di impianti	Incremento percentuale
2008	2191	178%
2009	3237	95%
2010	2785	42%

Un'ulteriore esplicitazione si può ottenere andando a riportare questi dati in Figura 17.19:

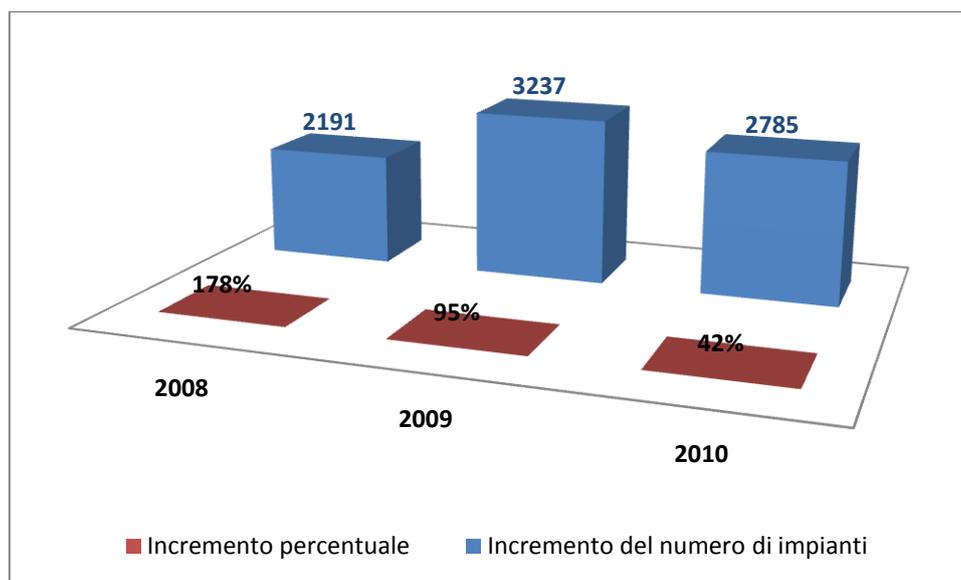


Figura 17.19: trend incrementale delle installazioni fotovoltaiche (in termini di numero di impianti) in Emilia Romagna negli anni 2007-2008-2009

Negli ultimi anni, il numero di nuove installazioni realizzate sul territorio emiliano-romagnolo è risultato essere sempre superiore alle 2000, con un picco nel 2009 (3237).

La crescita percentuale, però, è andata via via riducendosi, essendo cresciuto in misura rilevante il parco fotovoltaico installato (e quindi essendo più difficile andare ad incidere percentualmente): si è così passati dal 178% di crescita dal 2007 al 2008, al 42% di crescita dal 2009 al 2010.

La crescita, in ogni caso, si mantiene marcata e potrebbe continuare ad esserlo per ancora alcuni anni, anche se esiste la possibilità di giungere entro un tempo non troppo lungo alla saturazione del mercato fotovoltaico.

2) Potenza elettrica installata

Dopo aver considerato l'aspetto relativo al numero di impianti installati, si può ora considerare l'andamento nel tempo (dal 2000 al 2010) della potenza elettrica efficiente lorda legata alle installazioni fotovoltaiche presenti sul territorio emiliano romagnolo: anche in questo caso, è evidente la crescita molto rapida nel periodo 2007-2010.

Tale andamento nel tempo della potenza efficiente lorda da impianti fotovoltaici, è riportata in Figura 17.20:

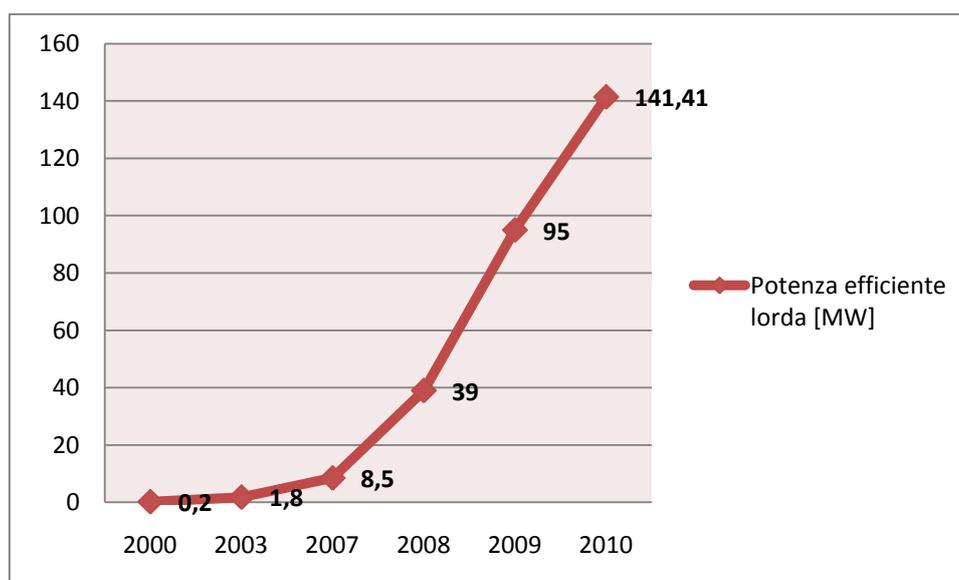


Figura 17.20: andamento nel periodo 2000-2010 della potenza elettrica installata in Emilia Romagna da impianti fotovoltaici

Anche in questo caso il trend di crescita può essere esplicitato, considerando l'incremento totale in termini di MW e l'incremento percentuale, anno dopo anno, sempre facendo riferimento al periodo 2007-2010, il più significativo per un'analisi attuale del mercato.

Tale analisi è esplicitata mediante la Tabella seguente:

Trend di crescita del parco fotovoltaico emiliano-romagnolo (2007-2010)		
Anno	Incremento della potenza elettrica installata [MW_e]	Incremento percentuale
2008	30,5	359%
2009	56	144%
2010	46,4	49%

Questi dati possono essere ulteriormente messi in evidenza riportandoli all'interno della Figura 17.21:

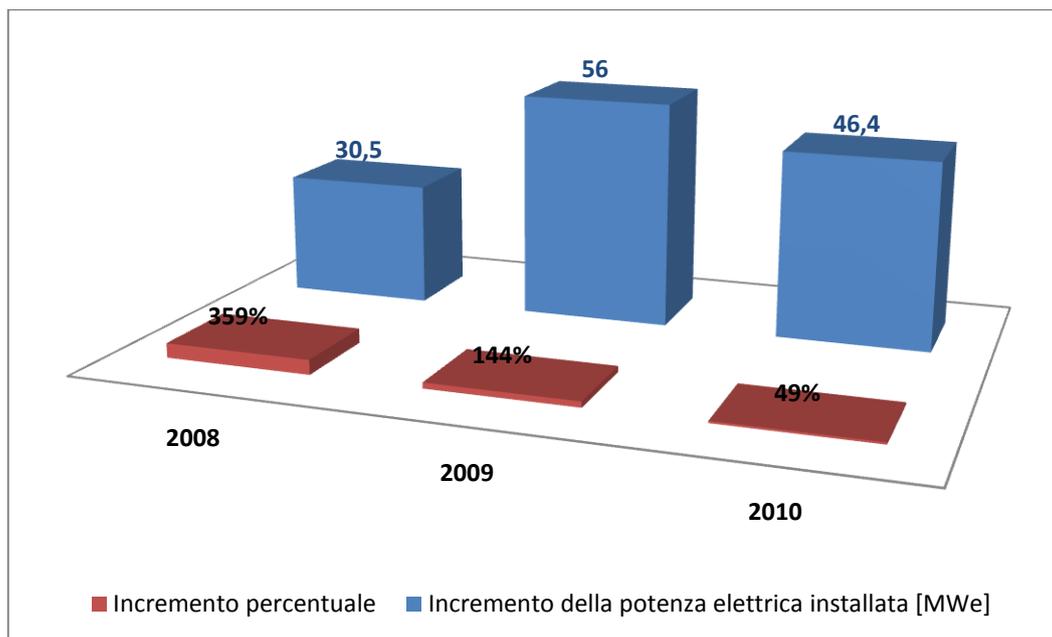


Figura 17.21: trend incrementale delle installazioni fotovoltaiche (in termini di potenza elettrica installata) in Emilia Romagna negli anni 2007-2008-2009

Si conferma, anche dal punto di vista dell'incremento della potenza elettrica derivante da nuove installazioni fotovoltaiche, come il 2009 sia stato un anno particolarmente felice: i 56 MW_e incrementali rappresentano infatti il maggior incremento di potenza registrato dal 2000 al 2010 per la tecnologia fotovoltaica sul territorio emiliano-romagnolo.

Anche dal punto di vista della potenza, però, la crescita percentuale è andata via via diminuendo: ciò si può comunque spiegare con il fatto che il parco installato è cresciuto nel tempo, ed è diventato progressivamente più difficile andare a modificarlo significativamente da un punto di vista percentuale.

3) Dimensioni medie degli impianti

Dopo aver analizzato l'andamento nel tempo del numero di impianti fotovoltaici installati sul territorio emiliano-romagnolo e della potenza elettrica ad essi connessa, si può ora considerare come si è evoluta nel tempo la dimensione media degli impianti stessi: tale andamento è riportato in Figura 17.22.

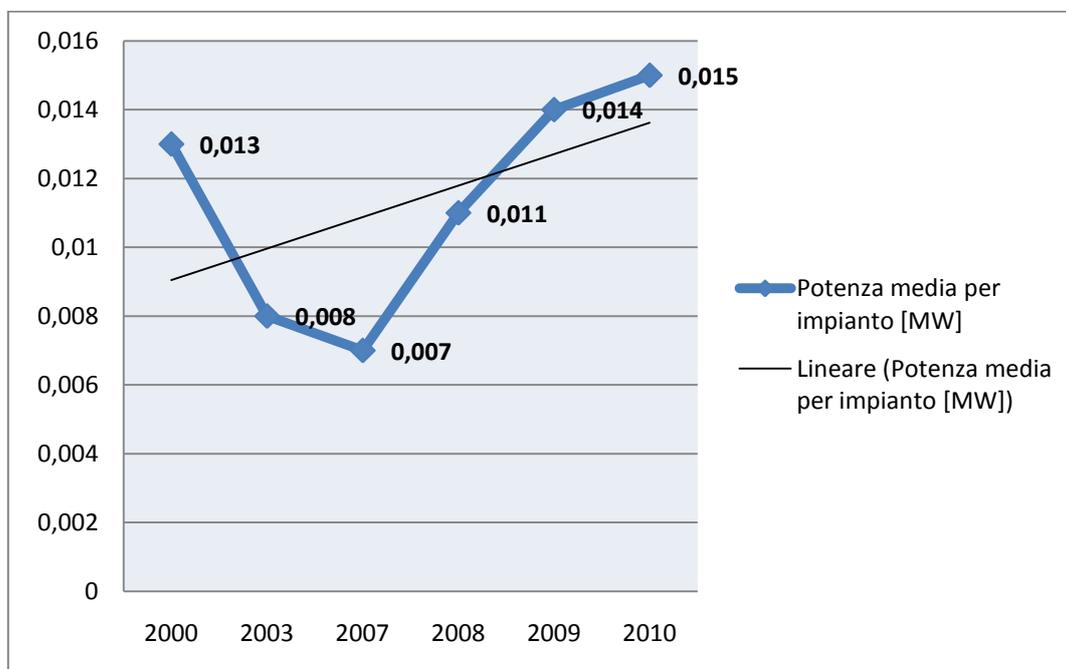


Figura 17.22: evoluzione nel periodo 2000-2010 della dimensione media degli impianti fotovoltaici in esercizio in Emilia Romagna

Tralasciando il periodo 2000-2003 (non particolarmente significativo per via delle scarse installazioni presenti sul territorio), si verifica come dal 2007 al 2010 la potenza media sia cresciuta progressivamente: continua a mantenersi ridotta, a testimonianza della predominanza delle installazioni fotovoltaiche di piccole dimensioni (inferiori ai 20 kW), diffusissime presso utenze private e installazioni civili.

La crescita testimonia comunque un progressivo spostamento, in questi ultimi anni, verso taglie maggiori e impianti di potenza più rilevante, spostamento legato anche alla realizzazione, sul territorio regionale, di qualche parco fotovoltaico di dimensioni consistenti.

4) Produzione elettrica lorda e ore medie annue di funzionamento

Si può ora considerare l'evoluzione nel tempo della produzione elettrica lorda derivante da impianti fotovoltaici, e le relative ore medie annue di funzionamento (stimate): il periodo cui si fa riferimento è sempre quello dal 2000 al 2010, con particolare attenzione alla fase dal 2007 al 2010 (dall'applicazione dello "Stato di attuazione" del Piano Energetico Regionale): i dati fino al 2009 sono quelli pubblicati sul precedente PER e quelli pubblicati dal GSE ("Il Solare 2009") e da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia"), il dato di produzione relativo al 2010 è frutto di un'elaborazione ottenuta a partire dai dati storici di produzione.

Tale andamento nel tempo è esplicitato in Figura 17.23:

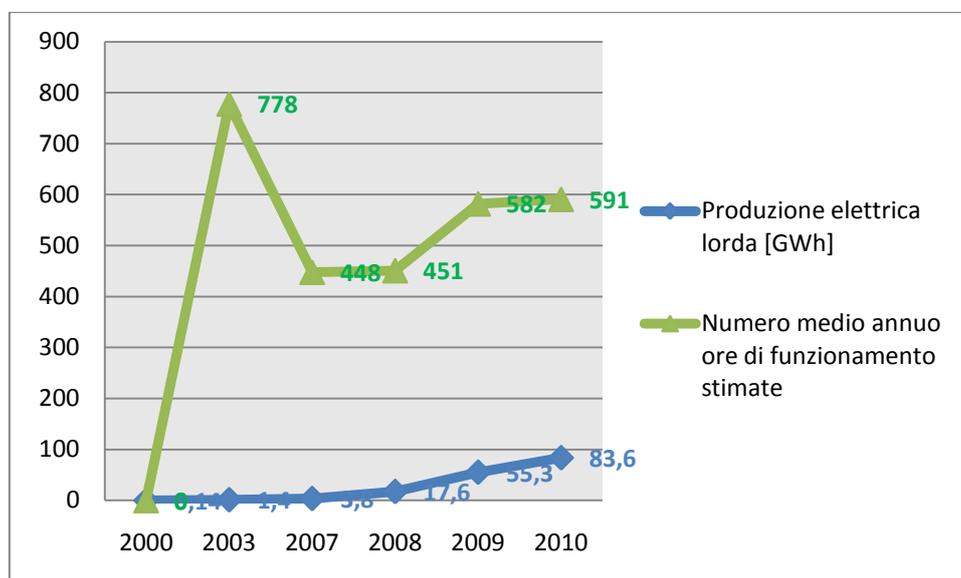


Figura 17.23: evoluzione nel periodo 2000-2010 della produzione elettrica lorda e del numero medio di ore annue di funzionamento degli impianti fotovoltaici in esercizio in Emilia Romagna

Al solito, i dati fino al 2003 sono poco significativi (gli impianti installati sul territorio regionale erano pochi e "sperimentali"): per cui l'analisi si incentra sull'evoluzione nel periodo 2007-2010.

Si evidenzia come il numero di ore medie annue di funzionamento tra il 2007 e il 2008 sia rimasto sostanzialmente immutato, per poi crescere nel 2009 (in corrispondenza del "boom" della tecnologia fotovoltaica sul territorio regionale): tale crescita si può considerare dovuta alla realizzazione di installazioni caratterizzate

da un'efficienza superiore e dalla capacità di funzionare anche in condizioni climatiche meno "stringenti" rispetto alle installazioni precedenti.

La produzione elettrica è andata crescendo nel tempo anch'essa, sulla scia di quanto visto per la potenza elettrica e il numero degli impianti; tale andamento nel tempo è riassunto nella Tabella seguente, ed esplicitato in Figura 17.24:

Trend di crescita del parco fotovoltaico emiliano-romagnolo (2007-2010)		
Anno	Incremento della produzione elettrica lorda [GWh]	Incremento percentuale
2008	13,8	363%
2009	37,7	214%
2010	28,3	51%

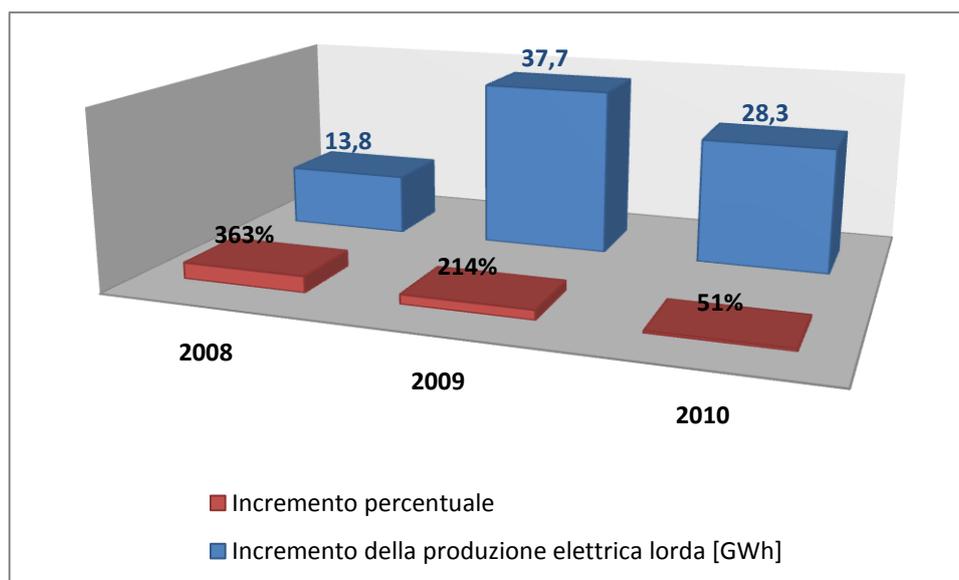


Figura 17.24: trend incrementale delle installazioni fotovoltaiche (in termini di produzione elettrica lorda) in Emilia Romagna negli anni 2007-2008-2009

La crescita maggiore della produzione elettrica lorda da impianti fotovoltaici, nel periodo 2007-2010, si è registrata ancora una volta dal 2008 al 2009 (un incremento di quasi 38 GWh); anche in questo caso, però, la percentuale di crescita è andata via via riducendosi, tenuto conto del valore cresciuto di produzione elettrica nel corso del tempo.

17.12 - SCENARIO A BREVE TERMINE: GLI IMPIANTI AUTORIZZATI NON ANCORA REALIZZATI

A fronte del parco fotovoltaico autorizzato, realizzato e in esercizio sul territorio della Regione Emilia Romagna, si evidenzia anche la presenza di numerosi impianti (e di interventi su installazioni esistenti) già autorizzati dagli Enti competenti (Comuni, Province o Regione), ma non ancora realizzati.

Come sottolineato anche in precedenza, però, gli impianti fotovoltaici “noti”, già autorizzati e non ancora realizzati sul territorio emiliano-romagnolo, sono solo una parte del totale: questo per via del fatto che mancano i dati relativi agli impianti di dimensione inferiore a 20 kW, di competenza comunale e che rappresentano una porzione molto importante del totale delle nuove installazioni, numericamente prima ancora che dal punto di vista della potenza installata.

Di seguito, quindi, si andrà a considerare una “panoramica” degli impianti fotovoltaici autorizzati e non ancora realizzati, noti a Province e Regione: i dati sono stati raccolti ed elaborati sulla base della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna, integrata con i documenti inviati dalle Province e dai Comuni che hanno risposto alla richiesta di informazioni.

I dati relativi agli impianti in fase di valutazione o di autorizzazione, infatti, non sono noti a GSE, Terna o Atlasole.

Tale valutazione, come sottolineato in precedenza, è da intendersi come una stima, mancando il dato degli impianti di “fotovoltaico comunale”, per cui ci saranno numerose installazioni di dimensioni ridotte che non risulteranno nel totale ora considerato.

Tramite questo totale si andrà poi a realizzare una “stima” del parco fotovoltaico potenzialmente installato sul territorio emiliano romagnolo al 2011-12, quindi in uno “Scenario di breve termine”, entro il quale si suppone che queste installazioni autorizzate e non ancora realizzate vengano portate a concreta realizzazione.

Prima di tutto, nella Tabella seguente è riepilogato lo stato delle installazioni fotovoltaiche “note” autorizzate e non ancora realizzate al 2010 in Emilia-Romagna.

Impianti fotovoltaici “noti” autorizzati e non ancora realizzati / in esercizio nella Regione Emilia Romagna (2010)			
Taglia [kW]	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensioni medie impianto [MW_e]
< 20 kW	129	0,911	0,008
20 - 50 kW	9	0,287	0,032
> 50 kW	46	36,4	0,79
Totale Emilia-Romagna	184	37,6	0,2

Tenendo conto di queste installazioni note e non ancora installate sul territorio, si può andare quindi a ipotizzare una stima del parco fotovoltaico che potrebbe essere installato e in esercizio sul territorio regionale in uno Scenario di breve termine (2011-2012): l'ipotesi è (come anche nel caso delle altre fonti energetiche “rinnovabili” considerate in precedenza) quella che queste installazioni, già autorizzate, vengano poi realizzate tutte.

In prima approssimazione, si può ritenere che gli eventuali MW_e di potenza elettrica incrementale dovuti a installazioni fotovoltaiche autorizzate poi non realizzate (che invece qua saranno conteggiati nel totale), si compensino –indicativamente- con la potenza elettrica “aggiuntiva” che non si è invece considerata, dovuta agli impianti fotovoltaici comunali che non sono noti.

Di seguito, nella Tabella, è riassunto il potenziale parco fotovoltaico complessivamente installato sul territorio emiliano-romagnolo al 2011-12: la stima, soprattutto per quanto riguarda gli impianti di piccole dimensioni, è da ritenersi “viziata” in partenza dalla mancanza di dati cui si è accennato in precedenza.

Le potenze, invece, sembrano rispettare il trend storico di crescita (sia globale, che riferita alle singole classi di potenza) del fotovoltaico emiliano-romagnolo.

Parco fotovoltaico potenzialmente installato nella Regione Emilia Romagna al 2011-12 (stima)			
Taglia [kW]	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]	Dimensioni medie impianto [MW_e]
< 20 kW	> 8800	47	0,005
20 - 50 kW	~450	19	0,042
> 50 kW	~440	115	0,26
Totale Emilia-Romagna	9690	181	0,02

E' possibile andare ora ad approfondire l'evoluzione stimata nel breve termine per il parco fotovoltaico emiliano-romagnolo analizzandola sotto diversi punti di vista.

17.12.1 - ANALISI DELLE INSTALLAZIONI AUTORIZZATE E NON ANCORA REALIZZATE

1) Ripartizione per taglia

Lo stato riassuntivo delle nuove installazioni (i dati sono tratti dalla documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna e da quella trasmessa dalle Province) è stato riportato nella Tabella precedente; volendo scendere maggiormente nel dettaglio, in Figura 17.25 è riassunta la ripartizione percentuale di questi impianti autorizzati e non ancora realizzati, dal punto di vista del numero complessivo, suddivisi per “taglia impiantistica”.

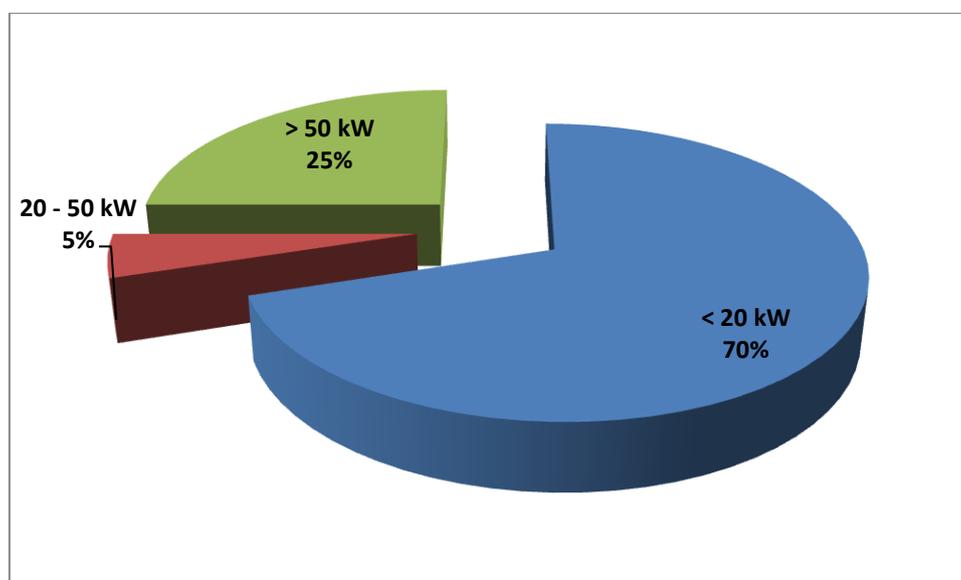


Figura 17.25: ripartizione percentuale per taglia del numero di installazioni fotovoltaiche autorizzate non ancora realizzate in Emilia Romagna

Si evidenzia, come nel caso delle installazioni già presenti sul territorio, la predominanza assoluta (in termini di numero) degli impianti di piccole e piccolissime dimensioni (< 20 kW); risalta però il quantitativo rilevante (46 installazioni) di impianti di grandi dimensioni (>50 kW), segno forse di un progressivo spostamento dell'interesse verso installazioni fotovoltaiche di dimensioni più rilevanti.

L'analisi delle nuove installazioni autorizzate e non ancora realizzate, analizzate dal punto di vista della taglia, può essere approfondita considerandone anche la ripartizione dal punto di vista della potenza elettrica ad esse connessa.

Questa suddivisione è riportata in Figura 17.26:

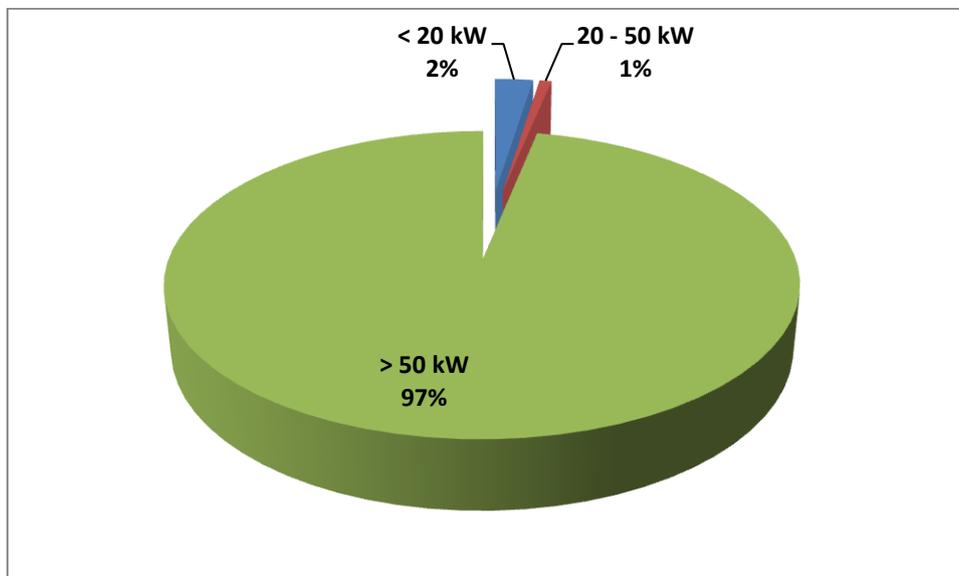


Figura 17.26: ripartizione percentuale per taglia della potenza elettrica associata a installazioni fotovoltaiche autorizzate non ancora realizzate in Emilia Romagna

Risulta dunque molto più marcata la sproporzione tra le differenti tipologie impiantistiche, evidenziandosi il fatto che la quasi totalità (il 97%) della potenza elettrica connessa alle nuove installazioni autorizzate e non ancora realizzate risulta essere dovuta alle installazioni di dimensioni superiori a 50 kW: questo si giustifica con la presenza di impianti di grandi dimensioni (superiori al MW) tra le installazioni autorizzate.

Bisogna però tenere sempre conto del fatto che non si sono considerate qua le installazioni fotovoltaiche “comunali” (di dimensioni inferiori ai 20 kW), che potrebbero incrementare la percentuale di potenza elettrica dovuta a quella fascia di dimensioni.

2) Ripartizione per Provincia

Di seguito è sintetizzata la stima delle nuove installazioni autorizzate e non ancora realizzate sul territorio emiliano-romagnolo, suddivise tra le nove Province della Regione: tale analisi è riportata nella Tabella seguente.

Ripartizione per Provincia delle nuove installazioni autorizzate e non ancora realizzate / in esercizio		
Provincia	Numero di impianti	Potenza elettrica lorda [MW _e]
Bologna	2	0,385
Ferrara	10	4,5
Forlì-Cesena	12	9,227
Modena	4	9,632
Parma*	43	0,545
Piacenza	5	6,839
Ravenna	3	1,106
Reggio Emilia	101	3
Rimini	4	2,381
Totale Emilia Romagna	184	37,6

Tale analisi è ulteriormente esplicitata in Figura 17.27:

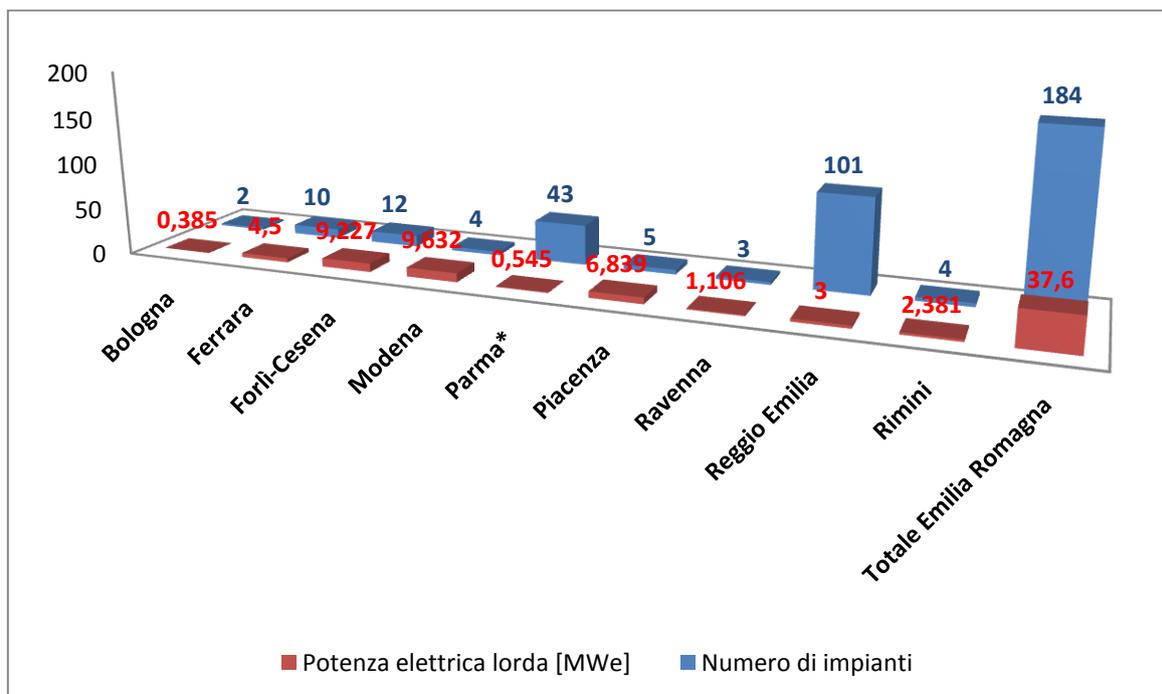


Figura 17.27: ripartizione tra le Province degli impianti fotovoltaici autorizzati ma non ancora in esercizio al 2010

Si evidenzia come il maggior numero di installazioni autorizzate e non ancora realizzate sul territorio emiliano-romagnolo, si trovi nella Provincia di Reggio Emilia (ben 101 nuovi impianti), seguita dalla Provincia di Parma (43 impianti autorizzati non ancora realizzati).

In termini di potenza elettrica connessa alle nuove installazioni, però, sono le Province di Modena (9,6 MW) e Forlì-Cesena (9,3 MW) a raggiungere il primato regionale, a testimonianza di due mercati fotovoltaici in crescita significativa sul territorio.

La ripartizione dei nuovi impianti fotovoltaici (supposti installati al 2011-12) tra le Province emiliano-romagnole, si può ulteriormente esplicitare considerando la distribuzione per taglia degli impianti autorizzati e non ancora in esercizio sul territorio delle varie Province.

Questa analisi è riportata nella Tabella seguente:

Impianti fotovoltaici autorizzati non ancora realizzati in Emilia Romagna al 2010						
Taglia	< 20 kW		20-50 kW		> 50 kW	
Provincia	Numero di impianti	Potenza elettrica lorda [MW_e]	Numero di impianti	Potenza elettrica lorda [MW_e]	Numero di impianti	Potenza elettrica lorda [MW_e]
Bologna	0	0	1	0,028	1	0,357
Ferrara	0	0	0	0	10	4,5
Forlì-Cesena	1	0,001	1	0,049	10	9,177
Modena	0	0	0	0	4	9,632
Parma*	38	0,3	3	0,07	2	0,175
Piacenza	0	0	0	0	5	6,839
Ravenna	0	0	1	0,05	2	1,056
Reggio Emilia	90	0,61	3	0,09	8	2,3
Rimini	0	0	0	0	4	2,381
Totale Emilia Romagna	129	0,911	9	0,287	46	36,4

In Figura 17.28 sono riportati il numero di impianti e la potenza elettrica ad essi connessa, autorizzati e non ancora realizzati sul territorio delle Province emiliano-romagnole, di dimensioni inferiori ai 20 kW.

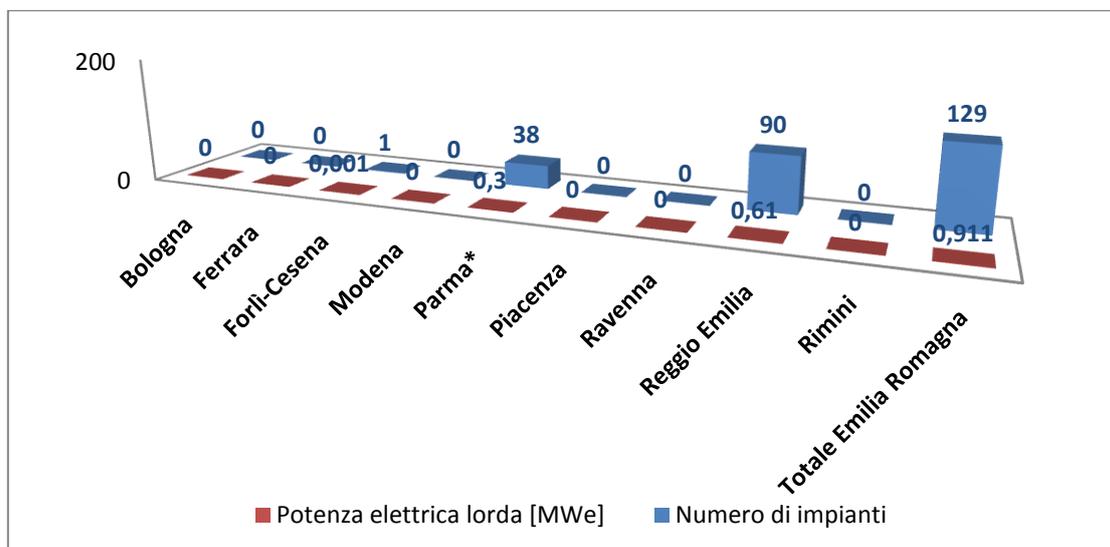


Figura 17.28: ripartizione per Provincia degli impianti fotovoltaici < 20 kW autorizzati ma non ancora in esercizio al 2010

Si evidenzia come, in base ai dati, siano Parma e Reggio Emilia le Province su cui è stato autorizzato il maggior numero di impianti di piccole o piccolissime dimensioni; questa stima è però dovuta al fatto che le due Province considerate hanno, nel corso della loro attività, raccolto anche dati relativi a valutazioni concesse dai singoli Comuni del loro territorio.

In Figura 17.29, invece, si è considerata la distribuzione tra le varie Province, delle installazioni autorizzate di dimensione compresa tra 20 kW e 50 kW.

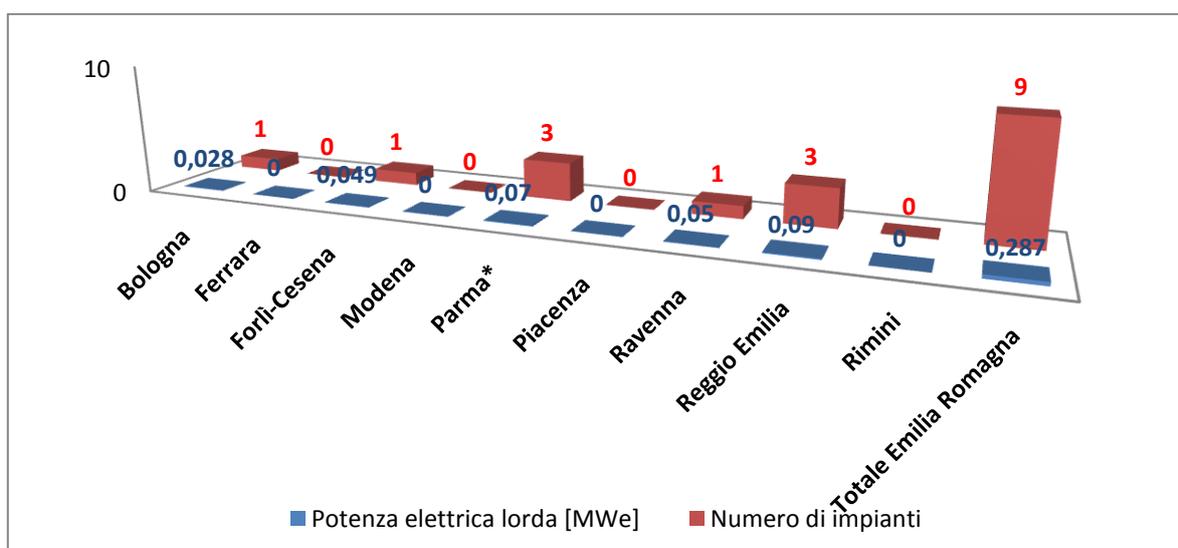


Figura 17.28: ripartizione per Provincia degli impianti fotovoltaici 20-50 kW autorizzati ma non ancora in esercizio al 2010

Dal punto di vista del numero di installazioni, Reggio Emilia è ancora la prima della Regione (assieme a Parma), confermando il primato anche in termini di potenza elettrica connessa ai nuovi potenziali impianti.

L'analisi è forse più interessante considerando la ripartizione delle installazioni di "grandi dimensioni": si vede (Figura 17.29) che in questo caso sono la Provincia di Ferrara e quella di Forlì-Cesena, ad essere caratterizzate dal maggior numero di nuovi impianti autorizzati e non ancora realizzati sul territorio, seguite dalla Provincia di Reggio Emilia.

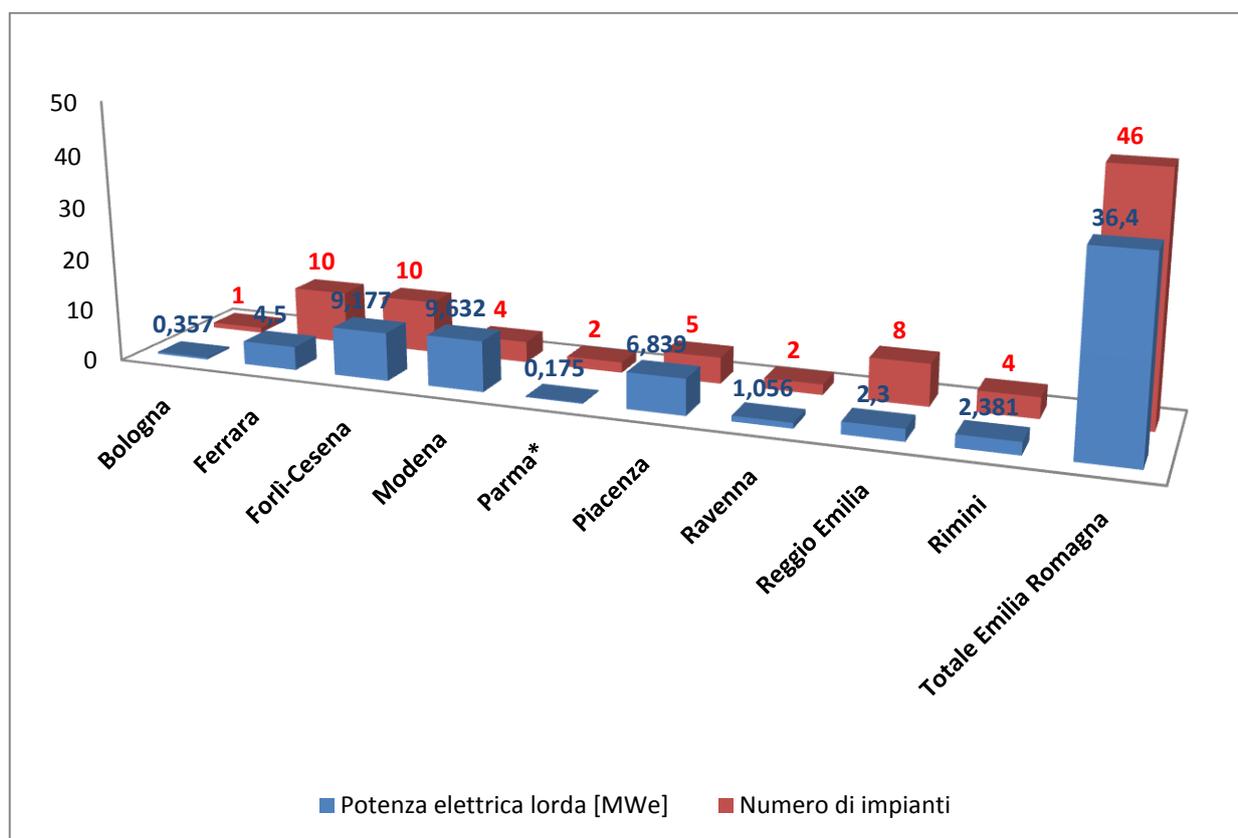


Figura 17.29: ripartizione per Provincia degli impianti fotovoltaici 20-50 kW autorizzati ma non ancora in esercizio al 2010

In termini di potenza, il maggior quantitativo di potenza elettrica autorizzata e non ancora realizzata, connesso a nuove installazioni fotovoltaiche, si ha sulla Provincia di Modena (9,6 MW) e di Forlì-Cesena (9,2 MW), dovuto a impianti di grandi dimensioni che dovrebbero entrare in esercizio entro breve tempo.

17.12.2 - ANALISI DEL PARCO FOTOVOLTAICO EMILIANO-ROMAGNOLO STIMATO IN ESERCIZIO AL 2012

Si può considerare l'evoluzione a breve termine (2011-2012) stimata per il parco fotovoltaico emiliano-romagnolo andando ad analizzare come si potrebbe modificare la ripartizione percentuale in base alla taglia, del numero complessivo di installazioni fotovoltaiche presenti sul territorio regionale, in seguito all'entrata in esercizio degli impianti che al 2010 risultano autorizzati e non ancora realizzati: i dati relativi a questi impianti sono quelli raccolti nel corso della tesi tramite l'analisi della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna e della documentazione trasmessa dalle Province e dai Comuni del territorio.

La nuova ripartizione percentuale –in termini di numero complessivo- degli impianti fotovoltaici emiliano-romagnoli, suddivisi per taglia, è riportata in Figura 17.30.

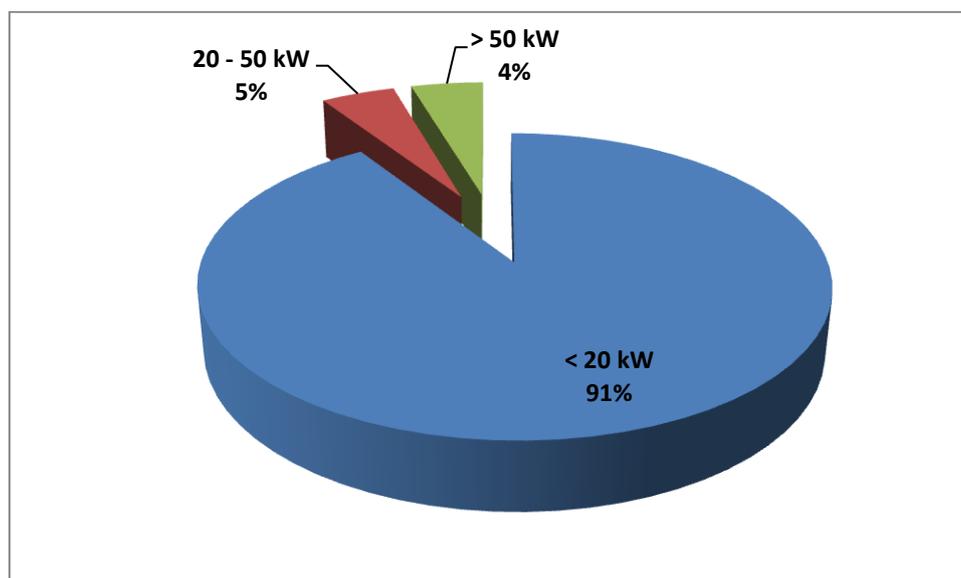


Figura 17.30: ripartizione percentuale in base alla taglia del numero di impianti fotovoltaici stimati in esercizio in Emilia Romagna al 2012

La situazione resta sostanzialmente invariata rispetto alla condizione attuale, con una maggioranza quasi assoluta (il 91%) di installazioni fotovoltaiche di piccole o piccolissime dimensioni (sotto i 20 kW).

L'analisi più interessante, però, può essere condotta andando a considerare come si può modificare la ripartizione percentuale della potenza elettrica connessa alle installazioni fotovoltaiche, suddivise per taglia: tale valutazione è esplicitata in Figura 17.31.

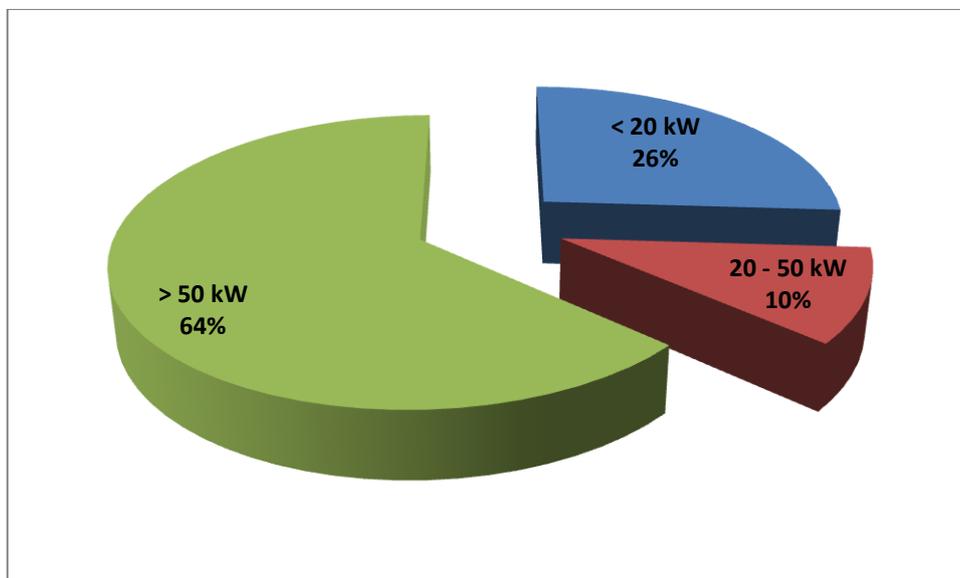


Figura 17.31: ripartizione percentuale in base alla taglia della potenza elettrica connessa agli impianti fotovoltaici stimati in esercizio in Emilia Romagna al 2012

Rispetto alla situazione attuale, in seguito all'eventuale installazione degli impianti fotovoltaici attualmente autorizzati e non ancora in esercizio, si evidenzerebbe un incremento percentuale del 9% del peso della potenza elettrica derivante da impianti fotovoltaici di grande dimensione (>50 kW), a fronte di una diminuzione del 3% del peso –sul totale- della potenza elettrica derivante da impianti di dimensioni intermedie (20-50 kW) e del 6% della potenza elettrica connessa a impianti di dimensioni ridotte o ridottissime (< 20 kW).

Questo cambiamento rispetto al quadro attuale si può giustificare con un progressivo spostamento dell'interesse –di utenti e installatori- verso impianti fotovoltaici di dimensioni via via più rilevanti.

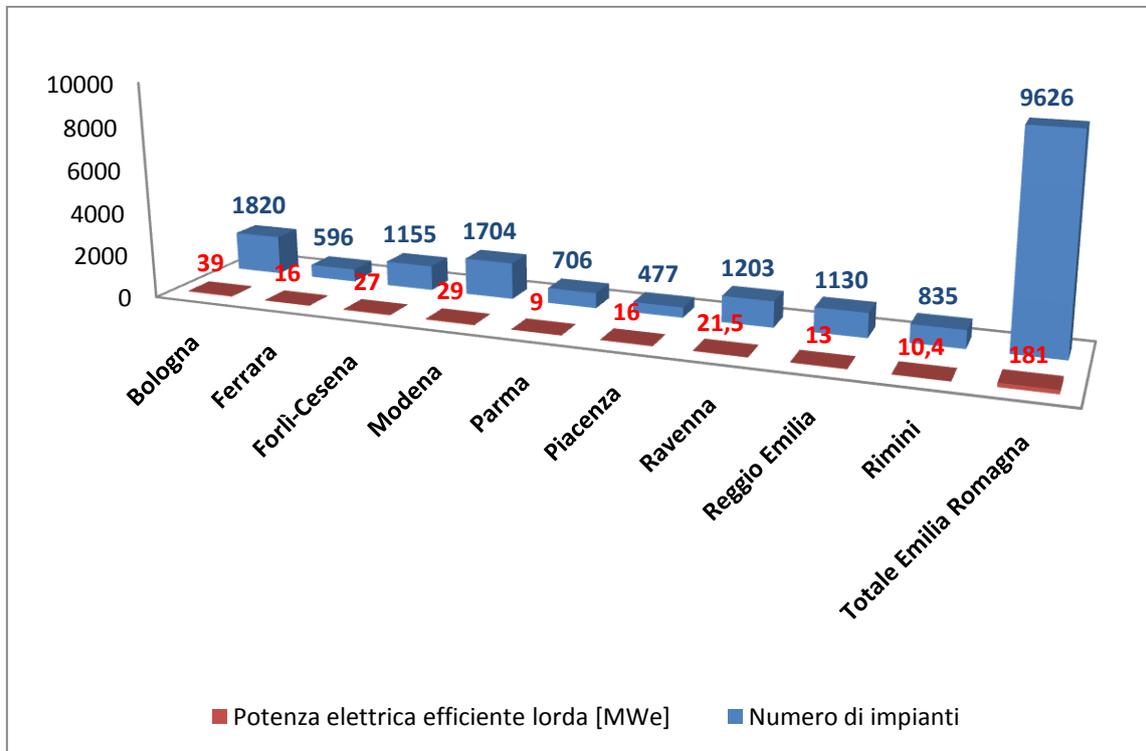
E' ora possibile anche andare a valutare come il parco fotovoltaico che si stima possa risultare installato in Emilia Romagna al 2011-2012 (in questo "Scenario di Breve Termine"), si ripartisca tra le Province del territorio: tale sintesi è riportata nella Tabella seguente:

Ripartizione per Provincia del parco fotovoltaico emiliano romagnolo stimato in esercizio al 2011-12		
Provincia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]
Bologna	1820	39
Ferrara	596	16
Forlì-Cesena	1155	27
Modena	1704	29
Parma	706	9
Piacenza	477	16
Ravenna	1203	21,5
Reggio Emilia	1130	13
Rimini	835	10,4
Totale Emilia Romagna	9626	181

Si evidenzia il fatto che, anche in questo "Scenario di breve termine", la Provincia di Bologna risulti ancora essere quella caratterizzata dal maggior numero di installazioni fotovoltaiche presenti sul territorio (1820), seguita –esattamente come ora- dalla Provincia di Modena (1704) e da quella di Ravenna (1203).

Anche in termini di potenza elettrica derivante da installazioni fotovoltaiche, la Provincia di Bologna si mantiene al primo posto, con 39 MW. Rispetto alla situazione attuale, Modena (29 MW) e Forlì-Cesena (27 MW) scavalcano Ravenna, che registra –in questo Scenario- un incremento di potenza inferiore rispetto alle altre Province.

Queste considerazioni sono ulteriormente esplicitate in Figura 17.32, che riporta i dati della Tabella di pagina 722 (potenza elettrica installata e numero di impianti) per le nove Province emiliano-romagnole e per la Regione nel complesso.



17.32: Ripartizione per Provincia del parco fotovoltaico emiliano-romagnolo stimato in esercizio al 2012

17.12.3 – EVOLUZIONE AL 2012 DEL PARCO FOTOVOLTAICO EMILIANO ROMAGNOLO E CONFRONTO STORICO

Di seguito si sono riassunte le considerazioni fatte finora per il parco fotovoltaico emiliano romagnolo supposto in esercizio al 2011-12, confrontandolo con la situazione attuale e la sua evoluzione storica: i dati fino al 2010 (tranne quello relativo alla potenza media per impianto, che è stato ricavato) sono quelli presenti nell'ultimo PER della Regione Emilia Romagna, nel successivo "Stato di Attuazione", oltre che quelli pubblicati dal GSE ("Il Solare 2009"), da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009") e da Atlasole (<http://atlasole.gse.it/atlasole>).

Per le stime sulla produzione elettrica si rimanda al Capitolo relativo allo stato complessivo delle FER in Emilia Romagna al 2012.

Evoluzione stimata del parco fotovoltaico emiliano romagnolo (2000-2012)			
Anno	Numero impianti	Potenza efficiente lorda [MW]	Potenza media per impianto [MW]
2000	15	0,2	0,013
2003	220	1,8	0,008
2007	1229	8,5	0,007
2008	3420	39	0,011
2009	6657	95	0,014
2010	9442	141,41	0,015
2011-12 (stima)	9626	181	0,018

1) NUMERO DI IMPIANTI

Di seguito è riportato la Figura 17.33, che sintetizza l'andamento stimato del numero di impianti fotovoltaici in esercizio in Emilia Romagna:

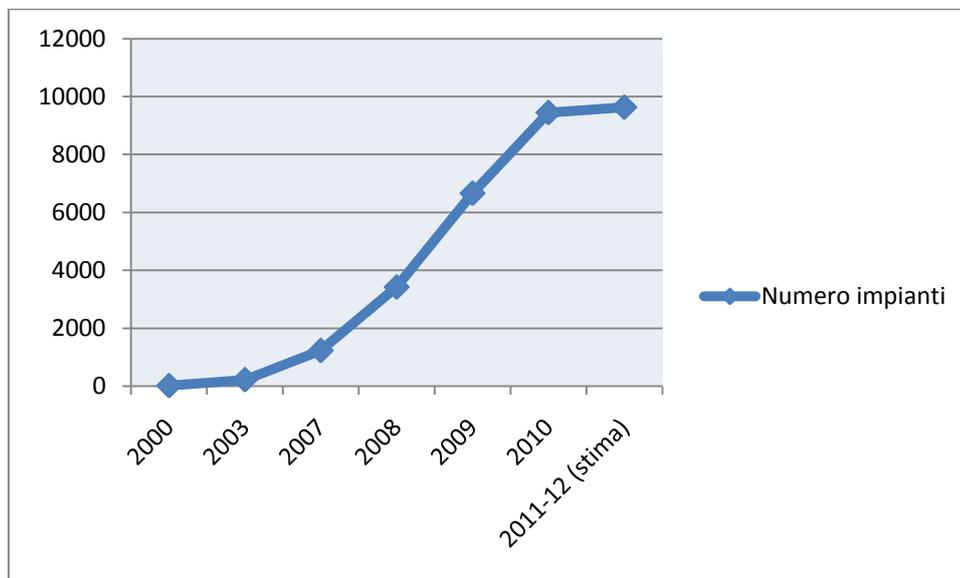


Figura 17.33: andamento stimato nel periodo 2000-2012 del numero di impianti fotovoltaici in esercizio in Emilia Romagna

Come risulta chiaro dalle cifre e dall'andamento storico del parco fotovoltaico emiliano romagnolo fino al 2010, l'evoluzione stimata per il 2011 (tantomeno per il 2012) del numero di impianti risulta essere abbondantemente sottostimata: ciò perché, come si è sottolineato in precedenza, nel novero totale non sono stati considerati, per mancanza di dati, tutti quegli impianti fotovoltaici "comunali" che sfuggono all'autorizzazione delle Province.

Sono stati considerati nel novero solo gli impianti noti, per questo motivo l'incremento stimato è così ridotto; non si è considerato il trend medio proprio per il motivo che il dato relativo al 2011-12 potrebbe andare a renderne erronea la stima.

2) POTENZA ELETTRICA INSTALLATA

In Figura 17.34 si è evidenziato l'andamento stimato della potenza elettrica installata da fotovoltaico in Emilia Romagna.

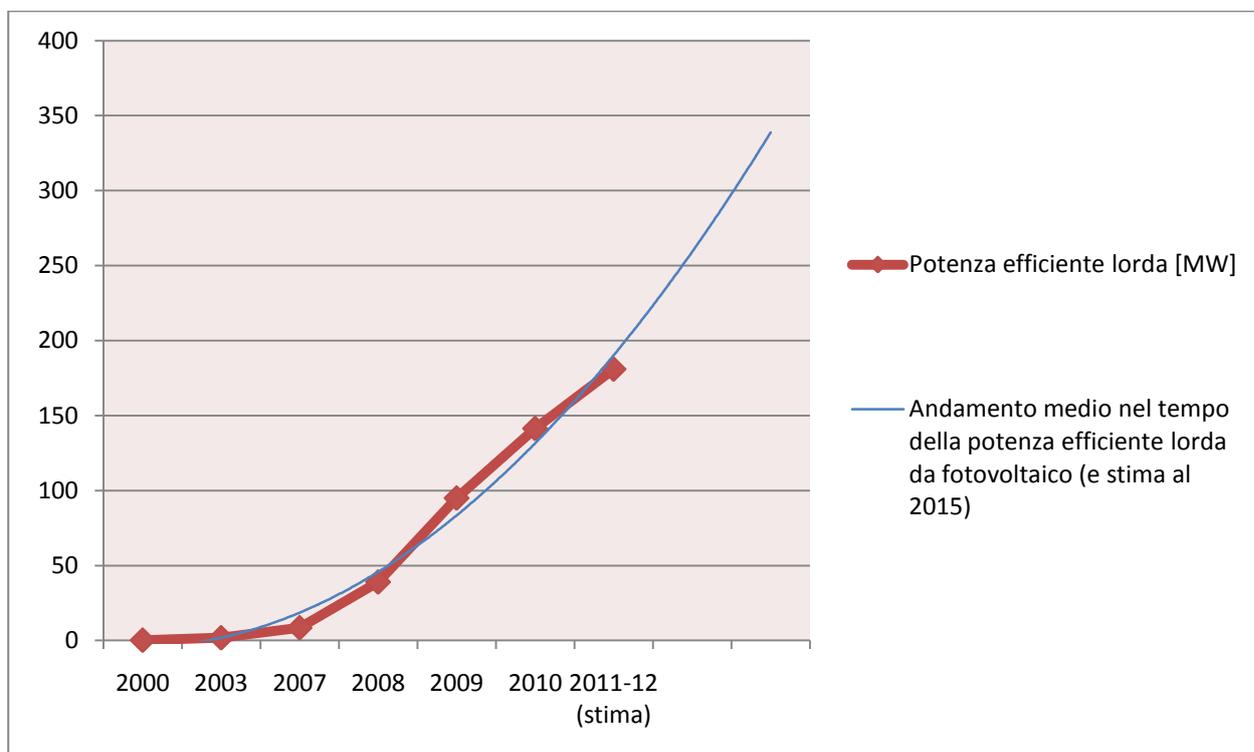


Figura 17.34: andamento stimato nel periodo 2000-2012 della potenza elettrica associata agli impianti fotovoltaici in esercizio in Emilia Romagna

Come si può evidenziare, l'andamento stimato per il 2011-12 risulta "credibile" e ricalca il trend di crescita della potenza elettrica evidenziato negli anni precedenti, a conferma di un mercato del fotovoltaico emiliano-romagnolo che negli ultimi 2-3 anni sembra aver trovato un "margine di crescita" annuale piuttosto costante.

Si è realizzata anche una "stima sulla stima", al 2015, in base al trend storico precedentemente evidenziato: come si vedrà nel paragrafo dello "Scenario a medio termine", la previsione di circa 340 MW_e da fotovoltaico (ottenuta analizzando i dati relativi agli impianti ancora in fase di valutazione) risulta essere concorde con questa stima.

17.13 - SCENARIO A MEDIO TERMINE: GLI IMPIANTI ATTUALMENTE IN FASE DI VALUTAZIONE

Oltre agli impianti già autorizzati, installati e in esercizio sul territorio della Regione Emilia Romagna, e oltre agli impianti autorizzati ma non ancora realizzati, bisogna considerare ora gli impianti e gli interventi fotovoltaici attualmente in fase di valutazione presso gli enti competenti.

La stima di questi impianti (in termini di numero e di potenza elettrica ad essi connessa) è stata ottenuta considerando le pratiche “in corso” note alla Regione Emilia Romagna e alle nove Province del territorio, oltre a quelle trasmesse dai singoli Comuni che hanno risposto, in questi mesi, alle richieste di informazione loro avanzate: come già sottolineato in precedenza, questa stima sarà quindi solo parziale, non essendo note le procedure autorizzative della maggior parte dei Comuni del territorio.

Inoltre, Province come quelle di Modena e Parma, hanno trasmesso dati aggregati e generici, affermando solo che “numerosi impianti sono in fase di valutazione sul territorio”: ciò rende quindi impossibile andarne a stimare il numero, se non sulla base di quello che potrebbe essere il trend evolutivo evidenziato nel corso degli anni.

Lo “Scenario di medio termine” è quindi una stima della possibile evoluzione –in un lasso temporale “medio”- del parco fotovoltaico emiliano-romagnolo, qui effettuata sulla base delle installazioni attualmente in fase di valutazione: si suppone infatti che queste installazioni potranno essere (eventualmente) autorizzate e installate in un tempo di 3-4 anni.

Nella Tabella seguente è sintetizzato il numero di installazioni attualmente in fase di valutazione e la corrispondente potenza elettrica:

Impianti fotovoltaici in fase di valutazione in Emilia Romagna		
	Numero di impianti	Potenza elettrica lorda [MW_e]
Totale Emilia Romagna	> 150	> 165

Si stima un numero di impianti fotovoltaici attualmente in fase di valutazione, superiore ai 150: questo perché la cifra di 150 (circa) è quella legata alle installazioni in fase di valutazione che risultano “note”, e a queste vanno aggiunti gli impianti in fase di valutazione nelle Province di Modena e Parma, oltre a quelli Comunali, le cui pratiche non sono state trasmesse a Province o Regione: il numero di impianti in fase di valutazione sarà quindi decisamente superiore, come si può intuire anche dall’analisi del trend storico del numero di impianti fotovoltaici installati in regione dal 2007 al 2010 (in quest’ultimo periodo, il più significativo, si è registrata una crescita di circa 2000 nuovi impianti fotovoltaici –perlopiù di piccole dimensioni- installati sul territorio ogni anno, ed è legittimo pensare che tale media si mantenga anche in uno Scenario di medio termine).

Più verosimile la stima della potenza elettrica complessivamente in fase di valutazione: la crescita stimata da fotovoltaico nel periodo 2007-2010 è infatti di circa 40 MW_e all’anno, per cui è legittimo stimare una crescita, in uno Scenario di medio termine al 2014-2015 (scenario “business as usual”, ovviamente, ossia di non modificazione dell’andamento attuale), una crescita complessiva di potenza elettrica installata sul territorio, di circa 150 MW_e.

Si può quindi stimare l’evoluzione del parco fotovoltaico emiliano-romagnolo in seguito all’autorizzazione di queste installazioni attualmente in fase di valutazione, ed alla loro successiva, eventuale, realizzazione:

Potenziale idroelettrico teoricamente installato nella Regione Emilia Romagna a medio termine (realizzazione al 100%)		
	Numero impianti	Potenza efficiente lorda [MW]
Totale impianti fotovoltaici	> 10000	~ 340

I dati sulla produzione potenziale non sono evidentemente stimati, mancando (oltre che il quadro complessivo delle installazioni in fase di valutazione) le caratteristiche –in termini di ore medie annue di funzionamento- degli impianti fotovoltaici attualmente in fase di valutazione.

Di seguito si scenderà maggiormente nel dettaglio degli impianti in fase di valutazione, considerandone la ripartizione per taglia e per Provincia (sempre però tenendo conto dell’assenza di dati relativi a Modena e Parma).

17.13.1 - ANALISI DELLE INSTALLAZIONI IN FASE DI VALUTAZIONE

1) Ripartizione per taglia

Lo stato riassuntivo delle nuove installazioni (valutate sulla base delle comunicazioni relative a impianti in fase di valutazione trasmesse dalle Province e dai Comuni) è stato riportato nella Tabella precedente; volendo scendere maggiormente nel dettaglio, nel Grafico seguente è riassunta la ripartizione percentuale di questi impianti autorizzati e non ancora realizzati, dal punto di vista del numero complessivo, suddivisi per “taglia impiantistica”.

Impianti fotovoltaici “noti” autorizzati e non ancora realizzati / in esercizio nella Regione Emilia Romagna (2010)		
Taglia [kW]	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]
< 20 kW	> 2	> 0,021
20 - 50 kW	> 9	> 0,4
> 50 kW	~ 140	~ 164
Totale Emilia-Romagna	> 150	> 165

Non è stata stimata la dimensione media, mancando i dati per ottenere una misura significativa; è palese come risultino note le installazioni di grande dimensione (che devono passare dall'autorizzazione delle Province e/o della Regione), mentre gli impianti “comunali” al di sotto dei 20 kW risultano pressoché “invisibili”.

Per tale motivo, la quasi totalità delle installazioni che attualmente risultano in fase di valutazione (e che risulterebbero “incrementali” rispetto alla situazione attuale nello “Scenario di medio termine” preso in considerazione) risultano essere di dimensioni superiori ai 50 kW: se questa considerazione può essere realistica dal punto di vista della potenza elettrica ad esse connessa (perché, come già sottolineato per il parco fotovoltaico installato e per gli impianti in fase di valutazione, la potenza elettrica cumulata associata ad installazioni di dimensioni superiori ai 50 kW rappresenta la percentuale più rilevante del totale), non è però credibile dal punto di vista del numero di impianti.

2) Ripartizione per Provincia

Di seguito è sintetizzata la stima delle installazioni in fase di valutazione sul territorio emiliano-romagnolo, suddivise tra le nove Province della Regione: tale analisi è riportata nella Tabella seguente.

Impianti fotovoltaici in fase di valutazione in Emilia Romagna		
Provincia	Numero di impianti	Potenza elettrica lorda [MW _e]
Bologna	3	5,38
Ferrara	16	8,576
Forlì-Cesena	11	5,993
Modena	n.d.	n.d.
Parma*	n.d.	n.d.
Piacenza	76	64,75
Ravenna	28	75,378
Reggio Emilia	3	0,596
Rimini	7	3,396
Totale Emilia Romagna	> 150	> 165

Tale analisi è ulteriormente esplicitata in Figura 17.35:

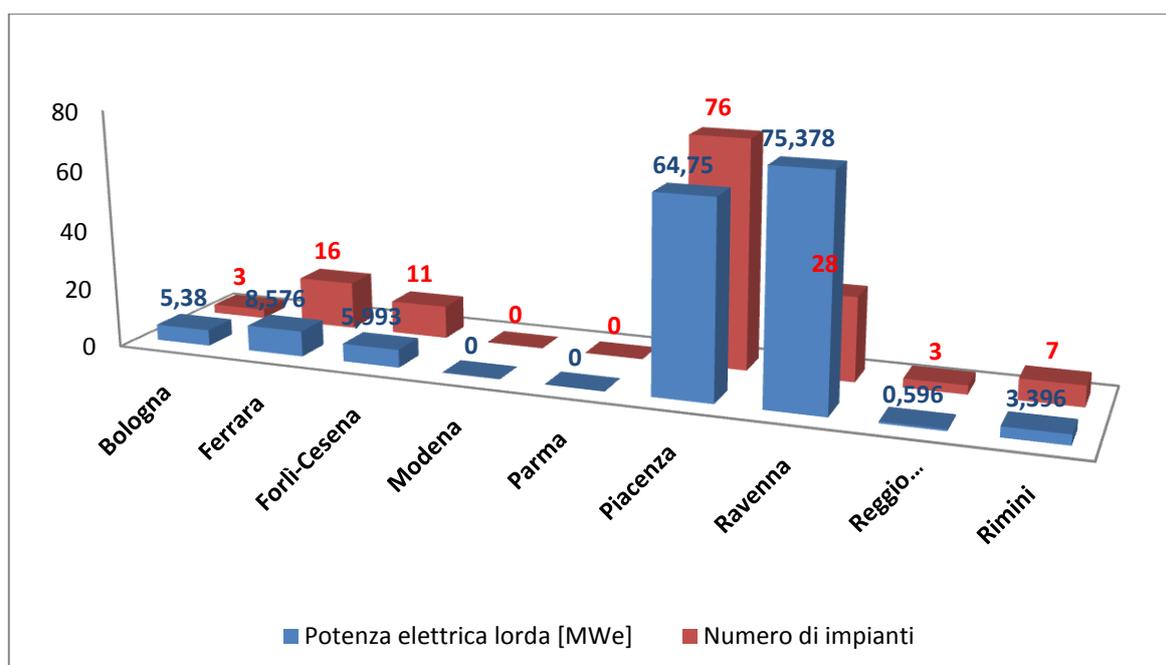


Figura 17.35: ripartizione per Provincia degli impianti fotovoltaici in fase di valutazione in Emilia Romagna

Come sottolineato in precedenza, lo “0” relativo al numero di installazioni in fase di valutazione sul territorio di Modena e Parma è semplicemente legato all’assenza di dati trasmessi dalle Province; e il ridotto numero complessivo di impianti in fase di valutazione è sempre dovuto, in generale, alla mancanza dei dati relativi agli impianti fotovoltaici “comunali”, trasmessi dai Comuni.

E’ interessante però considerare il caso delle Province di Ravenna e Piacenza, che risultano quelle caratterizzate dal maggior numero di installazioni fotovoltaiche attualmente in fase di valutazione (28 e 76, rispettivamente), nonché dal maggior quantitativo di potenza elettrica in fase di valutazione connessa a nuovi impianti fotovoltaici (75 MW_e nella Provincia di Ravenna e 65 MW_e nella Provincia di Piacenza).

Tale situazione è dovuta al fatto che queste due amministrazioni provinciali sono le uniche ad aver fatto passare per la Provincia (prima ancora dell’entrata in vigore del nuovo provvedimento legislativo) tutte le autorizzazioni degli impianti fotovoltaici di dimensioni comprese tra 20 kW e 1 MW, senza lasciarle solamente ai Comuni: è per questo motivo che il numero di installazioni fotovoltaiche “note” in fase di valutazione, è superiore rispetto a quello delle altre amministrazioni.

Il caso di Ravenna poi risulta particolare, essendo in fase di valutazione sul territorio della Provincia, due parchi fotovoltaici di grandi dimensioni (superiori ai 10 MW_e complessivi).

La ripartizione per taglia e per Provincia, è invece riportata nella Tabella seguente:

Ripartizione per taglia e per Provincia degli impianti fotovoltaici autorizzati non ancora realizzati in Emilia Romagna al 2010						
Taglia	< 20 kW		20-50 kW		> 50 kW	
Provincia	Numero di impianti	Potenza elettrica lorda [MW_e]	Numero di impianti	Potenza elettrica lorda [MW_e]	Numero di impianti	Potenza elettrica lorda [MW_e]
Bologna	0	0	0	0	3	5,38
Ferrara	0	0	1	0,04	15	8,536
Forlì-Cesena	1	0,003	1	0,02	9	5,97
Modena	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Parma	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.	n.d.
Piacenza	0	0	0	0	76	64,75
Ravenna	0	0	6	0,259	22	75,119
Reggio Emilia	1	0,018	0	0	2	0,578
Rimini	0	0	1	0,034	6	3,362
Totale Emilia Romagna	> 2	> 0,021	> 9	> 0,4	~ 140	~ 164

Si è voluta esplicitare la ripartizione tra le Province dei soli impianti di taglia superiore ai 50 kW (tralasciando il caso degli impianti di altra taglia, per i quali mancano la maggior parte dei dati), essendo questa l'unica fascia di dimensioni impiantistiche la cui stima "a medio termine" abbia reale riscontro con la situazione contingente (le autorizzazioni Comunali non "note" a Province o Regione, per questa categoria di impianti, dovrebbero essere molto poche): tale ripartizione, in numero di impianti e potenza elettrica ad essi connessa, è esplicitata in Figura 17.36.

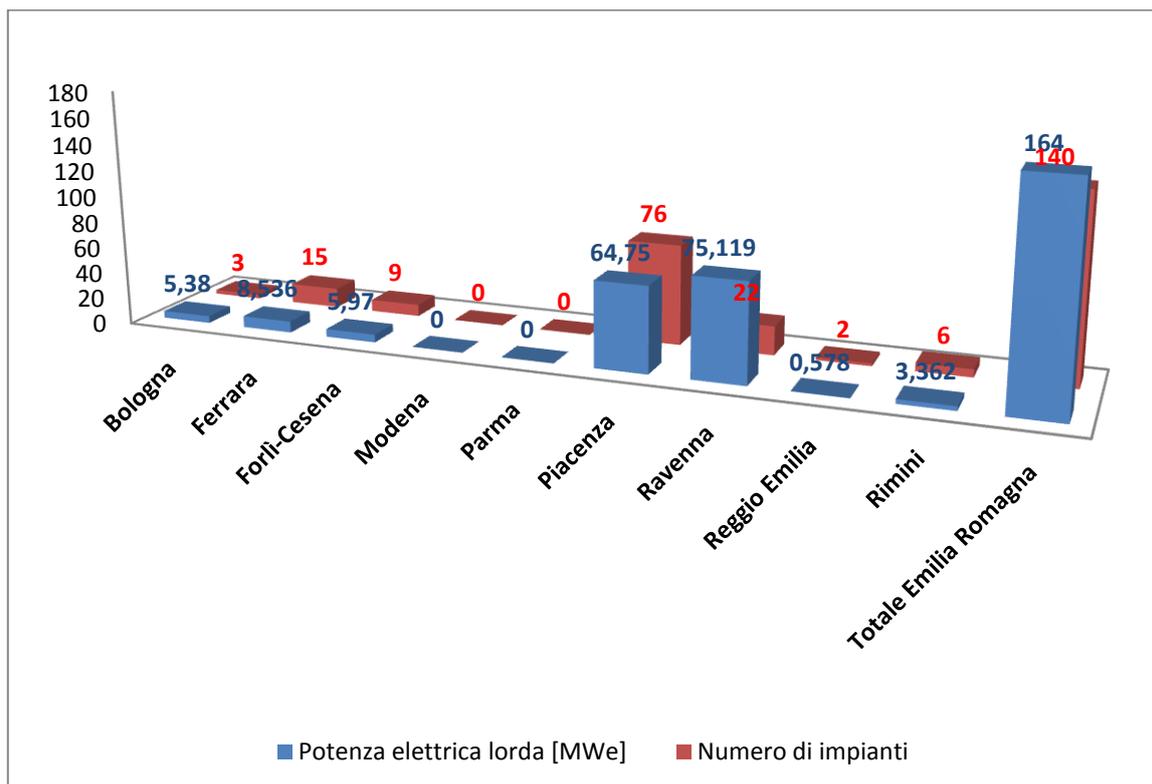


Figura 17.36: ripartizione per Provincia degli impianti fotovoltaici > 50 kW in fase di valutazione in Emilia Romagna

Si evidenzia, come sottolineato in precedenza, il ruolo preminente delle Province di Piacenza e di Ravenna, sia in termini di numero di impianti in fase di valutazione/potenzialmente installabili (76 sul territorio piacentino, 22 su quello ravennate), che in termini di potenza elettrica connessa a tali installazioni (65 MW_e nella Provincia di Piacenza, 75 MW_e in quella di Ravenna).

Lo "0" in corrispondenza delle Province di Modena e Parma fa ancora riferimento al fatto che queste amministrazioni non hanno fornito dati sugli impianti attualmente in fase di valutazione.

17.13.2 - ANALISI DEL PARCO FOTOVOLTAICO EMILIANO-ROMAGNOLO STIMATO IN ESERCIZIO AL 2015

Si può considerare l'evoluzione a medio termine (2014-2015) stimata per il parco fotovoltaico emiliano-romagnolo, ipotizzando che gli impianti fotovoltaici attualmente in fase di valutazione, vengano autorizzati e successivamente realizzati, entrando a far parte delle installazioni in esercizio alla data considerata.

La stima, come sottolineato in precedenza, risulta "ragionevole" in termini di potenza elettrica incrementale (dovuta ai nuovi impianti) rispetto alla condizione attuale (e alla condizione evidenziata dallo "Scenario di breve termine"), rispettando quello che è il trend di crescita del settore fotovoltaico valutato dal 2007; non è una stima significativa dal punto di vista del numero delle installazioni presenti sul territorio perché, come già scritto, nel novero degli impianti attualmente in fase di valutazione (e supposti in esercizio al 2014-2015) mancano tutti gli impianti "fotovoltaici comunali", per i quali le autorizzazioni passano unicamente dai Comuni su cui tali installazioni vengono realizzate. La stima sulla potenza connessa a queste installazioni risulta invece coerente con la situazione reale.

Di seguito si andrà allora a stimare l'evoluzione del parco fotovoltaico emiliano-romagnolo in questo "Scenario di medio termine", valutandone la distribuzione tra le varie Province della Regione:

Ripartizione per Provincia del parco fotovoltaico emiliano romagnolo stimato in esercizio al 2011-12		
Provincia	Numero di impianti	Potenza elettrica efficiente lorda [MW_e]
Bologna	1823	45
Ferrara	612	25
Forlì-Cesena	1166	33
Modena	n.d.	n.d.
Parma	n.d.	n.d.
Piacenza	553	80
Ravenna	1231	97
Reggio Emilia	1133	14
Rimini	842	14
Totale Emilia Romagna	> 10000	~ 340

La stima sulle Province di Modena e Parma non risulta essere realizzabile per l'assenza di dati, ma si può ipotizzare una crescita in linea con il trend evidenziato dal parco fotovoltaico emiliano romagnolo nel suo complesso.

La distribuzione degli impianti sulle Province del territorio, in questo "Scenario di medio termine", può essere rappresentata come evidenziato in Figura 17.37.

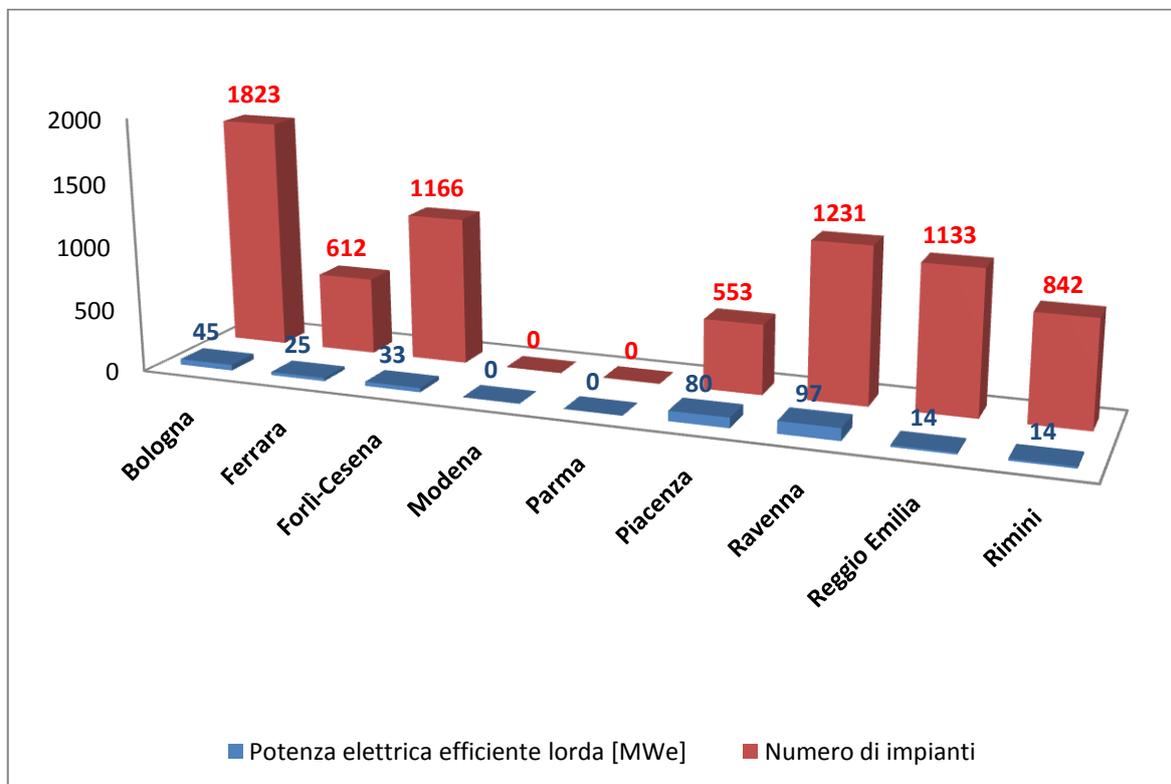


Figura 17.37: distribuzione tra le Province del parco fotovoltaico ipotizzato in esercizio al 2015 in Emilia Romagna nello "Scenario di Medio Termine"

Va evidenziato come, in questo "Scenario di medio termine", l'entrata in esercizio degli impianti fotovoltaici attualmente in fase di valutazione, potrebbe modificare significativamente il panorama della tecnologia in regione: le Province di Piacenza e Ravenna, infatti, potrebbero diventare "leader" della tecnologia a livello regionale in termini di potenza elettrica associata a installazioni fotovoltaiche, superando la Provincia di Bologna.

Al solito, però, bisogna ribadire l'assenza dei dati, sulle altre Province, relativi al fotovoltaico comunale e agli impianti di piccole dimensioni, che potrebbero comunque contribuire alla crescita della potenza installata.

Si evidenzia anche il fatto che, in questo Scenario, la tecnologia fotovoltaica tende a distribuirsi in maniera maggiormente omogenea sul territorio, incrementando in misura cospicua l'installato di Province come Reggio Emilia o Rimini, la cui potenza efficiente connessa al fotovoltaico risulta essere ridotta.

17.13.3 – EVOLUZIONE AL 2015 DEL PARCO FOTOVOLTAICO EMILIANO-ROMAGNOLO E CONFRONTO STORICO

Di seguito si sono riassunte le considerazioni fatte finora per il parco fotovoltaico emiliano romagnolo supposto in esercizio al 2011-12, confrontandolo con la situazione attuale e la sua evoluzione storica: i dati fino al 2010 sono quelli contenuti nell'ultimo "Piano Energetico Regionale" pubblicato dalla Regione Emilia Romagna e dal suo successivo "Stato di attuazione", oltre che quelli pubblicati dal GSE ("Il Solare 2009"), da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009") e da Atlasole (<http://atlasole.gse.it/atlasole>).

Evoluzione stimata del parco fotovoltaico emiliano romagnolo (2000-2015)		
Anno	Numero impianti	Potenza efficiente lorda [MW]
2000	15	0,2
2003	220	1,8
2007	1229	8,5
2008	3420	39
2009	6657	95
2010	9442	141,41
2011-12 (stima)	9626	181
2014-15 (stima)	> 10000	340

Si può andare a considerare l'evoluzione stimata della potenza elettrica associata alle installazioni fotovoltaiche, tenendo sempre conto del fatto che la stima sull'evoluzione del numero degli impianti fotovoltaici è resa impossibile dall'assenza dei dati relativi agli impianti fotovoltaici comunali, che rappresentano la grande "massa" di impianti fotovoltaici installati sul territorio regionale.

In Figura 17.38 è stato riportato l'andamento stimato della potenza elettrica connessa a installazioni fotovoltaiche in esercizio in Emilia Romagna, nel periodo 2000-2015:

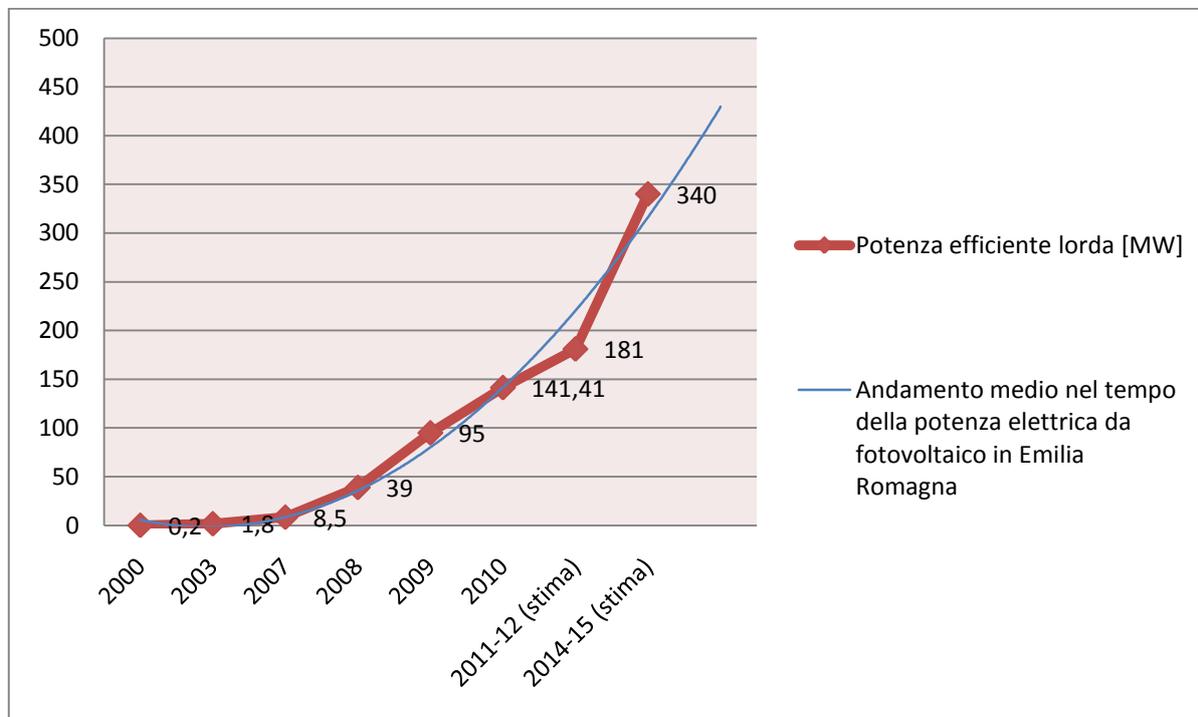


Figura 17.38: andamento stimato nel periodo 2000-2015 della potenza elettrica connessa alle installazioni fotovoltaiche in esercizio in Emilia Romagna

Come sottolineato nel Paragrafo relativo allo “Scenario di breve termine”, la stima matematica realizzata sulla base del trend storico della tecnologia fotovoltaica nel periodo 2000-2012 stima al 2015 un valore concorde con quello appena ricavato sulla base dell’analisi dei dati relativi agli impianti fotovoltaici in fase di valutazione, 340 MW_e.

Si può quindi affermare che il trend di crescita della tecnologia fotovoltaica risulta confermarsi anche sulla base delle valutazioni relative agli impianti fotovoltaici attualmente in fase di valutazione: almeno fino al 2015, sembra quindi legittimo ritenere che non vi sia flessione o saturazione del mercato.

17.14 - CONFRONTO CON GLI OBIETTIVI DEFINITI PER IL FOTOVOLTAICO NEL PRECEDENTE P.E.R.

Avendo “fotografato” lo stato attuale del parco fotovoltaico emiliano-romagnolo, è dunque possibile confrontarlo con quelli che erano gli obiettivi definiti dalla Regione Emilia Romagna all’interno del Piano Energetico Regionale redatto nel 2006, e all’interno del documento “Piano Energetico Regionale: stato di attuazione e prospettive”, redatto nel 2008 (il più recente documento ufficiale in materia di pianificazione energetica prodotto dalla Regione).

Per la tecnologia fotovoltaica, gli obiettivi del PER in termini di valorizzazione della fonte rinnovabile erano definiti in maniera “aggregata”, considerandoli insieme a quelli della tecnologia eolica, segno che all’epoca della redazione del PER (2004) tali tecnologie erano ritenute ancora “di nicchia” e poco incisive all’interno del quadro energetico regionale:

Obiettivi precedentemente definiti per la tecnologia fotovoltaica al 2010			
		Potenza efficiente incrementale rispetto al 2000 [MW]	Produzione elettrica lorda incrementale [TWh]
Documento	Anno di redazione		
P.E.R.	2006	35 (da eolico + fotovoltaico)	0,1 (da eolico + fotovoltaico)
P.E.R. - Stato di attuazione e prospettive	2008	20	n.d.

E’ quindi evidente, considerando lo stato attuale della sola fonte fotovoltaica (e perdipiù se si considerano i dati aggregati, tenendo anche conto della fonte eolica), che tali obiettivi sono stati raggiunti e abbondantemente superati, consentendo quindi di andare ora a definire, all’interno del prossimo P.E.R. obiettivi decisamente più ambiziosi.

Considerando l'aspetto della potenza elettrica installata, dovuta a impianti fotovoltaici (in realtà il P.E.R. precedente considerava tale obiettivo raggiungibile da impianti fotovoltaici ed eolici insieme), si verifica che gli obiettivi del PER (35 MW_e incrementali rispetto alla situazione del 2000) erano già stati raggiunti a cavallo tra il 2007 e il 2008.

Dal punto di vista della produzione, l'obiettivo di 100 GWh incrementali di produzione elettrica lorda, era già stato raggiunto e "archiviato" prima del 2010.

Si può quindi affermare che la crescita della tecnologia fotovoltaica è stata così rapida da "sorprendere" gli stessi addetti ai lavori, che nei primi anni 2000 ne avevano forse sottostimato le potenzialità e i ritmi di crescita.

17.15 - DEFINIZIONE DI NUOVI OBIETTIVI PER LA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA AL 2015

Volendo affrontare la definizione di nuovi, possibili, obiettivi per il prossimo Piano Energetico Regionale, bisognerà dunque tenere in considerazione quanto detto finora:

- Dal punto di vista della potenza efficiente lorda, l'ammontare relativo ad impianti già autorizzati e non ancora realizzati o in esercizio è di circa 38 MW_e, mentre i MW_e (potenzialmente) incrementali associati ad impianti in fase di valutazione sono più di 160. Tenendo conto del fatto che non necessariamente tutti i nuovi impianti fotovoltaici attualmente in fase di valutazione saranno autorizzati e/o realizzati (come invece considerato nello "Scenario di medio termine"), si può stimare realisticamente un obiettivo di 130-150 MW_e di potenza elettrica efficiente lorda, incrementale rispetto alla situazione attuale, derivante da queste nuove installazioni fotovoltaiche al 2015.

Di seguito (Figura 17.39), è evidenziato l'andamento previsionale della potenza elettrica efficiente lorda da impianti fotovoltaici, valutato unicamente sulla base dell'andamento storico della potenza installata da impianti fotovoltaici nel periodo 2007-2010.

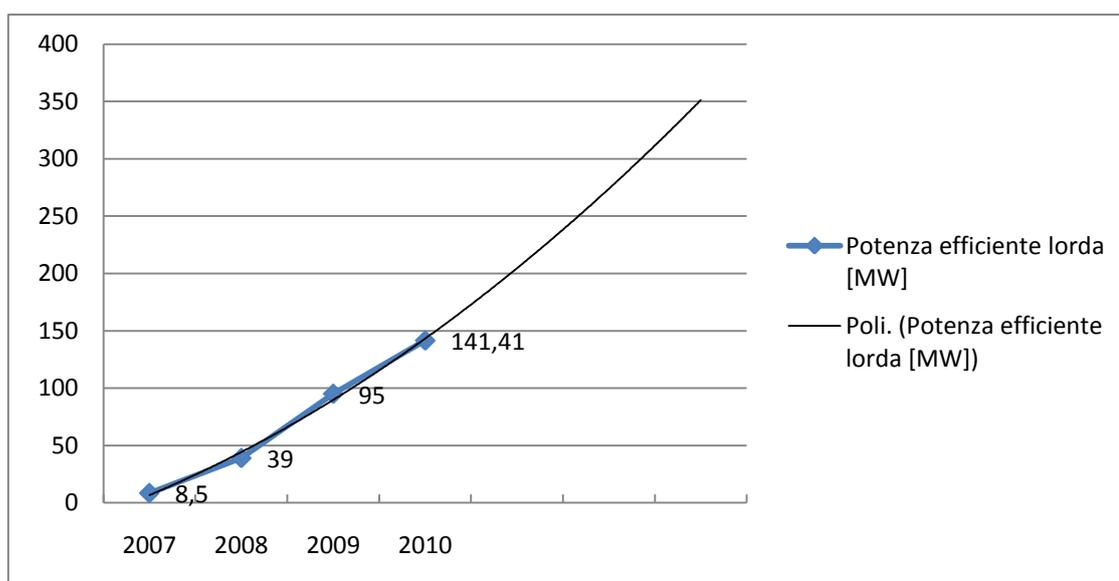


Figura 17.39: trend di crescita della potenza elettrica associata a installazioni fotovoltaiche in esercizio in Emilia Romagna (periodo 2007-2010)

- Dal punto di vista della produzione elettrica lorda (Figura 17.40), la definizione di nuovi obiettivi si deve sostanzialmente basare sul trend storico della produzione, sempre nel periodo 2007-2010, quello maggiormente significativo per un'analisi attuale della situazione.

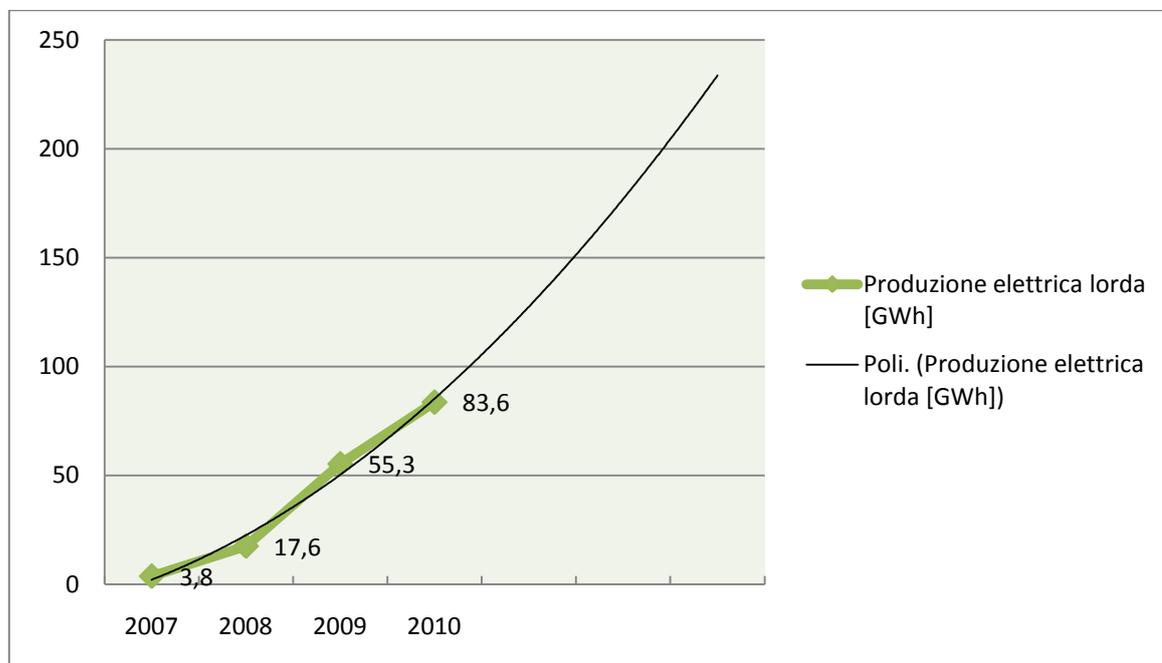


Figura 17.40: trend di crescita della produzione elettrica connessa a installazioni fotovoltaiche in esercizio in Emilia Romagna (periodo 2007-2010)

Sulla base di queste valutazioni, è realistico e legittimo aspettarsi un incremento di almeno 120-130 GWh in termini di produzione elettrica lorda, al 2015.

Tali obiettivi (in particolare quello relativo alla potenza elettrica incrementale ottenibile da nuove installazioni fotovoltaiche) si possono confrontare con quelli “indicativi” introdotti dalla Regione Emilia Romagna in fase di pianificazione del nuovo Piano Energetico Regionale: tali “linee guida” sono contenute nel documento “Verso un nuovo PER – Linee di indirizzo per un nuovo Piano”, presentato nel corso del convegno “Energia per il territorio”, promosso dalla Regione Emilia Romagna il 28 luglio 2010.

In questo documento si individua (sulla base della declinazione, a livello regionale, degli obiettivi nazionali indicati nel “Piano d’Azione per le Energie Rinnovabili”, pubblicato dal Ministero per lo Sviluppo Economico), per il medio termine, un obiettivo incrementale di 130 MW_e da fonte fotovoltaica, in linea con la stima elaborata all’interno di questo paragrafo a partire dallo “Scenario di medio termine”.

CAPITOLO 18 – LO STATO DELLA TECNOLOGIA GEOTERMICA NELLA REGIONE EMILIA ROMAGNA: QUADRO ATTUALE, SCENARI PREVISIONALI E OBIETTIVI PER IL PROSSIMO P.E.R.

18.1 - INTRODUZIONE

La raccolta dati si è sviluppata, come evidenziato precedentemente, tramite richieste di informazioni effettuate presso gli Assessorati competenti in materia di pianificazione energetica e autorizzazioni energetiche delle varie Province della Regione, nonché presso gli Uffici tecnici dei singoli Comuni.

Per quanto riguarda la tecnologia geotermica in Regione, la situazione pare abbastanza chiara: non sono infatti presenti impianti che sfruttino la geotermia per generare potenza elettrica (del resto, gli unici impianti di questo tipo presenti in Italia, si concentrano tutti nella Regione Toscana).

Sono invece presenti –e nemmeno su tutte le Province della Regione- piccole installazioni destinate a fornire potenza termica (a bassa temperatura, sono impianti di geotermia a bassa entalpia) ad utenze domestiche o industriali di piccole dimensioni.

Il quadro è stato ottenuto incrociando i dati forniti dagli Enti competenti per la concessione delle autorizzazioni e (ma solo per la parte elettrica) con quelli ufficiali pubblicati e resi noti dal GSE (aggiornati al 31/12/2008: “Geotermico 2008”).

Tali dati sono poi stati confrontati con quelli pubblicati da Legambiente all'interno della ricerca "Comuni rinnovabili 2010 – Risultati e classifiche", pubblicata nel 2010.

Bisogna specificare che, avendo fatto riferimento unicamente all'aspetto termico (tenuto conto che non c'è produzione elettrica da fonte geotermica in Regione), queste risultano stime di prima approssimazione, tenuto specialmente conto del fatto che non esiste un quadro ufficiale relativo a potenze termiche installate (e produzione termica) da fonte geotermica: anche in questo caso, le stime sono state confrontate con i dati pubblicati da Legambiente all'interno del documento "Comuni rinnovabili 2010".

Di seguito si andrà quindi a considerare la situazione della fonte geotermica su ogni Provincia, per poi effettuare un quadro valutativo finale esteso a tutta la Regione, anche in relazione a quella che era la situazione negli anni precedenti e agli obiettivi definiti nello scorso Piano Energetico Regionale.

18.2 - PROVINCIA DI BOLOGNA

Sul territorio della Provincia di Bologna non si segnala alcun impianto in esercizio per la produzione di energia elettrica da fonte geotermica, per quanto noto agli enti responsabili dei procedimenti autorizzativi (Regione Emilia-Romagna, Provincia di Bologna e Comuni ad essa afferenti), nonché sulla base del confronto con i dati pubblicati dal GSE (“Geotermico 2008”) e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia - 2009”).

In maniera analoga, dall’analisi degli atti in corso di valutazione da parte della Provincia stessa sul territorio Bolognese, non risultano procedimenti di autorizzazione in corso per impianti a fonte geotermica.

Dall’analisi dei dati, si stimano però 0,0075 MW_t installati sul territorio della Provincia di Bologna da fonte geotermica.

Impianti geotermici installati nella Provincia di Bologna	n.d.
Impianti geotermici in fase di valutazione nella Provincia di Bologna	0
MW_t installati da fonte geotermica	0,0075

Ciò, del resto, è in accordo con la “mappa delle risorse geotermiche” fornita dal GSE e da “Geoclima” (www.geoclima.com), secondo cui il territorio Bolognese non risulta essere “fertile” dal punto di vista della disponibilità di potenza termica dal sottosuolo.

Si segnala solamente la presenza di una sorgente idrotermale nel Comune di Porretta.

Questi dati sono in contrasto con quelli evidenziati dalla ricerca di Legambiente, che individua la presenza di 0,189 kW_e installati tra Crevalcore e Porretta Terme, forse destinati all’autoproduzione e all’autoconsumo.

Tenuto conto della ridotta “disponibilità geotermica” del territorio della Provincia di Bologna, è comunque legittimo aspettarsi che, anche in futuro, questa situazione caratterizzata dall’assenza di installazioni di potenza non risulterà modificarsi significativamente.

18.3 - PROVINCIA DI FERRARA

In base all'analisi della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna, di quella fornita dalla Provincia di Ferrara e dai Comuni del territorio, nonché dal confronto con i dati pubblicati dal GSE ("Geotermico 2008") e da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - 2009"), sul territorio della Provincia di Ferrara non si segnala alcun impianto in esercizio per la produzione di energia elettrica da fonte geotermica.

Risulta invece essere in esercizio l'impianto per la produzione di potenza termica tramite geotermia di maggiori dimensioni in tutta l'Emilia Romagna, ossia la rete di teleriscaldamento che alimenta Ferrara e il suo circondario.

Sul territorio della Provincia di Ferrara, infatti, è presente l'unica sorgente geotermica "rilevante" (o quantomeno, l'unica sorgente finora individuata avente queste caratteristiche) di tutto il territorio emiliano-romagnolo: tale sorgente è il "bacino sotterraneo" di Casaglia, un accumulo sotterraneo di acqua calda, situato ad una profondità di circa 2000 m.

I primi studi sul potenziale di questa risorsa risalgono agli anni '70, per poi tramutarsi in un progetto concreto ("Il Progetto Geotermia") nel 1981; a fine anni '80 si è infine realizzata nella rete di teleriscaldamento del ferrarese.

Il fluido geotermico, costituito di acqua calda a forte contenuto salino e alla temperatura di circa 100°C, viene pompato verso la superficie attraverso due pozzi di prelievo, e una volta ceduta una quota della sua energia termica alla rete TLR cittadina, viene re-iniettato attraverso un pozzo di immissione, onde garantire la stabilità geotecnica del sottosuolo.

La fonte geotermica contribuisce per circa 14 MW_t alla potenza totale "erogabile" attraverso la rete TLR.

Nell'agosto 2010 sono partiti i lavori, da parte di Hera, per il potenziamento della rete di teleriscaldamento (per un investimento complessivo di circa 700000 euro), che potrebbero determinare un miglioramento dell'efficienza di sfruttamento della fonte geotermica e un incremento della potenza termica prodotta, anche in ragione dell'individuazione di altre fonti termiche sul territorio.

Non si segnalano invece richieste di valutazione e autorizzazione di altri impianti a fonte geotermica sul territorio della Provincia di Ferrara.

La situazione relativa alla tecnologia geotermica sul territorio della Provincia di Ferrara al Settembre 2010 è riassunta nella Tabella seguente:

Impianti geotermici installati nella Provincia di Ferrara	1
Impianti geotermici in fase di valutazione nella Provincia di Ferrara	0
MW_t installati da fonte geotermica	14

Questi dati risultano concordare perfettamente con quelli pubblicati da Legambiente nel rapporto “Comuni rinnovabili 2010”, che individua nel Comune di Ferrara il primo d’Italia per potenza termica installata da fonte geotermica.

L’unica evoluzione prevedibile in futuro per la sorgente geotermica sul territorio di Ferrara, è quindi quella legata agli eventuali lavori di potenziamento della rete di teleriscaldamento già esistente e allo sfruttamento del “bacino caldo” di Casaglia; qualora fossero confermate le dichiarazioni rilasciate nel Settembre 2009 nel corso di “GeoTherm Expo 2009” dall’Ing. Ferraresi, Direttore della Divisione Termoriscaldamento del Gruppo Hera, le analisi attualmente in corso potrebbero individuare la presenza di un’altra fonte di calore geotermico a est della città, in posizione simmetrica rispetto all’attuale fonte geotermica di Casaglia.

L’individuazione di questa ulteriore fonte geotermica consentirebbe di incrementare significativamente il contributo –in termini di potenza termica (gli studi escludono infatti che la sorgente possa essere ad alta entalpia)- della fonte geotermica al bilancio energetico Comunale e Provinciale.

18.4 - PROVINCIA DI FORLÌ-CESENA

In base all'analisi della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna, di quella fornita dalla Provincia di Forlì-Cesena e dai Comuni del suo territorio, nonché dal confronto con i dati pubblicati dal GSE ("Geotermico 2008") e da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - 2009"), sul territorio della Provincia di Forlì-Cesena non si segnala alcun impianto in esercizio per la produzione di energia elettrica da fonte geotermica.

Tale dato è in contrasto con quello pubblicato da Legambiente nel documento "Comuni rinnovabili 2010", che individua un totale di 0,6 MW_e installati sul territorio della Provincia di Forlì-Cesena (in particolare, a Bagno di Romagna): presumibilmente questo impianto sarà destinato all'autoproduzione e all'autoconsumo, non essendo censito tra quelli "connessi alla rete" da parte del GSE e di Terna (vedi "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009").

Sulla base dei dati in mano alla Regione Emilia-Romagna, nonché di quelli forniti dalla Provincia di Forlì-Cesena e dai Comuni ad essa afferenti, si stima un totale di oltre 8 MW_t installati da fonte geotermica, associati alle terme presenti a Bagno di Romagna, nonché a impianti di piccole e piccolissime dimensioni (pompe di calore), installati e realizzati presso singole utenze domestiche: tale dato concorda con quello riportato da Legambiente nella sua pubblicazione "Comuni Rinnovabili 2010", che definisce un totale di circa 8,5 MW_t installati sul territorio della Provincia (fonte "Comuni rinnovabili 2010"), dato assunto nel seguito.

Dall'analisi degli atti in possesso degli enti sopra citati, non risulta la presenza di impianti o installazioni (di dimensioni tali da richiedere autorizzazioni) in fase di valutazione.

Impianti geotermici installati nella Provincia di Forlì-Cesena	n.d.
Impianti geotermici in fase di valutazione nella Provincia di Forlì-Cesena	0
MW_t installati da fonte geotermica	8,5

Si segnala solamente, sul territorio di Forlì-Cesena, la presenza di una sorgente idrotermale (localizzata a Bagno di Romagna), non destinata alla produzione di potenza termica o elettrica. Per il futuro, tenuto conto della ridotta "disponibilità geotermica" del territorio della Provincia di Forlì-Cesena, si può quindi solo immaginare uno sviluppo delle installazioni di piccole e piccolissime dimensioni, realizzati direttamente presso le utenze finali.

18.5 - PROVINCIA DI MODENA

In base all'analisi della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna, di quella fornita dalla Provincia di Modena e dai Comuni del suo territorio, nonché dal confronto con i dati pubblicati dal GSE ("Geotermico 2008") e da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - 2009"), sul territorio della Provincia di Modena non si segnala alcun impianto in esercizio per la produzione di energia elettrica da fonte geotermica.

Tale dato è in contrasto con quello pubblicato da Legambiente nel documento "Comuni rinnovabili 2010", che individua un totale di 0,1 MW_e installati sul territorio della Provincia di Modena (in particolare, a Carpi): presumibilmente questo impianto sarà destinato all'autoproduzione e all'autoconsumo, non essendo censito tra quelli "connessi alla rete" da parte del GSE e di Terna (vedi "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - 2009").

L'indagine di Legambiente individua invece un totale di 0,234 MW_t installati da fonte geotermica, associati a impianti di piccole e piccolissime dimensioni (pompe di calore), installati e realizzati presso singole utenze domestiche e presso un'installazione pubblica (il liceo "Fanti", nel 2006).

Dall'analisi degli atti in possesso degli enti sopra citati, non risulta la presenza di impianti o installazioni (di dimensioni tali da richiedere autorizzazioni) in fase di valutazione; per il futuro, si può quindi solo immaginare uno sviluppo delle installazioni di piccole e piccolissime dimensioni, realizzati direttamente presso le utenze finali.

Impianti geotermici installati nella Provincia di Modena	?
Impianti geotermici in fase di valutazione nella Provincia di Modena	0
MW_t installati da fonte geotermica	0,234

Alcuni test, comunque, sono stati condotti sul territorio modenese da parte dell'Università di Modena e dalla società "GEO-NET" e potrebbero consentire di individuare nuove risorse geotermiche: secondo le informazioni preliminari, l'area nord del territorio modenese potrebbe essere una delle più interessanti, evidenziando la presenza di risorse (a temperature attorno ai 50°C) a profondità accessibili (circa 400 metri di profondità). Qualora ne fosse confermata la presenza e sussistessero le condizioni per uno sfruttamento interessante anche dal punto di vista economico, ecco che la produzione di calore da fonte geotermica nel territorio modenese potrebbe subire un'implementazione.

18.6 - PROVINCIA DI PARMA

In base all'analisi della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna, di quella fornita dalla Provincia di Parma e dai Comuni del suo territorio, nonché dal confronto con i dati pubblicati dal GSE ("Geotermico 2008") e da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - 2009"), sul territorio della Provincia di Parma non si segnala alcun impianto in esercizio per la produzione di energia elettrica da fonte geotermica: tale dato concorda con quanto pubblicato da Legambiente nel documento "Comuni rinnovabili 2010".

Sul territorio della Provincia di Parma, dall'analisi della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna e di quella inviata dalla Provincia di Parma e dai Comuni del territorio, risultano invece quattro impianti destinati alla produzione di calore da fonte geotermica, per un totale di circa 1,3 MW_t (stimati); i dati non sono in accordo con quelli associati all'indagine di Legambiente, che individua invece un totale di 0,014 MW_t installati da fonte geotermica.

L'installazione principale di questo tipo, sul territorio parmense, è quella legata al "Progetto Ikea", che ha permesso di riscaldare l'intero grande magazzino mediante potenza termica fornita dal sottosuolo.

A questo, nel 2009, si sono aggiunti altri tre progetti (avanzati e realizzati dalla Branti Costruzioni), che rappresentano la prima applicazione della geotermia in ambito residenziale all'interno della Provincia di Parma: questi impianti riscaldano infatti tre palazzine nella città ducale.

Impianti geotermici installati nella Provincia di Parma	4
Impianti geotermici in fase di valutazione nella Provincia di Parma	0
MW_t installati da fonte geotermica	1,3

Dall'analisi degli atti in possesso degli enti sopra citati, non risulta la presenza di impianti o installazioni (di dimensioni tali da richiedere autorizzazioni) in fase di valutazione; per il futuro, si può quindi immaginare uno sviluppo delle installazioni di piccole e piccolissime dimensioni, realizzati direttamente presso le utenze finali, oltre che di installazioni geotermiche nell'ambito dell'edilizia residenziale, sulla strada tracciata dai progetti realizzati finora.

Sul territorio della Provincia di Parma si segnala anche la presenza di una sorgente idrotermale molto particolare (localizzata a Miano di Corniglio), caratterizzata dalla risalita di fluidi caldi lungo un vecchio pozzo scavato per ricerca petrolifera; non è ovviamente una sorgente utilizzata per la produzione di potenza termica o elettrica.

Dal punto di vista delle applicazioni civili e residenziali della risorsa geotermica, il territorio della Provincia di Parma risulta quindi essere uno di quelli potenzialmente più fertili della regione, oltretutto in espansione in questi ultimi due anni.

18.7 - PROVINCIA DI PIACENZA

In base all'analisi della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna, di quella fornita dalla Provincia di Piacenza e dai Comuni del suo territorio, nonché dal confronto con i dati pubblicati dal GSE ("Geotermico 2008") e da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - 2009"), sul territorio della Provincia di Piacenza non si segnala alcun impianto in esercizio per la produzione di energia elettrica da fonte geotermica: tale dato concorda con quanto pubblicato da Legambiente nel documento "Comuni rinnovabili 2010".

In maniera analoga, sul territorio della Provincia di Piacenza, dall'analisi della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna e di quella inviata dalla Provincia e dai Comuni del territorio, non risultano essere in esercizio impianti per la produzione di potenza termica da fonte geotermica: tale dato, di 0 MW_t in esercizio, concorda con quanto pubblicato da Legambiente all'interno del documento "Comuni rinnovabili 2010".

Dall'analisi degli atti in possesso degli enti sopra citati, non risulta la presenza di impianti o installazioni (di dimensioni tali da richiedere autorizzazioni) in fase di valutazione; per il futuro, si può quindi solo immaginare uno sviluppo delle installazioni di piccole e piccolissime dimensioni, realizzati direttamente presso le utenze finali.

Impianti geotermici installati nella Provincia di Piacenza	0
Impianti geotermici in fase di valutazione nella Provincia di Piacenza	0
MW_t installati da fonte geotermica	0

Il territorio della Provincia di Piacenza, comunque, anche da indagini condotte sul terreno, risulta uno dei meno fertili e interessanti per la tecnologia geotermica all'interno dell'intero ambito emiliano-romagnolo.

18.8 - PROVINCIA DI RAVENNA

In base all'analisi della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna, di quella fornita dalla Provincia di Ravenna e dai Comuni del suo territorio, nonché dal confronto con i dati pubblicati dal GSE ("Geotermico 2008") e da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - 2009"), sul territorio della Provincia di Ravenna non si segnala alcun impianto in esercizio per la produzione di energia elettrica da fonte geotermica: tale dato concorda con quanto pubblicato da Legambiente nel documento "Comuni rinnovabili 2010".

E' però da sottolineare come la Provincia di Ravenna abbia autorizzato la costruzione di un piccolissimo impianto geotermico, destinato ad un'utenza civile, che oltre a produrre energia termica dovrebbe produrre qualche kW di energia elettrica.

Sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia di Ravenna e dai suoi Comuni (si ricordi che la Provincia di Ravenna è l'unica ad aver realizzato un database organico e integrato delle autorizzazioni concesse per impianti FER anche da parte dei singoli Comuni), risulta in esercizio un unico impianto di medio-piccole dimensioni che sfrutta la sorgente geotermica per la generazione di calore: tale impianto è localizzato nel Comune di Russi ed ha una potenza installata di 20 kW_t.

Lo studio di Legambiente ("Comuni rinnovabili 2010") individua invece una potenza installata pari a 11 kW_t nel Comune di Faenza; si può comunque ritenere che, nel complesso della Provincia di Ravenna, i dati risultino pressoché coincidenti.

Dall'analisi degli atti in possesso degli enti sopra citati, risulta dunque la presenza di un piccolo impianto geotermico già autorizzato, destinato alla produzione combinata di potenza termica e potenza elettrica; è localizzato anche questo nel Comune di Russi e –in termini di progetto- è caratterizzato da una potenza elettrica installata pari a 2,3 kW e una potenza termica pari a 10,5 kW.

In totale, una volta realizzato, la potenza termica generata da fonte geotermica sul territorio ravennate dovrebbe quindi diventare pari a 0,03 MW.

Impianti geotermici installati nella Provincia di Ravenna	1
Impianti geotermici autorizzati nella Provincia di Ravenna	1
MW_t installati da fonte geotermica	0,03
Mw_e installati da fonte geotermica	0,0023

Il territorio della Provincia di Ravenna, comunque, risulta uno dei più interessanti, in ambito regionale, dal punto di vista dello sfruttamento della risorsa geotermica; sono diversi gli studi condotti da ditte specializzate (ad es, "GEO-NET") e da istituzioni (come l'Università di Modena) per individuare nuove possibilità di sfruttamento della risorsa stessa sul territorio ravennate.

Questo interesse per la risorsa geotermica è testimoniato anche dai numerosi incontri e convegni promossi sul territorio ravennate per stimolare nuove iniziative legate al suo sfruttamento: in particolare, va segnalata l'attività "di promozione" da parte della CNA di Ravenna, destinata a promuovere l'utilizzo della risorsa geotermica per la climatizzazione e il riscaldamento degli edifici, in particolare nell'edilizia civile.

Si può quindi immaginare un incremento della produzione di calore da fonte geotermica entro un lasso di tempo ragionevole, legato prevalentemente a nuove installazioni di piccole-piccolissime dimensioni, realizzate presso le utenze finali.

18.9 - PROVINCIA DI REGGIO EMILIA

In base all'analisi della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna, di quella fornita dalla Provincia di Reggio Emilia e dai Comuni del suo territorio, nonché dal confronto con i dati pubblicati dal GSE ("Geotermico 2008") e da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - 2009"), sul territorio della Provincia di Reggio non si segnala alcun impianto in esercizio per la produzione di energia elettrica da fonte geotermica.

Tale dato è in contrasto con quello pubblicato da Legambiente nel documento "Comuni rinnovabili 2010", che individua un totale di 0,1 MW_e installati sul territorio della Provincia di Reggio Emilia: presumibilmente questo valore sarà connesso a installazioni destinate all'autoproduzione e all'autoconsumo, non essendo censito tra quelli "connessi alla rete" da parte del GSE e di Terna (vedi "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009"): per tale motivo nel seguito non sarà preso in considerazione.

Dall'analisi dei documenti trasmessi dalla Provincia e dai Comuni non risultano nemmeno impianti destinati alla produzione di potenza termica da fonte geotermica in esercizio sul territorio del reggiano: questo dato è concorde con quello pubblicato da Legambiente nel suo documento "Comuni Rinnovabili 2010".

Dall'analisi degli atti in possesso degli enti sopra citati, non risulta la presenza di impianti o installazioni (di dimensioni tali da richiedere autorizzazioni) in fase di valutazione; per il futuro, si può quindi solo immaginare uno sviluppo delle installazioni di piccole e piccolissime dimensioni, realizzati direttamente presso le utenze finali.

Impianti geotermici installati nella Provincia di Reggio Emilia	0
Impianti geotermici in fase di valutazione nella Provincia di Reggio Emilia	0
MW_t installati da fonte geotermica	0

Il territorio della Provincia di Reggio Emilia, comunque, anche da indagini condotte sul terreno, risulta uno dei meno fertili e interessanti per la tecnologia geotermica all'interno dell'intero ambito emiliano-romagnolo.

18.10 - PROVINCIA DI RIMINI

In base all'analisi della documentazione in possesso della Regione Emilia Romagna, di quella fornita dalla Provincia di Rimini e dai Comuni del suo territorio, nonché dal confronto con i dati pubblicati dal GSE ("Geotermico 2008") e da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia - 2009"), sul territorio della Provincia non si segnala alcun impianto in esercizio per la produzione di energia elettrica da fonte geotermica.

Tale dato è in contrasto con quello pubblicato da Legambiente nel documento "Comuni rinnovabili 2010", che individua un totale di 1,1 MW_e installati sul territorio della Provincia di Rimini: presumibilmente questo valore sarà connesso a installazioni destinate all'autoproduzione e all'autoconsumo (risultano dai documenti trasmessi, infatti, alcune installazioni alimentate da geotermia e destinate a quattro villette a schiera nel Comune di San Vito), non essendo censito tra quelli "connessi alla rete" da parte del GSE e di Terna (vedi "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009"): per tale motivo nel seguito non sarà preso in considerazione.

Dall'analisi dei dati in possesso della Regione e di quelli trasmessi dalla Provincia di Rimini e dai Comuni del territorio, non risultano impianti in esercizio destinati alla produzione di energia termica: questo dato concorda con quello pubblicato da Legambiente nel documento "Comuni rinnovabili 2010".

Impianti geotermici installati nella Provincia di Rimini	4
Impianti geotermici in fase di valutazione nella Provincia di Reggio Emilia	?
MW_t installati da fonte geotermica	0

impianti o installazioni (di dimensioni tali da richiedere autorizzazioni) in fase di valutazione; per il futuro, si può quindi solo immaginare uno sviluppo delle installazioni di piccole e piccolissime dimensioni, realizzati nell'ambito dell'edilizia civile, nel settore residenziale.

Il territorio della Provincia di Rimini, comunque, anche da indagini condotte sul terreno, risulta al momento uno dei meno fertili e interessanti per la tecnologia geotermica all'interno dell'intero ambito emiliano-romagnolo.

18.11 - STATO ATTUALE DELLA TECNOLOGIA GEOTERMICA NELLA REGIONE EMILIA ROMAGNA

18.11.1 - PRODUZIONE DI ENERGIA ELETTRICA

Si può realizzare una sintesi dei dati considerati fino ad ora; come detto, sull'intero territorio regionale non risultano (in base ai dati in possesso della Regione Emilia Romagna e a quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni) installati impianti destinati alla generazione di energia elettrica da fonte geotermica: questa situazione è confermata anche dai dati pubblicati dal GSE ("Geotermico 2008") e da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia").

Questa situazione contrasta con quanto riportato dall'indagine di Legambiente (contenuta nella pubblicazione "Comuni Rinnovabili 2010", reperibile sul sito www.legambiente.eu), che individua complessivamente circa 2 MW_e installati da fonte geotermica: poiché non risultano all'interno del "censimento" di Terna e del GSE, si può legittimamente pensare che siano corrispondenti a impianti non connessi alla rete e destinati unicamente all'autoproduzione e all'autoconsumo, motivo per cui non sono stati considerati e non verranno considerati nel seguito.

Non sono neanche previste nuove installazioni geotermiche destinate alla produzione di potenza elettrica (il mini-impianto autorizzato sul territorio della Provincia di Ravenna non verrà considerato, essendo le sue dimensioni -2 kW_e di potenza elettrica installata- estremamente ridotte).

Lo stato della tecnologia geotermica destinata alla produzione di energia elettrica nell'ambito della Regione Emilia Romagna, dunque, non si è modificato rispetto a quello fotografato dal Piano Energetico Regionale del 2007 (dal 2000) e dal successivo documento del 2008, "Piano Energetico Regionale: stato di attuazione e prospettive": in questi report, infatti, si definiva una potenza elettrica installata ed una produzione elettrica lorda da fonte geotermica, nulle, esattamente come ora.

Tenuto conto delle prospettive a breve-medio termine connesse alla generazione da fonte geotermica, lo scorso "Piano Energetico Regionale" non ha definito obiettivi di produzione o di sviluppo, prevedendo non sarebbero sorte nuove installazioni geotermiche per la produzione di energia elettrica: è legittimo supporre che questo trend si confermi anche nei prossimi anni, per cui non si avrà un incremento della potenza elettrica installata da fonte geotermica.

18.11.2 - PRODUZIONE DI ENERGIA TERMICA

Più articolato è il caso della sintesi dei dati relativi alla produzione di potenza termica da fonte geotermica: come detto, alcune installazioni (anche di medie dimensioni, come la rete di teleriscaldamento di Ferrara) sono presenti sul territorio, altre –specialmente installazioni di piccole dimensioni destinate al settore residenziale civile- sono in fase di costruzione e, in termini di autorizzazione, non passano attraverso la Regione Emilia Romagna o la Provincia di riferimento, bensì presso i singoli Comuni.

Per tutti questi motivi, oltre che per il fatto che non esiste un ente pubblico di riferimento che abbia una banca dati relativa alla produzione termica, diventa difficile definire un quadro organico della situazione sul territorio emiliano-romagnolo.

Inoltre, bisogna ricordare che le potenze termiche installate sono stimate, quindi passibili di variazioni.

Tenuto conto di questo, al 2010 risultano sul territorio regionale più di 10 installazioni di dimensioni medio-piccole (ma non trascurabili) a fonte geotermica destinati alla produzione di energia termica e passati attraverso procedure di autorizzazione presso gli enti competenti (Province e Comuni, nessuno attraverso la Regione, per via delle ridotte dimensioni delle installazioni).

A tali impianti è associata una potenza termica prodotta pari a circa 25 MW_t; tali dati, però, possono essere sottostimati, visto che nel conto complessivo non sono stati considerati tutti quegli impianti (es: pompe di calore) che generano energia termica, ma che per via delle ridottissime dimensioni, non risultano “noti” agli Enti competenti.

La stima è stata quindi effettuata sintetizzando i dati in possesso della Regione Emilia Romagna, quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio, confrontando poi questo quadro con quello tracciato dal GSE (“Geotermico 2008”) e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), oltre che con quello definito da Legambiente all’interno della pubblicazione “Comuni rinnovabili 2010”.

Nella Tabella seguente è quindi riportato il riassunto della situazione del geotermico emiliano-romagnolo.

Impianti geotermici installati nella Regione Emilia Romagna	> 10
Impianti geotermici in fase di valutazione nella Regione Emilia Romagna	n.d.
MWt installati (da fonte geotermica)	~ 25
MWt valutati	~15

Il numero degli impianti in fase di valutazione non è chiaro (sempre per via della difficoltà di realizzare un quadro organico di dati, mettendo in correlazione le informazioni dei singoli Comuni con quelle degli enti sovraordinati); tenuto però conto dell'espansione del settore geotermico nell'ambito dell'edilizia (specialmente nel residenziale civile) e della promozione della risorsa geotermica a livello istituzionale, è legittimo pensare che il numero di installazioni, anche di dimensioni via via più rilevanti, tenderà a crescere nel tempo.

La ripartizione della potenza termica (in MW_t installati e valutati) derivante da fonte geotermica in regione tra le varie Province del territorio, è riportata in Figura 18.1:

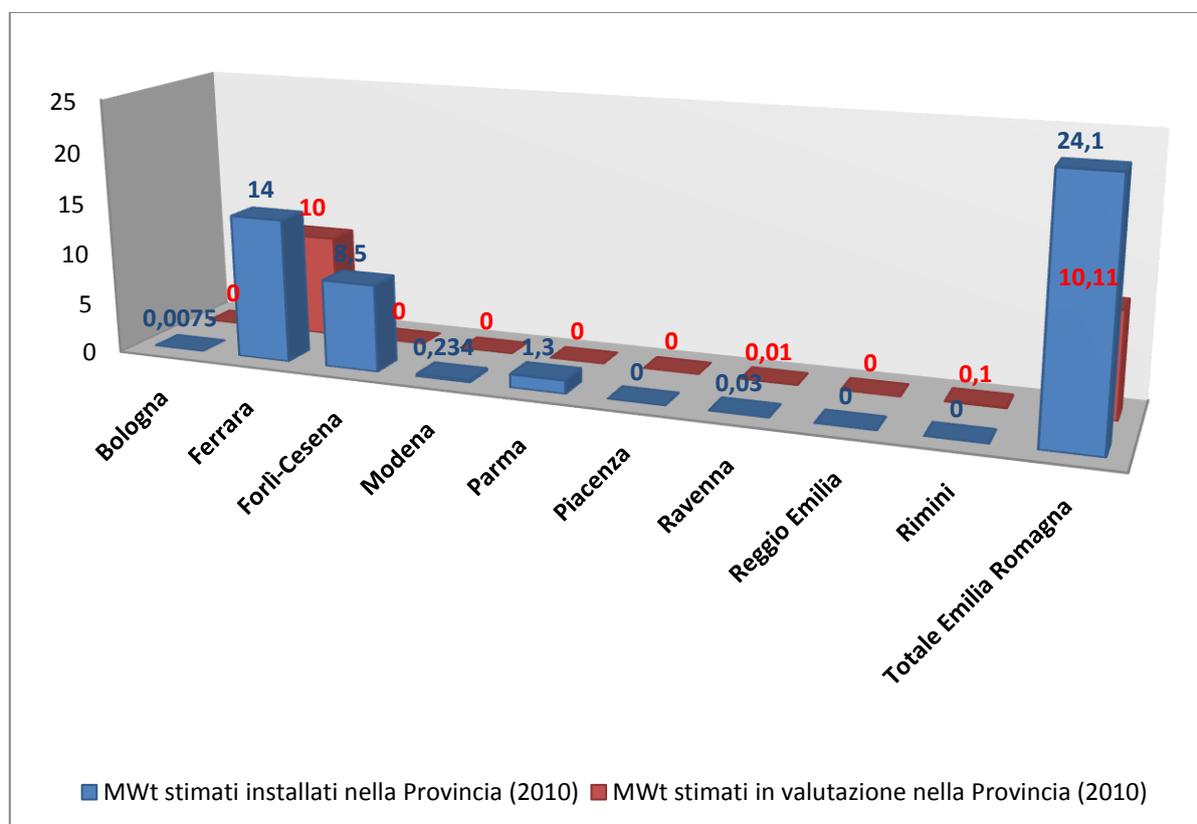


Figura 18.1: ripartizione tra le Province della potenza termica connessa a impianti geotermici stimata in esercizio e in fase valutazione in Emilia Romagna al 2010

Si evince il ruolo “dominante”, nel campo della potenza termica installata da fonte geotermica, del territorio di Ferrara e di quello della Provincia di Forlì-Cesena; la Provincia di Ferrara risulta anche essere quella su cui si prevede il maggior incremento di potenza installata.

Nella Figura 18.2 è graficata la ripartizione percentuale della potenza termica da fonte geotermica installata sul territorio emiliano-romagnolo, ripartita tra le differenti Province:

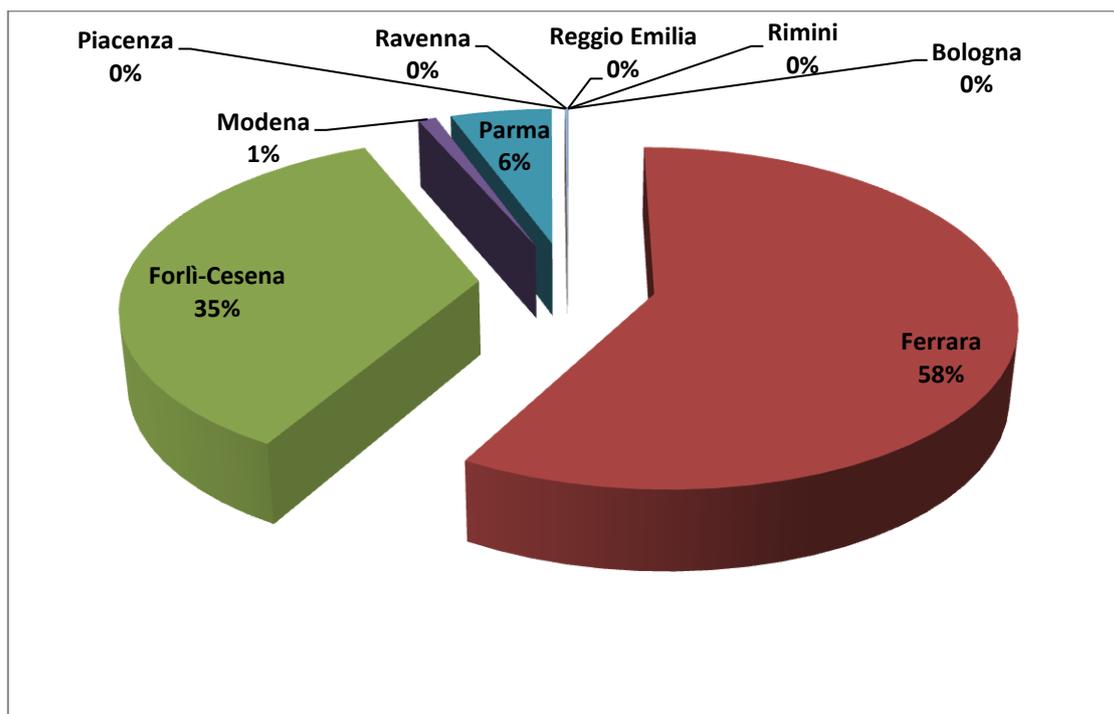


Figura 18.2: ripartizione percentuale tra le Province della potenza termica connessa a installazioni geotermiche in esercizio in Emilia Romagna

La Provincia di Ferrara copre quindi oltre la metà (il 58%) della potenza termica da fonte geotermica installata sul territorio regionale (14 MW_t); l'altra Provincia “rilevante”, da questo punto di vista, è quella di Forlì-Cesena, con il 35% (8,5 MW_t) della potenza termica regionale installata.

Al terzo posto la Provincia di Parma, che con 1,3 MW_t stimati installati da fonte geotermica copre il 6% circa della potenza complessivamente installata a livello regionale.

18.12 - CONFRONTO CON GLI OBIETTIVI DEFINITI PER LA TECNOLOGIA GEOTERMICA NEL PRECEDENTE P.E.R.

Avendo “fotografato” lo stato attuale del parco geotermico (stimato, tenuto conto di tutte le premesse relative alla “non organicità” dei dati) emiliano-romagnolo, bisognerebbe confrontarlo con quelli che erano gli obiettivi definiti dalla Regione Emilia Romagna all’interno del Piano Energetico Regionale e nel successivo documento “Piano Energetico Regionale: stato di attuazione e prospettive”, redatto nel 2008, il più recente documento ufficiale in materia di pianificazione energetica prodotto dalla Regione.

In realtà tali obiettivi, per quanto riguarda la produzione elettrica e la potenza elettrica installata derivante da fonte geotermica, concordano con la situazione attuale: nel PER infatti si prevedeva il protrarsi, al 2010, e, previsionalmente, al 2015, dell’attuale situazione, caratterizzata dalla sostanziale assenza di impianti per la produzione di energia elettrica alimentati da fonte geotermica.

Per quanto riguarda la produzione di calore, invece, il PER e il suo successivo “stato di attuazione”, non definivano obiettivi (se non quello di “incentivare la produzione di calore da fonti alternative”): per cui un confronto con uno scenario precedentemente definito risulta impossibile.

18.13 - DEFINIZIONE DI NUOVI OBIETTIVI PER LA TECNOLOGIA GEOTERMICA AL 2015

Nell'ottica di definire nuovi obiettivi, non esistendo per un confronto ed un'analisi storica un quadro pregresso della situazione, si può solo fare riferimento alle "linee guida" esplicitate all'interno del documento "Verso un nuovo Piano Energetico Regionale – Linee di indirizzo per un piano partecipato", illustrato il 28 luglio 2010 nel corso del convegno "Energia per il Territorio" promosso dalla Regione Emilia Romagna: in questo recentissimo documento si dice che la Regione "dovrà promuovere con maggiore decisione la fonte geotermica", nell'ottica del raggiungimento degli obiettivi di contribuzione allo sviluppo nazionale delle fonti rinnovabili.

Possibile quindi che si sviluppi una politica di incentivi volti ad incrementare la produzione da fonte geotermica, sia termica che elettrica (incremento comunque che è legittimo supporre riguardante soprattutto piccole utenze civili e private): evidentemente lo sfruttamento attuale della fonte geotermica in Emilia Romagna non è ritenuto "sufficiente".

CAPITOLO 19 – LO STATO DELL’IDROELETTRICO NELLA REGIONE EMILIA ROMAGNA: QUADRO ATTUALE, SCENARI PREVISIONALI E OBIETTIVI PER IL PROSSIMO P.E.R.

19.1 - INTRODUZIONE

La raccolta dati si è sviluppata, come evidenziato precedentemente, prima di tutto tramite molteplici richieste di informazioni e di dati, effettuate presso gli Assessorati competenti in materia di pianificazione energetica e di autorizzazioni energetiche delle varie Province della Regione, nonché presso gli Uffici tecnici dei singoli Comuni del territorio.

A questi dati si sono poi aggiunti quelli pubblicati dal GSE (“L’idroelettrico 2008”, “Bilancio elettrico nazionale”) e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), gli Enti che meglio di ogni altro permettono di conoscere e monitorare la situazione in termini di produzione elettrica e immissione di energia in rete a partire da impianti di produzione.

Per definire il quadro attuale della fonte idroelettrica sul territorio emiliano-romagnolo si è proceduto in questa maniera:

- Per definire il numero di impianti installati -e le relative potenze elettriche efficienti lorde- su ogni Provincia del territorio, si è fatto riferimento ai dati inviati dalle Province stesse e dai Comuni nei quali sono presenti tali installazioni; tale “fotografia” è stata incrociata con quella definita, a livello regionale, da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”).

- Per stimare la produzione elettrica lorda –al 2009- da questi impianti, si è proceduto partendo dal quadro regionale pubblicato nell’ottobre 2010 da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), incrociandolo con i dati di produzione attesa annua (e di ore medie annue di funzionamento) forniti dalle Province e dai Comuni per gli impianti del proprio territorio, nonché con i più recenti dati di produzione elettrica lorda –disaggregati per Provincia- pubblicati dal GSE (“L’idroelettrico 2008” e “Bilancio elettrico nazionale 2008”).

Per quanto riguarda la tecnologia idroelettrica in Regione, la situazione pare abbastanza chiara: oltre il 50% della potenza idroelettrica complessivamente installata afferisce ad un unico impianto di “pompaggio puro”, mentre invece la maggior quota di produzione di energia elettrica stimata da fonte idrica deriva dai restanti 74 impianti “idroelettrici rinnovabili”.

Come si vedrà, anche per la Regione Emilia Romagna, la tecnologia idroelettrica su grande scala (quella appunto degli impianti di pompaggio di grandi dimensioni) risulta aver raggiunto la saturazione delle risorse disponibili, tenuto soprattutto conto dei vincoli di natura ambientale che limitano le nuove installazioni; a crescere nel tempo è stato -e si stima che sarà- quindi il numero degli impianti idroelettrici di piccole dimensioni, più facili da autorizzare ed economicamente meno “impegnativi”: ad un’analisi dell’evoluzione nel breve termine e nel medio termine della tecnologia idroelettrica sono dedicati i paragrafi relativi allo “Scenario a breve termine” e allo “Scenario a medio termine”.

Gli obiettivi di crescita della fonte idroelettrica, in vista della definizione del nuovo Piano Energetico Regionale, sono invece stati stimati nell’ultimo Paragrafo.

Di seguito si andrà a considerare la situazione su ogni Provincia, per poi effettuare un quadro valutativo finale esteso a tutta la Regione, anche in relazione a quella che era la situazione negli anni precedenti (definita dall’ultimo Piano Energetico Regionale, dal suo successivo “Stato di attuazione e prospettive”, nonché dai documenti pubblicati dal GSE –“L’idroelettrico 2008”- e da Terna –“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia”) e agli obiettivi definiti nello scorso Piano Energetico Regionale.

19.2 - PROVINCIA DI BOLOGNA

19.2.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

POMPAGGIO PURO

In base ai dati comunicati dalla Provincia di Bologna e dai Comuni ad essa afferenti, nonché sulla base dei dati pubblicati dal GSE (“L’idroelettrico 2008” e i precedenti “Bilanci elettrici nazionali”) e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia”), si stima che sul territorio della Provincia di Bologna sia presente l’unico impianto idroelettrico di “puro pompaggio” di tutta la Regione.

L’impianto è quello di Bargi (Comune di Suviana), caratterizzato da una potenza efficiente lorda installata pari a 330 MW; la produzione elettrica lorda, stimata al 31/12/2009 sulla base dei dati di producibilità media annua attesa è risultata essere pari a 205,8 GWh (fonte Terna: “Dati statistici sull’energia elettrica in Italia - 2009”).

IDROELETTRICO “RINNOVABILE”

Sul territorio della Provincia di Bologna si stimano (sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia di Bologna e dai Comuni del territorio) altri 13 impianti destinati alla produzione di energia elettrica da fonte idrica rinnovabile; questi impianti assicurano una potenza efficiente lorda installata stimata di 49,3 MW (dati GSE, “L’idroelettrico 2008”).

La dimensione media di questi impianti installati sul territorio Bolognese risulta dunque essere di 3,79 MW.

La produzione lorda di energia elettrica al 31/12/2009 si stima essere pari a 80,2 GWh: tale stima è stata ottenuta a partire dalla produzione elettrica lorda stimata al 31/12/2008 per gli impianti a idroelettrico rinnovabile (dati GSE, “L’idroelettrico 2008”), incrociandola con il dato di produzione elettrica lorda regionale da idroelettrico rinnovabile al 31/12/2009 (dati Terna, “Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009” e dati GSE, “Dati statistici sulle fonti energetiche rinnovabili in Italia – 2009”), oltre che sulla base della producibilità media annua stimata e delle ore di funzionamento medie annue stimate nella documentazione trasmessa dalla Provincia e dai Comuni.

A tali installazioni si stima quindi essere associato un funzionamento “medio” pari a circa 1539 h/anno ad impianto.

Tale situazione è riassunta nella Tabella seguente:

Parco idroelettrico nella Provincia di Bologna					
	Numero di impianti	Potenza efficiente lorda [MW]	Dimensione media [MW/impianto]	Produzione elettrica lorda stimata [GWh]	Ore medie di funzionamento annue stimate
Pompaggi puri	1	330	330	205,8	623
Idroelettrico rinnovabile	13	49,3	3,79	80,2	1628
Totale	14	379,3		286	

19.2.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI NON IN ESERCIZIO

Sul territorio della Provincia di Bologna si stima (sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia e dai Comuni del territorio) anche la presenza di un impianto idroelettrico autorizzato ma non ancora realizzato:

- Impianto mini-idroelettrico ad acqua fluente di “Gaggio Montano”: dovrebbe essere realizzato a Gaggio Montano dalla Vento-Acqua S.A.S. La potenza nominale dovrebbe essere pari a 201 kW, mentre la produzione elettrica stimata dovrebbe essere di 1,150 GWh/anno.

L'impianto ha ricevuto l'autorizzazione dalla Provincia di Bologna nel giugno 2009, e sarà presumibilmente realizzato e in esercizio entro un anno; il parco idroelettrico della Provincia di Bologna, quindi, in uno “Scenario di breve termine” (considerando che la situazione della centrale a pompaggio non si modifichi) potrebbe evolversi come riassunto nella Tabella seguente.

Parco idroelettrico stimato al 2011-12 nella Provincia di Bologna					
	Numero di impianti	Potenza efficiente lorda [MW]	Dimensione media [MW/impianto]	Produzione elettrica lorda [GWh]	Ore medie di funzionamento annue
Pompaggi puri	1	330	330	205,8	623
Idroelettrico rinnovabile	14	49,5	3,54	81,3	1644
Totale	15	379,5		287,1	

19.2.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Sulla base della documentazione trasmessa dalla Provincia di Bologna e dai Comuni, non risultano nuovi impianti idroelettrici attualmente in fase di valutazione presso gli Enti competenti.

In base ai dati pubblicati dal GSE (“Impianti IAFR”, reperibile sul sito ufficiale della società) al 31/12/2009 risulta, sul territorio della Provincia di Bologna, la presenza di una richiesta di autorizzazione per il rifacimento parziale di un impianto già esistente.

Questa nuova installazione dovrebbe incrementare di 0,56 MW la potenza idraulica già presente, mentre non è stato stimato l’incremento di produzione lorda di energia elettrica connesso a questo intervento.

Nuovi interventi idroelettrici in fase di valutazione nella Provincia di Bologna	
Numero di interventi	1
MW idroelettrici aggiuntivi in fase di valutazione nella Provincia di Bologna	0,56

19.3 - PROVINCIA DI FERRARA

19.3.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

In base ai dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalla Provincia di Ferrara e dai Comuni ad essa afferenti, nonché dai dati pubblicati dal GSE ("Idroelettrico 2008", "Dati statistici sulle fonti rinnovabili in Italia 2009") e da Terna ("Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009"), non risultano impianti destinati alla produzione di energia elettrica da fonte idrica sul territorio ferrarese.

Di seguito è riportata sinteticamente la situazione degli impianti idroelettrici nella provincia di Ferrara.

Parco idroelettrico nella Provincia di Ferrara					
	Numero di impianti	Potenza efficiente lorda [MW]	Dimensione media [MW/impianto]	Produzione elettrica lorda [GWh]	Ore medie di funzionamento annue
Pompaggi puri	0	0	0	0	0
Idroelettrico rinnovabile	0	0	0	0	0
Totale	0	0		0	

19.3.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI NON IN ESERCIZIO

Al momento non risulta alcun impianto autorizzato e non ancora realizzato sul territorio della Provincia di Ferrara, quindi si può supporre che in uno scenario di breve termine (al 2011) il parco idroelettrico ferrarese resterà sostanzialmente inalterato.

19.3.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Non risultano neanche impianti attualmente in fase di valutazione da parte delle autorità competenti: né Regione, né la Provincia o i singoli Comuni hanno infatti ricevuto richieste di questo tipo.

Non si segnalano impianti idrici in fase di progetto nemmeno all'interno della lista censita dal GSE relativa agli impianti IAFR.

La provincia di Ferrara risulta così essere completamente "assente" dal punto di vista della produzione energetica da fonte rinnovabile idroelettrica, manifestando un vuoto produttivo analogo a quello già evidenziato in fase di analisi del parco eolico emiliano romagnolo.

Nuovi interventi idroelettrici in fase di valutazione nella Provincia di Ferrara	
Numero di interventi	0
MW idroelettrici aggiuntivi in fase di valutazione nella Provincia di Ferrara	0

19.4 - PROVINCIA DI FORLÌ - CESENA

19.4.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

Sulla base dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalla Provincia di Forlì-Cesena e dai Comuni ad essa afferenti, nonché dai dati pubblicati dal GSE (“Idroelettrico 2008”, “Dati statistici sulle fonti rinnovabili in Italia – 2009”) e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), sul territorio della Provincia risultano essere attivi solo degli impianti idroelettrici rinnovabili e nessun impianto di pompaggio puro.

In particolare si stima la presenza di 16 impianti destinati alla produzione di energia elettrica da fonte idrica, per un totale di 14,1 MW di potenza efficiente lorda.

La dimensione media di questi impianti, quindi, risulta essere pari a 0,88 MW.

La produzione lorda di energia elettrica al 31/12/2009 si stima essere pari a 56,7 GWh: tale stima è stata ottenuta a partire dalla produzione elettrica lorda stimata al 31/12/2008 per gli impianti a idroelettrico rinnovabile (dati GSE, “L’idroelettrico 2008”), incrociandola con il dato di produzione elettrica lorda regionale da idroelettrico rinnovabile al 31/12/2009 (dati Terna, “Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009” e dati GSE, “Dati statistici sulle fonti energetiche rinnovabili in Italia – 2009”), oltre che sulla base della producibilità media annua stimata e delle ore di funzionamento medie annue stimate nella documentazione trasmessa dalla Provincia e dai Comuni.

A tali impianti si stima corrispondere quindi un numero medio di ore di funzionamento ad impianto, pari a circa 4021 h/anno.

Di seguito è riportata sinteticamente la situazione degli impianti idroelettrici nella provincia di Forlì-Cesena.

Parco idroelettrico nella Provincia di Forlì-Cesena					
	Numero di impianti	Potenza efficiente lorda [MW]	Dimensione media [MW/impianto]	Produzione elettrica lorda [GWh]	Ore medie di funzionamento annue
Pompaggi puri	0	0	0	0	0
Idroelettrico rinnovabile	16	14,1	0,88	56,7	4021
Totale	16	14,1		56,7	

19.4.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI NON IN ESERCIZIO

Sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia di Forlì-Cesena e dai Comuni del territorio, al momento non risulta alcun impianto autorizzato e non ancora realizzato: si può quindi supporre che in uno scenario di breve termine (al 2011) il parco idroelettrico resterà sostanzialmente inalterato.

19.4.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Al momento (in base ai dati trasmessi dalla Provincia e dai Comuni del territorio) risultano complessivamente quattro impianti idroelettrici in fase di valutazione sul territorio della Provincia di Forlì-Cesena; due sono attualmente in fase di VIA provinciale:

- Centrale idroelettrica di Fratta Terme, Comune di Bertinoro. L'azienda realizzatrice dovrebbe essere la "Romagna Acque Spa", che ha presentato il progetto tra 2003 e 2004. La potenza installata dovrebbe essere pari a 1,05 MW_e.
- Centrale idroelettrica di Meldola. La ditta realizzatrice dovrebbe essere la "Idroelettrica del Ronco Srl", che ha presentato il progetto nel 2004. La potenza installata dovrebbe essere pari a 0,38 MW_e.

Ai due progetti appena definiti, se ne aggiungono altri due, censiti (al 31/12/2009) dal GSE all'interno del programma IAFR sugli impianti qualificati:

- Il rifacimento parziale di un impianto esistente, cui corrisponde un incremento di potenza installata pari a 0,27 MW;
- La realizzazione di un nuovo impianto idroelettrico, per altri 0,6 MW.

Qualora questi impianti fossero tutti autorizzati e realizzati, il parco idroelettrico della Provincia di Forlì-Cesena si incrementerebbe di 2,3 MW installati complessivi, quindi di quasi il 15% rispetto alla situazione attuale.

Nuovi interventi idroelettrici in fase di valutazione nella Provincia di Forlì-Cesena	
Numero di interventi	4
MW idroelettrici aggiuntivi in fase di valutazione nella Provincia di Forlì-Cesena	2,3

19.5 - PROVINCIA DI MODENA

19.5.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

In base ai dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalla Provincia di Modena e dai Comuni ad essa afferenti, nonché dai dati pubblicati dal GSE (“L’idroelettrico 2008”, “Dati statistici sulle fonti rinnovabili 2009”) e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), sul territorio della Provincia risultano essere attivi solo degli impianti idroelettrici rinnovabili e nessun impianto di pompaggio puro.

In particolare, al 31/12/2009, si stimano 12 impianti destinati alla produzione di energia elettrica da fonte idrica, per un totale di 54,6 MW_e di potenza efficiente lorda. La dimensione media di questi impianti, quindi, risulta essere pari a 4,55 MW.

La produzione lorda di energia elettrica al 31/12/2009 si stima essere pari a circa 155,8 GWh: tale stima è stata ottenuta a partire dalla produzione elettrica lorda stimata al 31/12/2008 per gli impianti a idroelettrico rinnovabile (dati GSE, “L’idroelettrico 2008”), incrociandola con il dato di produzione elettrica lorda regionale da idroelettrico rinnovabile al 31/12/2009 (dati Terna, “Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009” e dati GSE, “Dati statistici sulle fonti energetiche rinnovabili in Italia – 2009”), oltre che sulla base della producibilità media annua stimata e delle ore di funzionamento medie annue stimate nella documentazione trasmessa dalla Provincia e dai Comuni.

A tali impianti si stima corrispondere quindi un numero medio di ore di funzionamento ad impianto, pari a circa 2853 h/anno.

Di seguito è riportata sinteticamente la situazione degli impianti idroelettrici nella provincia di Modena.

Parco idroelettrico nella Provincia di Modena					
	Numero di impianti	Potenza efficiente lorda [MW]	Dimensione media [MW/impianto]	Produzione elettrica lorda [GWh]	Ore medie di funzionamento annue
Pompaggi puri	0	0	0	0	0
Idroelettrico rinnovabile	12	54,6	4,55	155,8	2853
Totale	12	54,6		155,8	

19.5.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI NON IN ESERCIZIO

Al momento, sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia di Modena e dai Comuni del territorio, si stimano due interventi idroelettrici già valutati e autorizzati sul territorio della Provincia di Modena:

- Centrale idroelettrica “Mulino Bianchi”, Comune di Sestola. L’impianto in realtà è già esistente; la ditta proponente “Mulino Bianchi Srl” ha richiesto di poter realizzare delle modifiche tali da incrementare la potenza dell’installazione di 0,24 MW.

La richiesta è stata avanzata nel 2007, nel 2008 è stata avviata la procedura di VIA e nel settembre 2009 la Provincia di Modena ha autorizzato con prescrizioni tali lavori di adeguamento.

- Centrale idroelettrica di Fanano. La ditta “Santi Srl” ha presentato una richiesta di potenziamento della derivazione ad uso idroelettrico nel 2007. Nel maggio 2009 è partita la procedura di VIA, poi tale richiesta è stata approvata con prescrizioni dalla Provincia di Modena nel febbraio del 2010.

L’adeguamento dovrebbe incrementare la potenza installata di 0,04 MW.

La stima sulla produttività e sulle ore medie di funzionamento non è fornita.

Qualora gli interventi definiti in precedenza fossero realizzati, la potenza installata del parco idroelettrico modenese si incrementerebbe di circa 0,3 MW. Tenuto conto che le autorizzazioni sono pervenute un anno fa, è presumibile pensare che questi lavori siano in fase di realizzazione e che, per il 2011-12 (quindi in uno scenario a breve termine) possano essere inclusi nel parco idroelettrico della Provincia di Modena.

Tale parco idroelettrico “stimato” per il 2011 sulla Provincia di Modena, potrebbe essere quindi riepilogato come da Tabella seguente:

Parco idroelettrico stimato al 2011-12 nella Provincia di Modena					
	Numero di impianti	Potenza efficiente lorda [MW]	Dimensione media [MW/impianto]	Produzione elettrica lorda [GWh]	Ore medie di funzionamento annue
Pompaggi puri	0	0	0	0	0
Idroelettrico rinnovabile	12	54,9	4,57	n.d.	n.d.
Totale	12	54,9		n.d.	

19.5.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Complessivamente si stima (sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia di Modena e dai Comuni del territorio) che siano quattro i nuovi interventi in fase di progetto o valutazione sul territorio della Provincia di Modena; di questi, uno è in fase di VIA provinciale:

- Intervento di “modificazione del piano di gestione della diga sul torrente Scoltenna”, presso il Comune di Riolunato.
Il progetto è stato presentato da “ENEL Green Power Spa” e attualmente risulta ancora in fase di valutazione da parte della Regione Emilia Romagna: la richiesta era infatti stata autorizzata con prescrizioni da parte della Provincia di Modena nel 2009, ma la valutazione è poi passata nelle mani della Regione Emilia-Romagna, che sta concludendo ora la procedura di VIA. Non sono noti i dati relativi alla modificazione di produzione elettrica legata all'intervento.

A questo impianto in fase di valutazione, si aggiungono, secondo i dati pubblicati dal GSE sul sito ufficiale, altri tre impianti IAFR attualmente in progetto, non ancora autorizzati e tantomeno realizzati:

- Un mini-impianto idroelettrico da riattivare, cui corrisponderebbe una potenza installata pari a 0,05 MW;
- Un impianto idroelettrico di nuova realizzazione, cui corrisponderebbe una potenza installata pari a 2 MW ;
- Un impianto idroelettrico di nuova realizzazione, cui corrisponderebbe una potenza installata pari a 1,11 MW.

Gli impianti complessivamente in fase di progetto e valutazione sul territorio della Provincia di Modena, quindi, sono quattro, cui corrisponderebbe (nel caso di autorizzazione concessa a tutti gli impianti, e realizzazione di tutti gli impianti stessi) un incremento di potenza installata nel parco idroelettrico modenese superiore a 3,16 MW (con un incremento percentuale pari a circa il 5,9% rispetto alla potenza idroelettrica attualmente installata nella Provincia di Modena).

Nuovi interventi idroelettrici in fase di valutazione nella Provincia di Modena	
Numero di interventi	4
MW idroelettrici aggiuntivi in fase di valutazione nella Provincia di Modena	3,16

19.6 - PROVINCIA DI PARMA

19.6.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

In base ai dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalla Provincia di Parma e dai Comuni ad essa afferenti, nonché dai dati pubblicati dal GSE (“L’idroelettrico 2008”, “Dati statistici sulle fonti energetiche rinnovabili 2009”) e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia”), sul territorio della Provincia risultano essere attivi solo degli impianti idroelettrici rinnovabili e nessun impianto di pompaggio puro.

In particolare, al 31/12/2009, si stima la presenza di 15 impianti destinati alla produzione di energia elettrica da fonte idrica, per un totale di 42,3 MW di potenza efficiente lorda. La dimensione media di questi impianti, quindi, risulta essere pari a 2,82 MW.

La produzione lorda di energia elettrica al 31/12/2009 si stima essere pari a 151 GWh: tale stima è stata ottenuta a partire dalla produzione elettrica lorda stimata al 31/12/2008 per gli impianti a idroelettrico rinnovabile (dati GSE, “L’idroelettrico 2008”), incrociandola con il dato di produzione elettrica lorda regionale da idroelettrico rinnovabile al 31/12/2009 (dati Terna, “Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009” e dati GSE, “Dati statistici sulle fonti energetiche rinnovabili in Italia – 2009”), oltre che sulla base della producibilità media annua stimata e delle ore di funzionamento medie annue stimate nella documentazione trasmessa dalla Provincia e dai Comuni.

A tale impianto si stima corrispondere quindi un numero medio di ore di funzionamento ad impianto, pari a circa 3569 h/anno.

Di seguito è riportata sinteticamente la situazione degli impianti idroelettrici nella provincia di Parma.

Parco idroelettrico nella Provincia di Parma					
	Numero di impianti	Potenza efficiente lorda [MW]	Dimensione media [MW/impianto]	Produzione elettrica lorda [GWh]	Ore medie di funzionamento annue
Pompaggi puri	0	0	0	0	0
Idroelettrico rinnovabile	15	42,3	2,82	151	3569
Totale	15	42,3		151	

19.6.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI NON IN ESERCIZIO

Sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia di Parma e dai Comuni ad essa afferenti, al momento si stimano due impianti idroelettrici già valutati e autorizzati (dalla Provincia, mediante procedura di VIA provinciale, quindi) sul territorio della Provincia di Parma:

- Centrale idroelettrica di Albareto.
- Centrale idroelettrica di Palanzano.

Qualora gli interventi definiti in precedenza fossero realizzati, la potenza installata del parco idroelettrico parmense si incrementerebbe di circa 0,43 MW; i dati relativi alla producibilità media attesa e alle ore media di funzionamento relative a queste nuove installazioni non sono stati comunicati, per cui non risulta possibile realizzare una stima al riguardo.

Tenuto conto che le autorizzazioni sono pervenute un anno fa, è presumibile pensare che questi lavori siano in fase di realizzazione e che, per il 2011-12 (quindi in uno scenario a breve termine) possano essere inclusi nel parco idroelettrico della Provincia di Modena.

Tale parco idroelettrico “presunto” per il 2011-12 sulla Provincia di Parma, potrebbe essere quindi riepilogato come da Tabella seguente:

Parco idroelettrico stimato al 2011-12 nella Provincia di Parma					
	Numero di impianti	Potenza efficiente lorda [MW]	Dimensione media [MW/impianto]	Produzione elettrica lorda [GWh]	Ore medie di funzionamento annue
Pompaggi puri	0	0	0	0	0
Idroelettrico rinnovabile	17	42,73	2,51	n.d.	n.d.
Totale	17	42,73		n.d.	

19.6.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia di Parma e dalla Regione Emilia Romagna si non segnala la presenza di altri impianti idroelettrici attualmente in fase autorizzativa.

Dall'analisi dei dati pubblicati dal GSE relativamente agli impianti censiti IAFR (documento reperibile sul sito ufficiale del GSE), si segnalano invece due installazioni IAFR in progetto:

- Un intervento di rifacimento parziale di un impianto già esistente, che dovrebbe determinare un incremento della potenza nominale installata pari a 0,75 MW ;
- Un nuovo impianto idroelettrico, cui dovrebbe corrispondere una potenza nominale installata pari a 0,4 MW.

Qualora entrambi questi progetti fossero portati a valutazione presso le autorità competenti, quindi approvati e, infine, realizzati fattivamente, si registrerebbe un incremento pari a 1,15 MW della potenza installata per il parco idroelettrico della Provincia di Parma (percentualmente pari al 2,54%).

Nuovi interventi idroelettrici in fase di valutazione nella Provincia di Parma	
Numero di interventi	2
MW idroelettrici aggiuntivi in fase di valutazione nella Provincia di Parma	1,15

19.7 - PROVINCIA DI PIACENZA

19.7.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

In base ai dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalla Provincia di Piacenza e dai Comuni ad essa afferenti, nonché dai dati pubblicati dal GSE (“L’idroelettrico 2009”, “Dati statistici sulle fonti energetiche 2009”) e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), sul territorio della Provincia risultano essere attivi solo degli impianti idroelettrici rinnovabili e nessun impianto di pompaggio puro.

In particolare, al 31/12/2009, si stimano 7 impianti destinati alla produzione di energia elettrica da fonte idrica, per un totale di 105,8 MW di potenza efficiente lorda. La dimensione media di questi impianti, quindi, risulta essere pari a 15,11 MW.

La produzione lorda di energia elettrica al 31/12/2009 si stima essere pari a 557 GWh: tale stima è stata ottenuta a partire dalla produzione elettrica lorda stimata al 31/12/2008 per gli impianti a idroelettrico rinnovabile (dati GSE, “L’idroelettrico 2008”), incrociandola con il dato di produzione elettrica lorda regionale da idroelettrico rinnovabile al 31/12/2009 (dati Terna, “Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009” e dati GSE, “Dati statistici sulle fonti energetiche rinnovabili in Italia – 2009”), oltre che sulla base della producibilità media annua stimata e delle ore di funzionamento medie annue stimate nella documentazione trasmessa dalla Provincia e dai Comuni.

A tali impianti si stima corrispondere quindi un numero medio di ore di funzionamento ad impianto, pari a circa 5265 h/anno.

Di seguito è riportata sinteticamente la situazione degli impianti idroelettrici nella provincia di Piacenza.

Parco idroelettrico nella Provincia di Piacenza					
	Numero di impianti	Potenza efficiente lorda [MW]	Dimensione media [MW/impianto]	Produzione elettrica lorda [GWh]	Ore medie di funzionamento annue
Pompaggi puri	0	0	0	0	0
Idroelettrico rinnovabile	7	105,8	15,1	557	5265
Totale	7	105,8		557	

19.7.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI NON IN ESERCIZIO

Al momento, sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia di Piacenza e dai Comuni del territorio, non si stima alcun impianto autorizzato e non ancora realizzato: si può quindi supporre che in uno scenario di breve termine (al 2011-12) il parco idroelettrico piacentino resterà sostanzialmente inalterato.

19.7.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

In base ai dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalla Provincia di Piacenza e dai Comuni ad essa afferenti, non si stima la presenza di altri impianti in fase autorizzativa.

In base ai dati pubblicati dal GSE ("Impianti IAFR", documento reperibile sul sito ufficiale) si segnala invece un impianto IAFR in progetto:

- Un intervento di rifacimento parziale di un impianto già esistente, che dovrebbe determinare un incremento della potenza nominale installata pari a 0,8 MW ;

Nuovi interventi idroelettrici in fase di valutazione nella Provincia di Piacenza	
Numero di interventi	1
MW idroelettrici aggiuntivi in fase di valutazione nella Provincia di Piacenza	0,8

19.8 - PROVINCIA DI RAVENNA

19.8.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

In base ai dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalla Provincia di Ravenna e dai Comuni ad essa afferenti, nonché dai dati pubblicati dal GSE (“L’idroelettrico 2008”, “Dati statistici sulle fonti energetiche rinnovabili 2009”) e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia - 2009”), sul territorio della Provincia si stimano essere attivi solo impianti idroelettrici rinnovabili e nessun impianto di pompaggio puro.

In particolare, al 31/12/2009, si stima la presenza di un solo impianto destinato alla produzione di energia elettrica da fonte idrica, cui corrispondono 0,7 MW di potenza efficiente lorda.

La produzione lorda di energia elettrica al 31/12/2009 si stima essere pari a 2,7 GWh: tale stima è stata ottenuta a partire dalla produzione elettrica lorda stimata al 31/12/2008 per gli impianti a idroelettrico rinnovabile (dati GSE, “L’idroelettrico 2008”), incrociandola con il dato di produzione elettrica lorda regionale da idroelettrico rinnovabile al 31/12/2009 (dati Terna, “Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009” e dati GSE, “Dati statistici sulle fonti energetiche rinnovabili in Italia – 2009”), oltre che sulla base della producibilità media annua stimata e delle ore di funzionamento medie annue stimate nella documentazione trasmessa dalla Provincia e dai Comuni.

A tale impianto si stima corrispondere quindi un numero medio di ore di funzionamento ad impianto, pari a circa 3857 h/anno.

Di seguito è riportata sinteticamente la situazione degli impianti idroelettrici nella provincia di Ravenna.

Parco idroelettrico nella Provincia di Ravenna					
	Numero di impianti	Potenza efficiente lorda [MW]	Dimensione media [MW/impianto]	Produzione elettrica lorda [GWh]	Ore medie di funzionamento annue
Pompaggi puri	0	0	0	0	0
Idroelettrico rinnovabile	1	0,7	0,7	2,7	3857
Totale	1	0,7		2,7	

19.8.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI NON IN ESERCIZIO

Al momento, sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia di Ravenna e dai Comuni afferenti, non si stima alcun impianto autorizzato e non ancora realizzato sul territorio: si può conseguentemente supporre che in uno scenario di breve termine (al 2011-12) il parco idroelettrico ravennate resterà sostanzialmente inalterato.

19.8.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

In base ai documenti trasmessi dalla Provincia di Ravenna, si stima la presenza di un impianto in fase autorizzativa:

- Centrale idroelettrica di “Mensa Matellica”: dovrebbe essere realizzata nel Comune di Cervia, dalla ditta “ACT srl”.
Tale impianto al momento è sottoposto a procedura di VIA regionale.
La potenza efficiente installata dovrebbe essere pari a 1,2 MW.

A questo impianto in progetto si aggiunge un intervento IAFR censito dal GSE (“Impianti IAFR”):

- Intervento di rifacimento parziale di un impianto già esistente; a tale intervento dovrebbe corrispondere un incremento di potenza efficiente idroelettrica pari a 0,27 MW.

Qualora entrambi gli interventi fossero autorizzati e realizzati, la potenza installata del parco idroelettrico ravennate si incrementerebbe percentualmente del 210%.

Nuovi interventi idroelettrici in fase di valutazione nella Provincia di Ravenna	
Numero di interventi	2
MW idroelettrici aggiuntivi in fase di valutazione nella Provincia di Ravenna	1,47

19.9 - PROVINCIA DI REGGIO EMILIA

19.9 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

In base ai dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalla Provincia di Reggio Emilia e dai Comuni ad essa afferenti, nonché dai dati pubblicati dal GSE (“L’idroelettrico 2008”, “Dati statistici sulle fonti energetiche rinnovabili 2009”) e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), sul territorio della Provincia risultano essere attivi solo impianti idroelettrici rinnovabili e nessun impianto di pompaggio puro.

In particolare, al 31/12/2009, si stima la presenza di 6 impianti destinati alla produzione di energia elettrica da fonte idrica, per un totale di 28,2 MW di potenza efficiente lorda.

La dimensione media di questi impianti, quindi, risulta essere pari a 4,7 MW.

La produzione lorda di energia elettrica al 31/12/2009 si stima essere pari a 61,4 GWh: tale stima è stata ottenuta a partire dalla produzione elettrica lorda stimata al 31/12/2008 per gli impianti a idroelettrico rinnovabile (dati GSE, “L’idroelettrico 2008”), incrociandola con il dato di produzione elettrica lorda regionale da idroelettrico rinnovabile al 31/12/2009 (dati Terna, “Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009” e dati GSE, “Dati statistici sulle fonti energetiche rinnovabili in Italia – 2009”), oltre che sulla base della producibilità media annua stimata e delle ore di funzionamento medie annue stimate nella documentazione trasmessa dalla Provincia e dai Comuni.

A tali installazioni si stima corrispondere quindi un numero medio di ore di funzionamento ad impianto, pari a circa 2178 h/anno.

Parco idroelettrico nella Provincia di Reggio Emilia					
	Numero di impianti	Potenza efficiente lorda [MW]	Dimensione media [MW/impianto]	Produzione elettrica lorda [GWh]	Ore medie di funzionamento annue
Pompaggi puri	0	0	0	0	0
Idroelettrico rinnovabile	6	28,2	4,7	61,4	2178
Totale	6	28,2		61,4	

19.9.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI NON IN ESERCIZIO

Al momento non risulta (né dai dati forniti dalla Provincia di Reggio Emilia e dai Comuni ad essa afferenti, né da quelli in possesso della Regione Emilia Romagna) alcun impianto autorizzato e non ancora realizzato sul territorio della Provincia di Reggio Emilia.

Di conseguenza si può supporre che in uno scenario di breve termine (al 2011) il parco idroelettrico reggiano resterà sostanzialmente inalterato.

19.9.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia di Reggio Emilia e dai Comuni afferenti contattati per il sondaggio sulle FER, nonché sulla base dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna, non si stima la presenza di altri impianti in fase autorizzativa.

Nemmeno il GSE censisce –al 31/12/2009- la presenza sul territorio di impianti (o semplici interventi) IAFR in progetto, all'interno della pubblicazione "Impianti IAFR" (reperibile sul sito della società).

Di conseguenza, è legittimo immaginare che in uno scenario di breve termine (2011) non risulteranno esserci modificazioni significative del parco idroelettrico della Provincia di Reggio Emilia.

Nuovi interventi idroelettrici in fase di valutazione nella Provincia di Reggio Emilia	
Numero di interventi	0
MW idroelettrici aggiuntivi in fase di valutazione nella Provincia di Reggio Emilia	0

19.10 - PROVINCIA DI RIMINI

19.10.1 - IMPIANTI IN ESERCIZIO

In base ai dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalla Provincia di Rimini e dai Comuni ad essa afferenti, nonché dai dati pubblicati dal GSE (“L’idroelettrico 2008”, “Dati statistici sulle fonti energetiche rinnovabili 2009”) e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia”), risultano essere attivi sul territorio solo impianti idroelettrici rinnovabili e nessun impianto di pompaggio puro.

In particolare, al 31/12/2009 si stima la presenza di quattro impianti destinati alla produzione di energia elettrica da fonte idrica sul territorio riminese, per una potenza efficiente lorda pari a 1,5 MW.

La dimensione media di questi impianti, quindi, risulta essere di 0,375 MW.

La produzione lorda di energia elettrica al 31/12/2009 si stima essere pari a circa 3 GWh: tale stima è stata ottenuta a partire dalla produzione elettrica lorda stimata al 31/12/2008 per gli impianti a idroelettrico rinnovabile (dati GSE, “L’idroelettrico 2008”), incrociandola con il dato di produzione elettrica lorda regionale da idroelettrico rinnovabile al 31/12/2009 (dati Terna, “Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009” e dati GSE, “Dati statistici sulle fonti energetiche rinnovabili in Italia – 2009”), oltre che sulla base della producibilità media annua stimata e delle ore di funzionamento medie annue stimate nella documentazione trasmessa dalla Provincia e dai Comuni.

A tali impianti si stima corrispondere quindi un numero medio di ore di funzionamento ad impianto, pari a circa 2000 h/anno.

Di seguito è riportata sinteticamente la situazione degli impianti idroelettrici nella provincia di Rimini.

Parco idroelettrico nella Provincia di Rimini					
	Numero di impianti	Potenza efficiente lorda [MW]	Dimensione media [MW/impianto]	Produzione elettrica lorda [GWh]	Ore medie di funzionamento annue
Pompaggi puri	0	0	0	0	0
Idroelettrico rinnovabile	4	1,5	0,375	3	2000
Totale	4	1,5		3	

19.10.2 - IMPIANTI AUTORIZZATI NON IN ESERCIZIO

Sulla base dei dati trasmessi dalla Provincia di Rimini e dai Comuni del territorio, oltre che in base a quelli in possesso della Regione Emilia Romagna, al momento non si stima la presenza di alcun impianto autorizzato e non ancora realizzato sul territorio della Provincia di Rimini.

Si può conseguentemente supporre che in uno scenario di breve termine (al 2011-12) il parco idroelettrico riminese resterà sostanzialmente inalterato.

19.10.3 - IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Sulla base dell'analisi della documentazione trasmessa dalla Provincia di Rimini e dai Comuni ad essa afferenti, non risultano impianti idroelettrici attualmente in fase di valutazione presso gli enti competenti.

Dall'analisi dei dati pubblicati dal GSE ("Impianti IAFR"), risulta –al 31/12/2009- un solo intervento attualmente in fase di valutazione da parte delle autorità competenti: tale intervento dovrebbe riguardare una vecchia centrale di piccole dimensioni attualmente non in funzione, che dovrebbe essere destinata ad un rifacimento parziale per permetterle di rientrare in esercizio.

L'entità dell'intervento, in termini di potenza efficiente lorda installata, dovrebbe essere pari a 0,37 MW.

Nuovi interventi idroelettrici in fase di valutazione nella Provincia di Rimini	
Numero di interventi	1
MW idroelettrici aggiuntivi in fase di valutazione nella Provincia di Rimini	0,37

19.11 - STATO ATTUALE DELL'IDROELETTRICO IN EMILIA-ROMAGNA

19.11.1 - PARCO IDROELETTRICO "COMPLESSIVO" ATTUALMENTE INSTALLATO

Sintetizzando i dati finora considerati (provenienti, come detto, dagli enti –Regione Emilia Romagna, Province e Comuni- e dalle pubblicazioni di GSE –“L'idroelettrico 2008”, “Dati statistici sulle fonti energetiche rinnovabili – 2009” – e di Terna, “Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009”), risultano dunque in funzione 75 impianti idroelettrici sul territorio regionale:

- 1 impianto di pompaggio puro (sul territorio della Provincia di Bologna, per una potenza efficiente lorda pari a 330 MW ed una produzione elettrica lorda di 205,8 GWh);
- 74 impianti idroelettrici rinnovabili (cui corrisponde una potenza efficiente lorda complessiva di 296,5 MW e una produzione elettrica lorda complessiva stimata pari a 1067,8 GWh).

Tenendo conto dei soli impianti a idroelettrico rinnovabile, questi evidenziano un numero medio di ore di funzionamento pari a 3601 h/anno; per l'impianto a pompaggio puro, invece, risulta un numero di ore di funzionamento pari a 624 h/anno.

La potenza efficiente lorda dell'intero parco idroelettrico emiliano-romagnolo, al Settembre 2010, risulta dunque essere pari a 626,5 MW, mentre la produzione elettrica lorda (stimata al 31/12/2009) tocca i 1273,6 GWh.

Tale situazione complessiva è riassunta nella Tabella seguente.

Impianti idroelettrici in esercizio nella Regione Emilia Romagna				
	Numero impianti	Potenza efficiente lorda [MW]	Produzione elettrica lorda [GWh]	Ore di funzionamento medie annue stimate [h/anno]
Idroelettrico rinnovabile	74	296,5	1067,8	3601
Pompaggi puri	1	330	205,8	624
Totale	75	626,5	1273,6	2033

Essendo stato stimato, per il 2010, un fabbisogno di energia elettrica pari a 27674 GWh (fonte: Terna, “Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), risulta che l’idroelettrico rinnovabile copre il 3,86% di questo fabbisogno; l’idroelettrico nel suo complesso (quindi tenendo conto anche dell’impianto di pompaggio puro) arriva a coprire il 4,6% del fabbisogno totale: ciò a conferma dell’importanza che la tecnologia idroelettrica continua a rivestire all’interno del panorama energetico regionale, anche rispetto alle altre fonti rinnovabili.

Gli impianti idroelettrici considerati nel loro complesso (sia impianti rinnovabili che di “puro pompaggio”) sono distribuiti tra le Province del territorio emiliano romagnolo come evidenziato nella Tabella seguente:

Provincia	Numero di impianti in esercizio	Potenza efficiente lorda [MW]	Produzione elettrica lorda [GWh]
Bologna *	14	379,3	286
Ferrara	0	0	0
Forlì-Cesena	16	14,1	56,7
Modena	12	54,6	155,8
Parma	15	42,3	151
Piacenza	7	105,8	557
Ravenna	1	0,7	2,7
Reggio Emilia	6	28,2	61,4
Rimini	4	1,5	3

* : nella provincia di Bologna si è considerato, all'interno dei totali, anche l'impianto di pompaggio puro (che contribuisce alla potenza efficiente lorda per 330 MW e alla produzione elettrica lorda per 205,8 GWh)

Tabella 19.1: ripartizione tra le Province del parco idroelettrico complessivamente installato in Emilia Romagna al 2010

Tale condizione può essere ulteriormente esplicitata andandola a riportare in Figura 19.1:

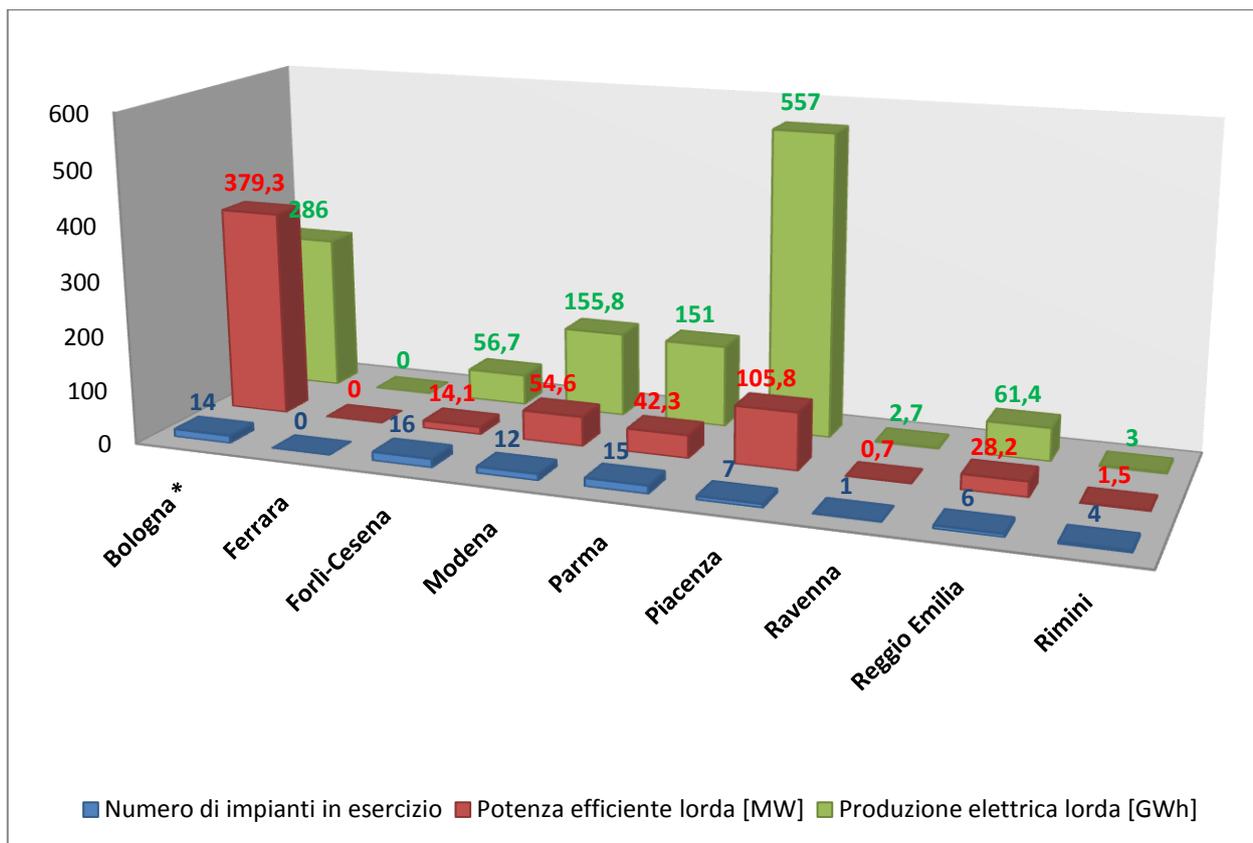


Figura 19.1: ripartizione tra le Province del parco idroelettrico complessivamente installato in Emilia Romagna al 2010

Si noti la “discrepanza” relativa alla distribuzione del parco idroelettrico emiliano-romagnolo tra le differenti Province, se lo si valuta in base alla potenza efficiente lorda installata e alla produzione elettrica lorda: analizzando la potenza installata, la Provincia di Bologna risulta essere quella più “coperta” di tutte, con quasi 380 MW totali (bisogna però ricordare come 330 MW siano legati ad un’unica centrale di pompaggio). Al secondo posto la Provincia di Piacenza, con 106 MW installati (tutti da idroelettrico “rinnovabile”), quindi Modena, con quasi 55 MW di potenza installata da fonte idroelettrica.

L’unica Provincia sulla quale si registra l’assenza della tecnologia idroelettrica, sul territorio emiliano-romagnolo, è quella di Ferrara, in cui non si segnala nemmeno un impianto.

La Provincia di Piacenza risulta essere il territorio sul quale si produce la maggior quantità di energia elettrica da fonte idrica, ben 557 GWh, seguita dalla Provincia di Bologna, dove si producono “solo” 282 GWh (a fronte della maggiore potenza

installata): ciò si giustifica con un maggior numero di ore in esercizio degli impianti piacentini ed una maggiore efficienza degli stessi.

Si può considerare, sempre nell'analisi relativa al parco idroelettrico regionale considerato nel suo complesso, il peso percentuale delle varie Province del territorio, prima di tutto dal punto di vista della potenza elettrica installata da fonte idroelettrica (Figura 19.2):

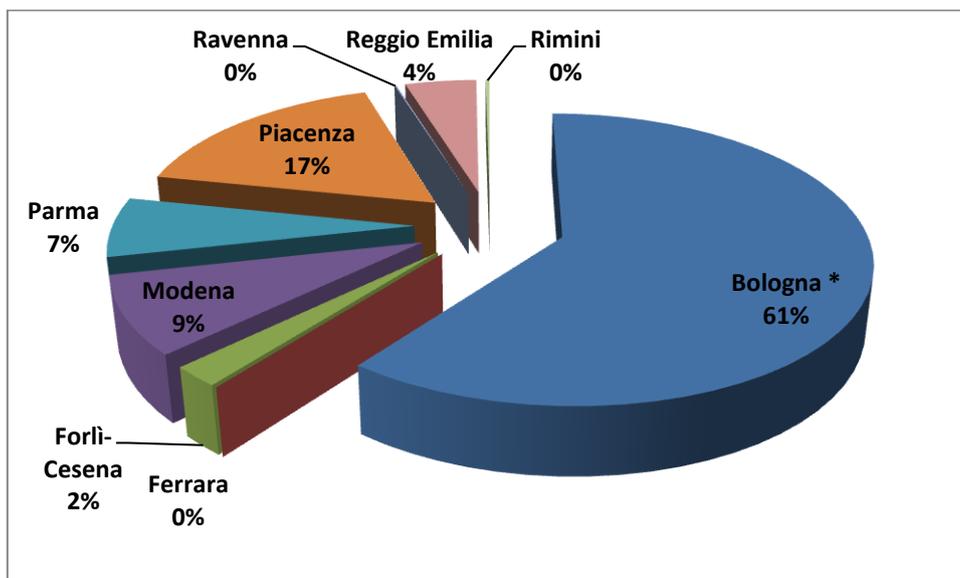


Figura 19.2: ripartizione percentuale tra le Province della potenza elettrica installata in Emilia Romagna al 2010 connessa a impianti idroelettrici

Si evidenzia come, grazie alla presenza della grande centrale di pompaggio di Bargi, la Provincia di Bologna –con 380 MW- copra più del 60% della potenza elettrica complessivamente associata alla fonte idroelettrica in Regione; i 106 MW installati sulla Provincia di Piacenza corrispondono al 17% del totale regionale.

Si noti come le Province di Ferrara, Forlì-Cesena, Ravenna, Reggio Emilia e Rimini, insieme, raggiungono appena il 6% della potenza complessivamente installata da fonte idroelettrica sul territorio regionale.

Tutto ciò a testimonianza del fatto che, evidentemente, la fonte idroelettrica risulta essere diversamente sfruttata nel territorio emiliano-romagnolo, con una distribuzione delle installazioni assolutamente non omogenea tra le Province ed evidentemente legata alla particolare orografia del territorio: le Province romagnole (oltre alla Provincia di Ferrara, la più “pianeggiante” di tutte, in cui la tecnologia idroelettrica è completamente assente), in particolare, evidenziano –a causa della conformazione del territorio- una ridotta potenza installata rispetto alle Province che si estendono maggiormente nella fascia appenninica.

Dopo aver analizzato la distribuzione territoriale della potenza installata, si può ora considerare (Figura 19.3), sempre nell'analisi relativa al parco idroelettrico regionale considerato nel suo complesso (sia impianti di pompaggio che idroelettrici rinnovabili), il peso percentuale delle varie Province del territorio dal punto di vista della produzione elettrica:

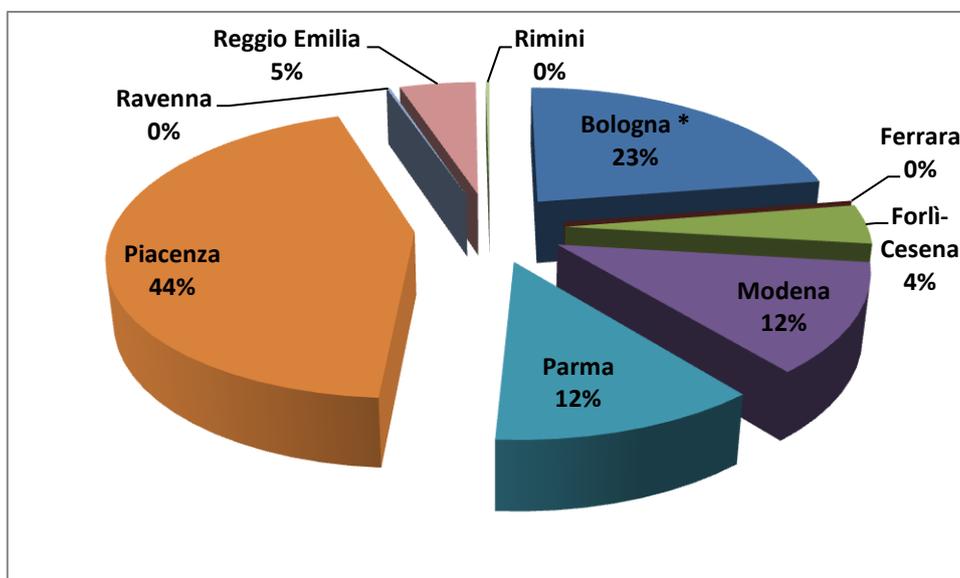


Figura 19.3: ripartizione percentuale tra le Province della produzione elettrica lorda dovuta a impianti idroelettrici installati in Emilia Romagna al 2010

Si evidenzia il ruolo predominante, a livello regionale, della Provincia di Piacenza, sul cui territorio viene prodotta quasi la metà dell'energia elettrica da fonte idrica, di tutta la Regione: ben 557 GWh. La Provincia di Bologna, nonostante la maggiore potenza installata (connessa alla presenza dell'impianto di pompaggio) si trova al secondo posto in Regione dal punto di vista della produzione elettrica: 286 GWh, che corrispondono al 23% del totale regionale.

Importante anche il contributo delle Province di Parma (151 GWh) e Modena (155,8 GWh), entrambe al 12% del totale elettrico prodotto in Regione da fonte idrica.

Le Province di Ferrara, Forlì-Cesena, Ravenna, Reggio Emilia e Rimini contribuiscono complessivamente per appena il 9% del totale.

Si può comunque evidenziare come, dal punto di vista della produzione elettrica da fonte idrica, risulti esserci una distribuzione maggiormente omogenea sul territorio rispetto a quanto non avvenga dal punto di vista della potenza installata connessa a tali impianti idroelettrici.

19.11.2 - PARCO IDROELETTRICO “RINNOVABILE” ATTUALMENTE INSTALLATO

Dopo aver considerato lo stato –a livello regionale- della tecnologia idroelettrica nel suo complesso, si può ora andare ad analizzare più nel dettaglio la condizione relativa ai soli impianti idroelettrici rinnovabili “puri”: senza considerare quindi il grande impianto di pompaggio presente sul territorio Bolognese (l’unico di tutta la Regione).

Lo stato dell’idroelettrico “rinnovabile” nella Regione Emilia Romagna, in termini di distribuzione territoriale tra le varie Province, è riassunto nella Tabella 19.2:

Provincia	Numero di impianti in esercizio	Potenza efficiente lorda [MW]	Produzione elettrica lorda [GWh]
Bologna	13	49,3	80,2
Ferrara	0	0	0
Forlì-Cesena	16	14,1	56,7
Modena	12	54,6	155,8
Parma	15	42,3	151
Piacenza	7	105,8	557
Ravenna	1	0,7	2,7
Reggio Emilia	6	28,2	61,4
Rimini	4	1,5	3
Totale Emilia Romagna	74	296,5	1067,8

Tabella 19.2: ripartizione tra le Province del parco idroelettrico “rinnovabile” complessivamente installato in Emilia Romagna al 2010

Questa condizione è ulteriormente esplicitata all’interno della Figura 19.4 di pagina seguente, in cui sono stati presi in considerazione gli aspetti relativi a numero di impianti, potenza installata e produzione elettrica lorda su ogni Provincia del territorio emiliano-romagnolo.

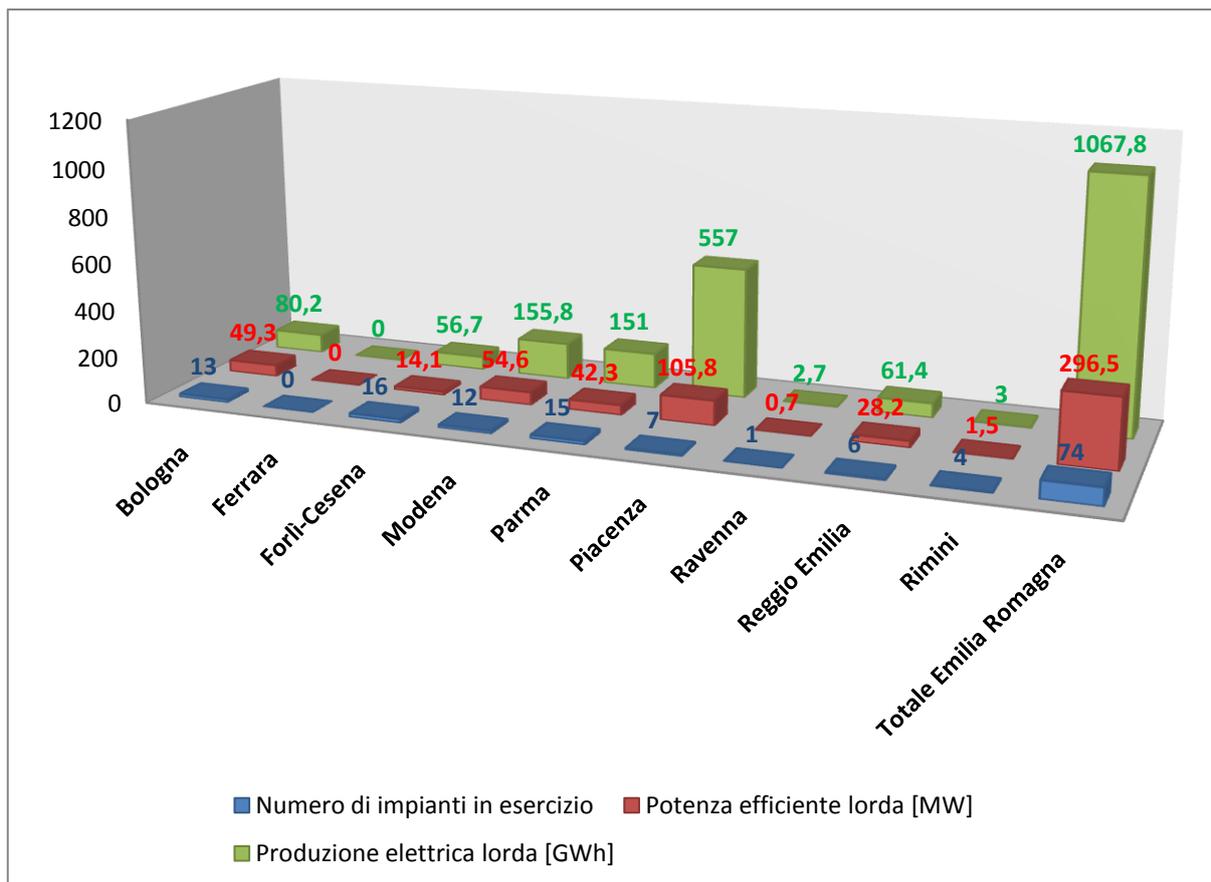


Figura 19.4: ripartizione tra le Province del parco idroelettrico “rinnovabile” complessivamente installato in Emilia Romagna al 2010

Si evidenzia come, facendo riferimento al solo “idroelettrico rinnovabile” (senza prendere quindi in considerazione l’impianto di pompaggio), la Provincia di Bologna passi dal primo al terzo posto in Regione, dal punto di vista della potenza elettrica installata derivante da impianti idroelettrici, con “appena” 49,3 MW.

La prima Provincia del territorio emiliano risulta dunque essere quella di Piacenza, con 105,8 MW installati da idroelettrico rinnovabile, seguita da quella di Modena (con 56,7 MW da fonte idrica).

La situazione relativa alle altre Province resta ovviamente inalterata rispetto a quella fotografata in precedenza.

Dal punto di vista della produzione, la Provincia di Piacenza resta quella che contribuisce maggiormente al totale regionale (con ben 557 GWh di energia elettrica derivanti da fonte idrica), seguita dalle Province di Modena (con 155,8 GWh prodotti da fonte idrica) e Parma (151 GWh).

La Provincia di Bologna, non considerando l'impianto di pompaggio, riduce la sua produzione a 80,8 GWh, risultando il quarto "distretto" idroelettrico della Regione sotto questo punto di vista.

In termini di numero di installazioni idroelettriche presenti, la Prima Provincia del territorio resta quella di Forlì-Cesena, con 16 impianti; seguono Parma (15 centrali) e Bologna (13 installazioni).

E' possibile andare a esplicitare ulteriormente la distribuzione sul territorio regionale della fonte idroelettrica "rinnovabile", considerando il peso percentuale delle varie Province -rispetto al totale regionale- dal punto di vista del numero di impianti, della potenza elettrica installata e della produzione elettrica lorda da fonte idrica.

Analizzando la distribuzione territoriale percentuale del numero di impianti idroelettrici, si evidenzia come la Provincia di Forlì-Cesena detenga il maggior numero di installazioni presenti sul territorio (16, cui corrisponde il 22% del totale regionale): tale analisi è esplicitata in Figura 19.5.

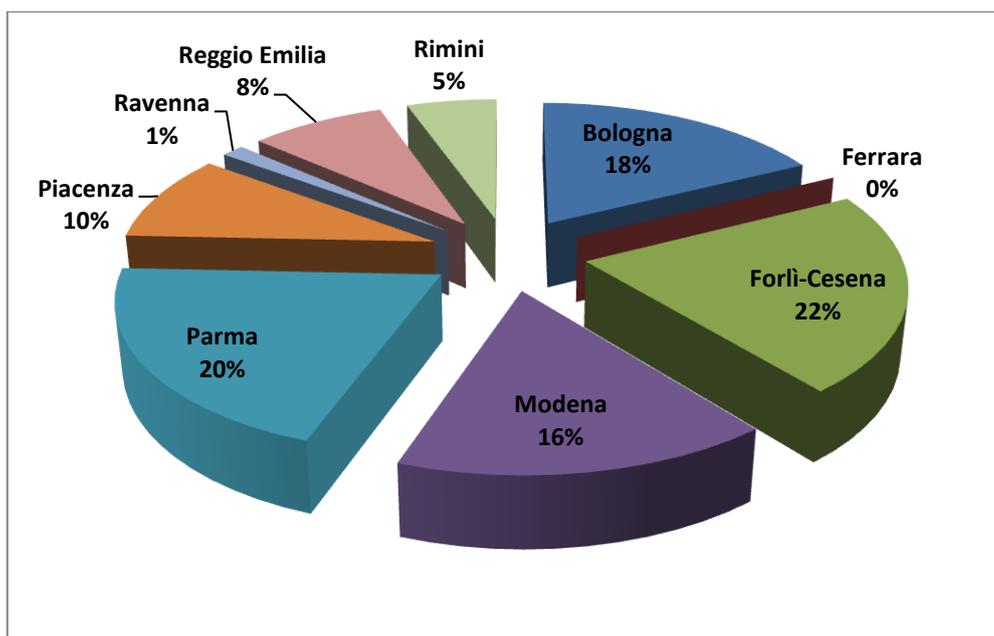


Figura 19.5: ripartizione tra le Province del numero di impianti idroelettrici "rinnovabili" installati in Emilia Romagna al 2010

Parma è la seconda Provincia della Regione per numero di impianti idroelettrici installati sul territorio: sono 15, cui corrisponde il 20% del totale. Al terzo posto la Provincia di Bologna, con 13 impianti idroelettrici rinnovabili (il 18% del totale regionale).

Si può ora andare ad analizzare l'aspetto della distribuzione percentuale della potenza elettrica installata da fonte idrica (solo idroelettrico rinnovabile): si evidenzia in Figura 19.6 come la Provincia di Bologna passi dal 61% del totale regionale ottenuto considerando l'impianto di pompaggio, al 17% (è la terza della Regione).

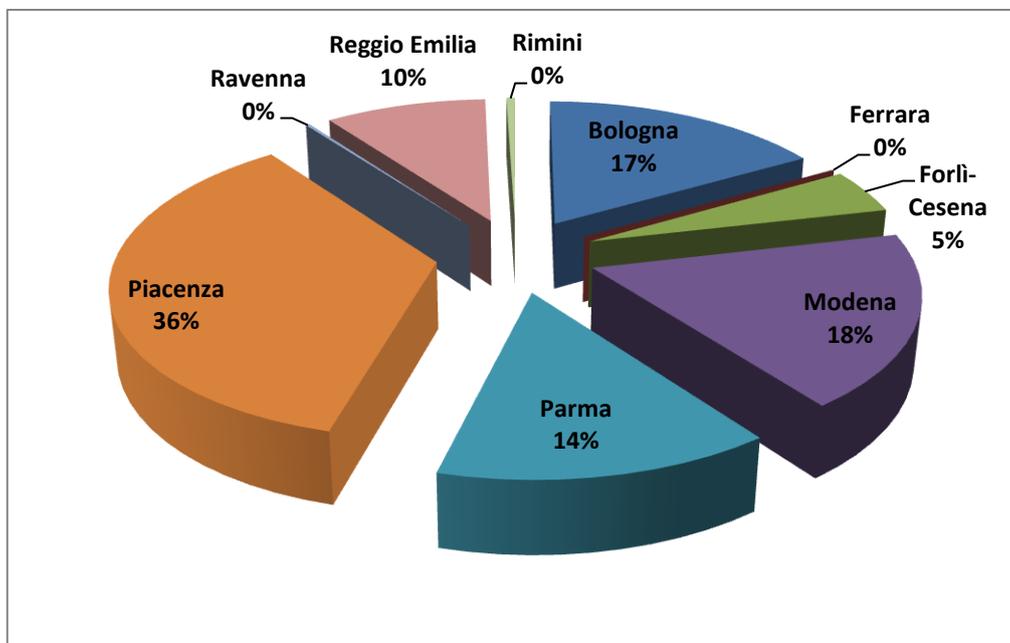


Figura 19.6: ripartizione tra le Province della potenza elettrica connessa agli impianti idroelettrici “rinnovabili” installati in Emilia Romagna al 2010

La Provincia di Piacenza risulta essere la prima della Regione dal punto di vista della potenza elettrica connessa ad impianti idroelettrici rinnovabili (circa 106 MW), e copre il 36% del totale regionale (rispetto al 17% ottenuto considerando l'idroelettrico complessivo).

Al secondo posto la Provincia di Modena, che con 54,6 MW copre il 18% del totale regionale, raddoppiando il suo peso rispetto all'analisi relativa all'idroelettrico complessivo (era al 9% del totale).

Cresce, ovviamente, il peso percentuale anche di tutte le altre Province del territorio: Parma raggiunge il 14% del totale regionale (considerando l'idroelettrico complessivo era al 7%), Reggio Emilia passa al 10% del totale regionale di potenza installata (rispetto al 4% evidenziato in precedenza).

Ravenna e Rimini restano comunque prossime allo 0% di potenza installata rispetto al complessivo emiliano-romagnolo.

Modificazioni rispetto al quadro evidenziato considerando l'intero parco idroelettrico emiliano-romagnolo si hanno anche analizzando l'aspetto della produzione elettrica da fonte idrica rinnovabile: tale analisi è esplicitata in Figura 19.7.

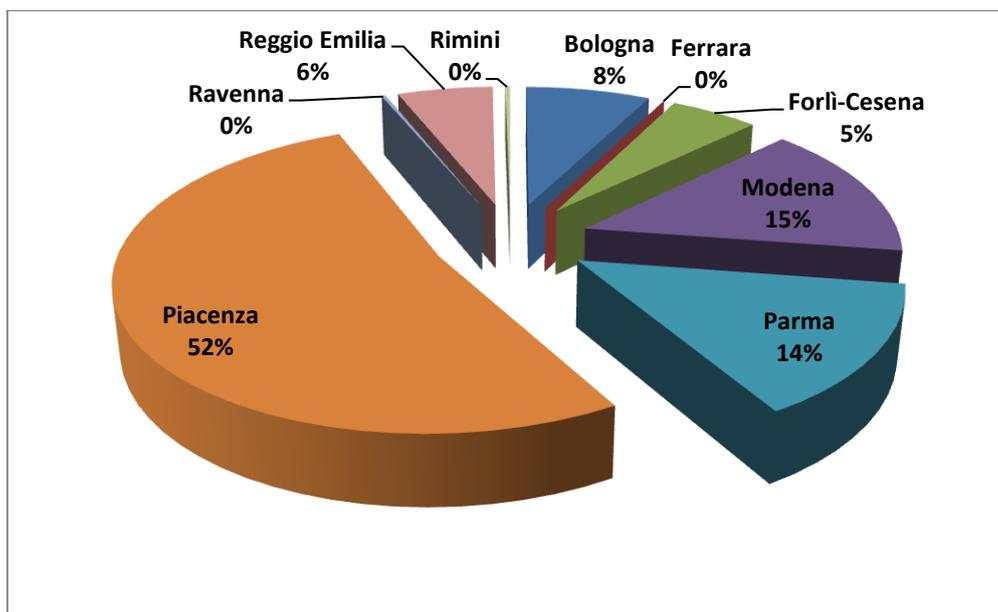


Figura 19.7: ripartizione tra le Province della produzione elettrica dovuta agli impianti idroelettrici “rinnovabili” installati in Emilia Romagna al 2010

Si nota come la Provincia di Piacenza produca oltre la metà dell'energia complessivamente derivante da fonte idrica di tutto il territorio regionale: 557 GWh, cui corrisponde il 52% del totale regionale.

La Provincia di Bologna da idroelettrico rinnovabile produce circa 81 GWh, coprendo l'8% circa della produzione regionale (è la quarta Provincia della Regione per produzione), significativamente meno rispetto al 23% ottenuto in precedenza considerando anche l'apporto della centrale di pompaggio.

Al secondo posto la Provincia di Modena, che con 155,8 GWh produce il 15% del totale regionale, al terzo Parma, con 151 GWh (il 14% della produzione regionale).

Ravenna e Rimini contribuiscono molto poco, mentre il contributo cumulato delle Province di Reggio Emilia e Forlì-Cesena, in questa analisi, raggiunge l'11% del totale regionale.

Si può poi effettuare un confronto sul numero di ore medie di funzionamento dei soli impianti a idroelettrico rinnovabile (l'impianto a pompaggio puro presente sulla Provincia di Bologna, per le sue caratteristiche, tenderebbe a falsare il conto) valutate sulle varie Province.

Ore medie annue di funzionamento stimate per gli impianti idroelettrici "rinnovabili"	
Provincia	h/anno
Bologna	1628
Ferrara	0
Forlì-Cesena	4021
Modena	2853
Parma	3569
Piacenza	5265
Ravenna	3857
Reggio Emilia	2178
Rimini	2000
Media Emilia-Romagna	3601

Tale analisi è ulteriormente esplicitata in Figura 19.8.

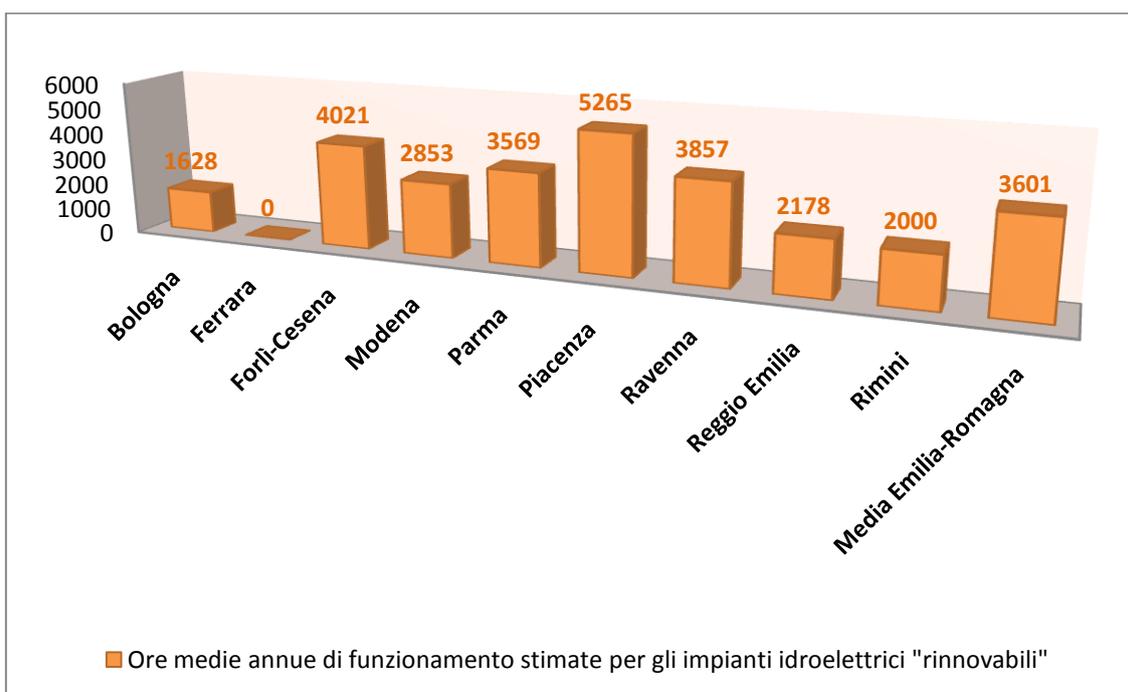


Figura 19.8: ore medie annue di funzionamento stimate (al 2009) per gli impianti idroelettrici rinnovabili in esercizio in Emilia Romagna

Si evidenzia come siano solamente tre le Province emiliano-romagnole in cui gli impianti idroelettrici sono caratterizzati da un numero medio annuo di ore di funzionamento stimate, superiore alla media regionale (3601 h/anno per impianto): la Provincia di Piacenza (5265 h/anno stimate ad impianto, il 46% in più rispetto alla media regionale), la Provincia di Forlì-Cesena (4021 h/anno, il 12% in più rispetto alla media regionale) e la Provincia di Ravenna (3857 h/anno, il 7% in più rispetto alla media regionale).

La Provincia di Parma risulta essere caratterizzata da impianti idroelettrici il cui funzionamento si stima in linea con quello medio regionale (3570 h/anno ad impianto circa), tutte le altre Province del territorio risultano essere caratterizzate da un numero medio annuo stimato di ore di funzionamento inferiore rispetto alla media regionale.

Caso particolare è quello della Provincia di Bologna, i cui impianti sono caratterizzati da un numero medio annuo stimato di ore di funzionamento, pari ad appena 1628, il 55% in meno rispetto alla media regionale, situazione che giustifica la scarsa producibilità elettrica connessa a questi impianti.

Sulla Provincia di Ferrara le ore risultano pari a 0 per via dell'assenza di impianti in esercizio.

Altro aspetto interessante da prendere in considerazione, è quello delle dimensioni medie degli impianti idroelettrici "rinnovabili" installati sul territorio di ogni Provincia:

Dimensioni medie impianti idroelettrici rinnovabili	
Provincia	MW_e / impianto
Bologna	3,79
Ferrara	0
Forlì-Cesena	0,88
Modena	4,55
Parma	2,82
Piacenza	15,1
Ravenna	0,7
Reggio Emilia	4,7
Rimini	1,5
Media Emilia-Romagna	4

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata in Figura 19.9, nella pagina seguente:

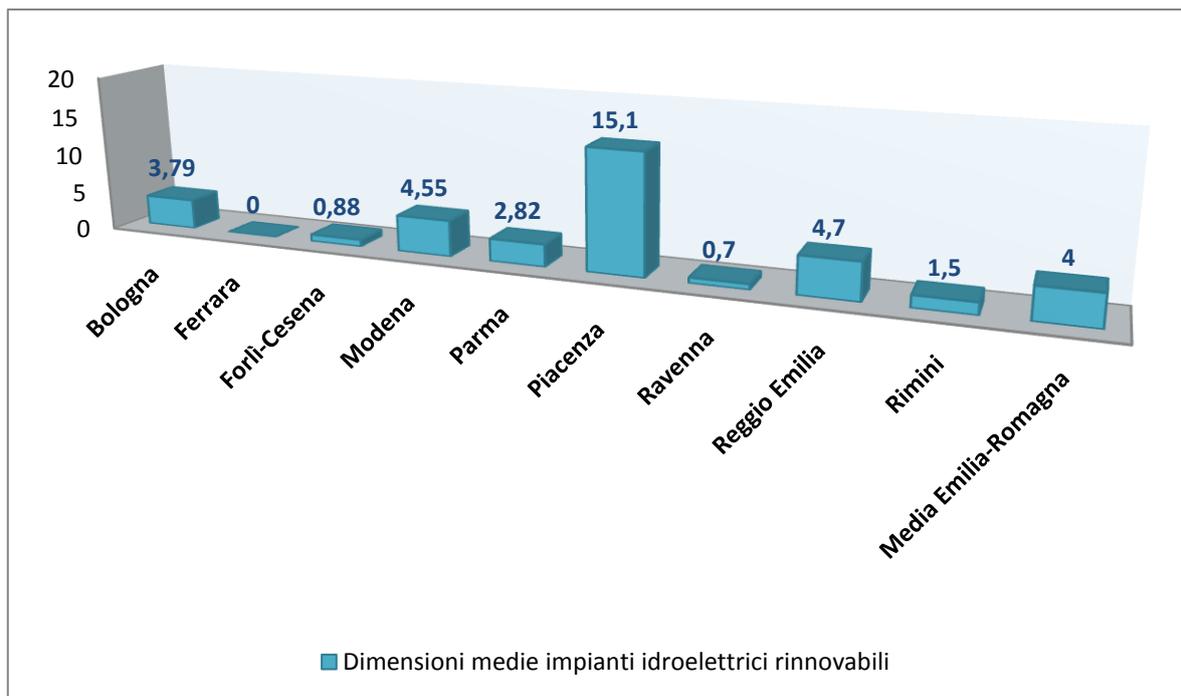


Figura 19.9: dimensione media per Provincia degli impianti idroelettrici rinnovabili installati in Emilia Romagna al 2010

Si evidenzia come le caratteristiche dimensionali degli impianti idroelettrici di Piacenza (dimensioni medie pari a 15,1 MW) rappresentino un'eccezione nel panorama dell'idroelettrico rinnovabile emiliano-romagnolo, caratterizzato da dimensioni medie pari a 4 MW (se poi non si considera il caso degli impianti piacentini, la media regionale scende ulteriormente a 2,85 MW installati per impianto).

Le installazioni idroelettriche rinnovabili di Reggio Emilia (4,7 MW a impianto) e Modena (4,55 MW) sono le altre della Regione caratterizzate da una dimensione media superiore a quella media emiliano-romagnola, anche se di poco.

Sempre in linea con la dimensione media regionale degli impianti idroelettrici rinnovabili è il caso della Provincia di Bologna, i cui impianti sono caratterizzati da una media di 3,87 MW installati.

Tolto il caso di Ravenna (che non fa particolarmente testo, essendo i dati relativi ad un unico impianto), si registrano dimensioni media ridotte in corrispondenza delle Province di Parma (2,82 MW a impianto, una dimensione che sarebbe in linea con la media regionale dell'idroelettrico rinnovabile se non si considerasse il territorio piacentino) e, soprattutto di Forlì-Cesena.

Quest'ultimo "distretto" dell'idroelettrico rinnovabile si segnala a livello regionale come quello caratterizzato da un elevato numero di installazioni di dimensioni decisamente ridotte, così da sfruttare la particolare orografia del territorio.

19.11.3 – EVOLUZIONE STORICA DELLO STATO DELLA TECNOLOGIA IDROELETTRICA IN EMILIA ROMAGNA

Avendo definito lo stato della tecnologia idroelettrica in esercizio sul territorio emiliano romagnolo al 2010, è possibile andare a confrontarlo con lo stato di tale tecnologia negli anni precedenti, in particolare con le “fotografia” realizzate all’interno dei precedenti P.E.R. (Piani Energetici Regionali), pubblicati nel 2004 (relativo allo stato nel 2000), nel 2007 (relativo allo stato nel 2004), nel documento “Stato di attuazione e prospettive del P.E.R.”, pubblicato nel 2009 (relativo allo stato al 2007).

Oltre a questi documenti, si è potuto considerare anche i dati pubblicati dal GSE (“L’idroelettrico 2008”, relativo allo stato della tecnologia al 31 dicembre 2008) e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”, aggiornato al 31 dicembre 2009).

Tale confronto sarà realizzato unicamente tra gli impianti di idroelettrico rinnovabile, senza considerare l’impianto di pompaggio puro, sempre presente nei precedenti bilanci e con caratteristiche –in termini di potenza- analoghe ad ora: a modificarsi è stata la produzione (di 325 GWh, ad esempio, nel 2008), essendo legata a condizioni climatiche e orografiche.

Ad essersi invece evoluto nel tempo, in termini di caratteristiche impiantistiche, risulta essere prevalentemente lo stato del parco idroelettrico “rinnovabile” emiliano romagnolo.

L’andamento nell’arco temporale 2000-2010 delle principali caratteristiche del parco idroelettrico rinnovabile emiliano-romagnolo, è riassunto dalla Tabella seguente:

Anno	Numero impianti	Potenza efficiente lorda [MW]	Produzione elettrica lorda [GWh]	Potenza media per impianto [MW]	Numero medio annuo ore di funzionamento stimate
2000	61	278,4	913	4,56	3279
2003	62	287	1032,8	4,63	3599
2007	62	290,3	750,9	4,68	2587
2009	70	294,8	934,3	4,21	3169
2010	74	296,5	1067,8	4,00	3601

L'andamento nel tempo del numero di impianti e della potenza efficiente lorda associata alle installazioni idroelettriche sul territorio emiliano romagnolo è esplicitato in Figura 19.10:

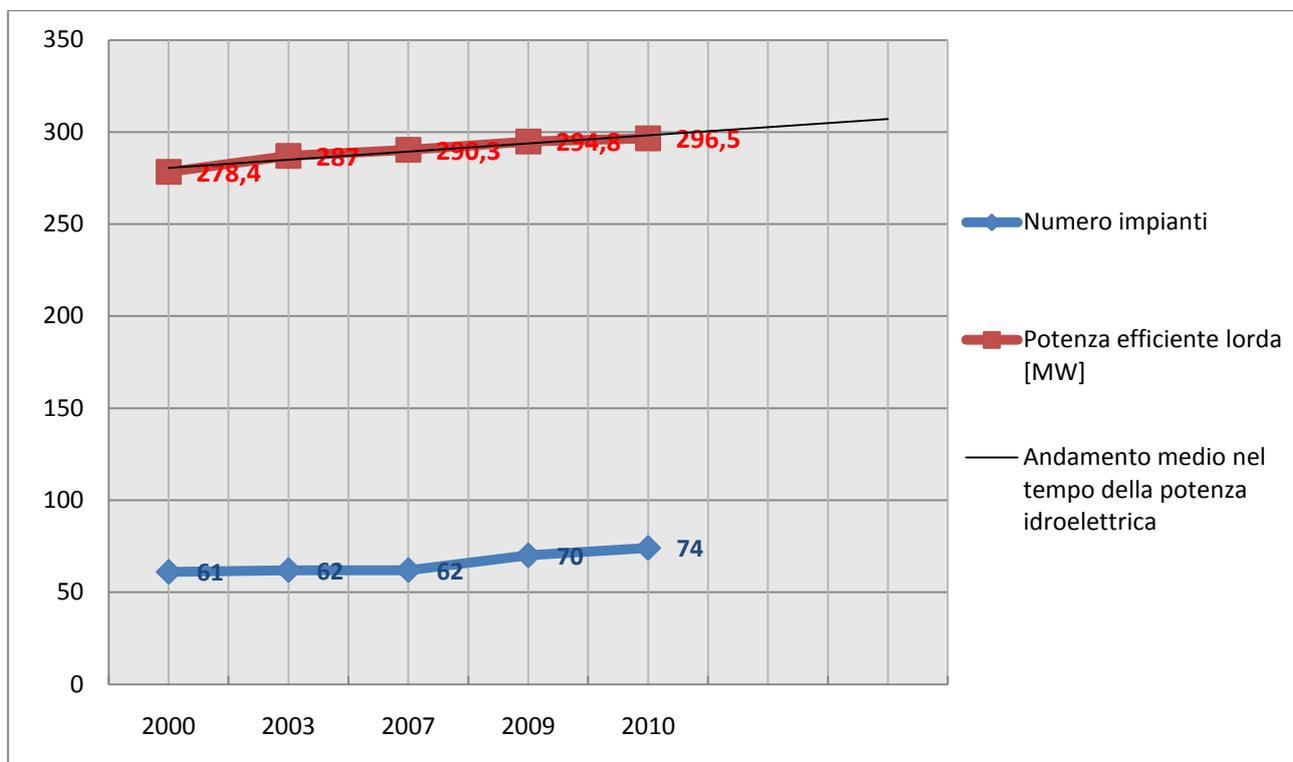


Figura 19.10: evoluzione del parco idroelettrico emiliano-romagnolo nel periodo 2000-2010

EVOLUZIONE DEL NUMERO DI IMPIANTI IDROELETTRICI

Si evidenzia come, nel periodo 2000-07, il numero di impianti idroelettrici presenti sul territorio della Regione Emilia Romagna sia rimasto sostanzialmente invariato, per subire poi un incremento decisamente marcato nel periodo 2007-2010 (+12 impianti), anche a seguito (come si sottolineerà successivamente) dello sviluppo della tecnologia mini-idroelettrica, che –come si è evidenziato- ha preso particolarmente piede nelle Province romagnole.

EVOLUZIONE DELLA POTENZA ELETTRICA INSTALLATA

La potenza efficiente lorda del parco idroelettrico emiliano-romagnolo è cresciuta anch'essa nel periodo 2000-2010, per un totale di 18,1 MW complessivi: l'incremento più marcato si è avuto (a differenza di quanto accaduto per il numero di installazioni) nel periodo 2000-2007, con una crescita di 12 MW del parco idroelettrico, a fronte di un aumento di soli 6,2 MW nel periodo 2007-2010.

Ciò si spiega con il fatto che, nel periodo 2000-2007 sono stati realizzati prevalentemente interventi di rifacimento parziale di impianti già esistenti, volti ad incrementarne l'efficienza e la potenza installata; questi interventi hanno determinato un incremento medio del valore di potenza efficiente lorda superiore rispetto alle installazioni di nuovi impianti mini-idroelettrici che si sono realizzate nel periodo 2007-2010, superiori come numero ma inferiori in termini di dimensioni medie.

Come evidenziato anche dalla linea relativa al "trend medio" di crescita della potenza elettrica installata da fonte idrica, si prevede che questo andamento tenderà a confermarsi anche nei prossimi anni, con la realizzazione di impianti mini-idroelettrici (tenuto anche conto che tale tecnologia idrica di piccole dimensioni risulta essere lontana dalla saturazione della risorsa sul territorio emiliano-romagnolo).

Si può quindi stimare (sulla base di questo trend storico appena evidenziato), nel breve-medio termine, una crescita della potenza installata da fonte idrica di circa 10 MW, in linea con quelle che sono le previsioni ottenute successivamente all'interno degli Scenari di breve e di medio termine, sulla base della valutazione delle procedure autorizzative già concluse e di quelle in corso.

EVOLUZIONE DELLA POTENZA MEDIA DEGLI IMPIANTI IDROELETTRICI

Tale spostamento dell'interesse del mercato idroelettrico verso installazioni di dimensioni progressivamente più ridotte è testimoniato anche dall'andamento (considerato sempre nell'intervallo temporale 2000-2010) della potenza media per impianto idroelettrico sul territorio emiliano romagnolo, riportata in Figura 19.11:

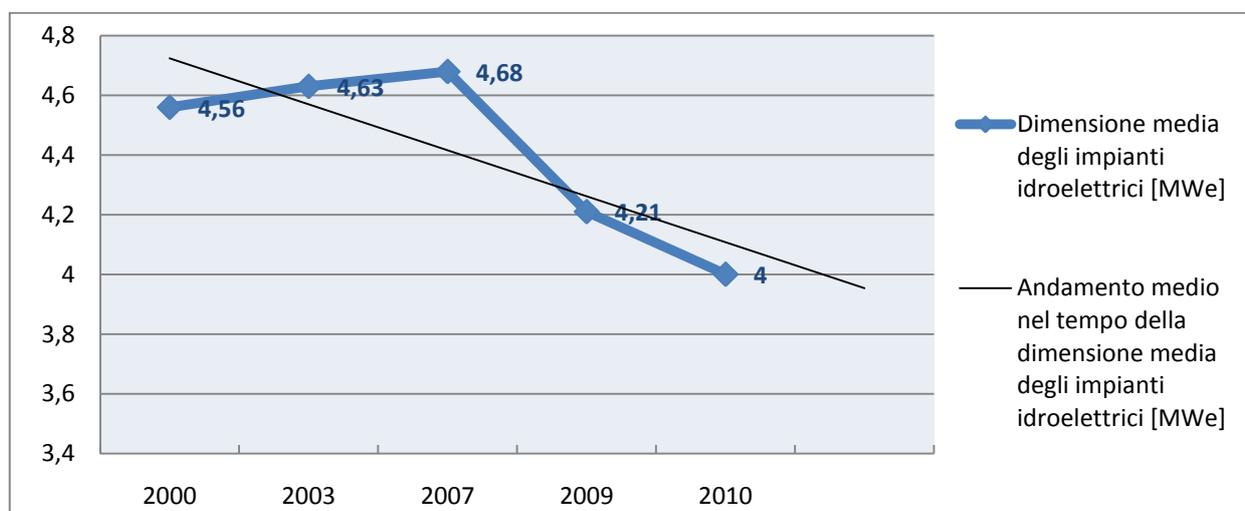


Figura 19.11: evoluzione della dimensione media degli impianti idroelettrici rinnovabili installati in Emilia Romagna nel periodo 2000-2010

Questo dato è molto interessante: la potenza media del generico impianto idroelettrico rinnovabile installato sul territorio emiliano romagnolo si è dunque incrementata, nel periodo 2000-07, grazie soprattutto ad interventi di rifacimento parziale (specialmente su impianti “vecchi” e di grandi dimensioni) e di incremento dell’efficienza.

Dal 2007 al 2010, in seguito alla realizzazione di numerosi impianti mini-idroelettrici di dimensioni molto ridotte (vedi quelli realizzati, ad esempio, sul territorio delle Province di Rimini o di Forlì-Cesena), invece, tale potenza media si è decrementata (e si sta decrementando tuttora) in misura evidente: nel 2010 risulta essere inferiore del 12,3% rispetto alla potenza media nel 2000.

La previsione a breve-medio termine derivante dall’analisi del “trend storico” dell’andamento delle dimensioni degli impianti idroelettrici rinnovabili in Regione, individua un ulteriore e progressivo decremento delle dimensioni medie di queste installazioni idroelettriche, fino ad arrivare a meno di 4 MW medi installati per impianto. Tale previsione è assolutamente concorde con quella ottenuta sulla base degli Scenari di breve e medio termine (successivamente considerati): con la realizzazione dei nuovi impianti previsti sul territorio emiliano-romagnolo (quasi tutti di dimensione inferiore al MW), entro il 2011-2012 (quindi già in uno scenario di breve termine) si scenderà presumibilmente sotto questa soglia dei 4 MW di dimensione media per impianto idroelettrico

EVOLUZIONE DELLA PRODUZIONE ELETTRICA LORDA DA FONTE IDRICA

Di seguito si è anche andato a considerare l’andamento (sempre nel periodo temporale analizzato, dal 2000 al 2010) della produzione efficiente lorda di energia elettrica e, conseguentemente, del numero medio di ore di funzionamento annue stimate per un generico impianto idroelettrico rinnovabile presente sul territorio della Regione Emilia-Romagna.

Risulta evidente come gli andamenti di queste due grandezze siano legati tra loro; a differenza dell’andamento nel tempo del numero di impianti e della potenza efficiente lorda loro associata (connessi a valutazioni di natura economica, amministrativa, burocratica, ecc), la produzione elettrica lorda e il numero di ore medie annue di funzionamento degli impianti sono connessi a situazioni contingenti, climatiche e di disponibilità idrica.

Nel 2007, così, si evidenzia un minimo della produzione elettrica da fonte rinnovabile, imputabile ad un anno complessivamente “poco felice” a livello nazionale per la tecnologia idroelettrica (che ha visto un decremento della produzione di quasi il 20% rispetto al 2006, ed è risultato, sempre a livello

nazionale, l'anno caratterizzato dalla minore produzione nel periodo 2000-2008; fonte: "Ricerca e innovazione per un futuro low-carbon", ENEA 2009).

L'andamento della produzione elettrica lorda da fonte idrica e delle ore medie annue di funzionamento delle installazioni idroelettriche, nel periodo 2000-2010, è riportato in Figura 19.12.

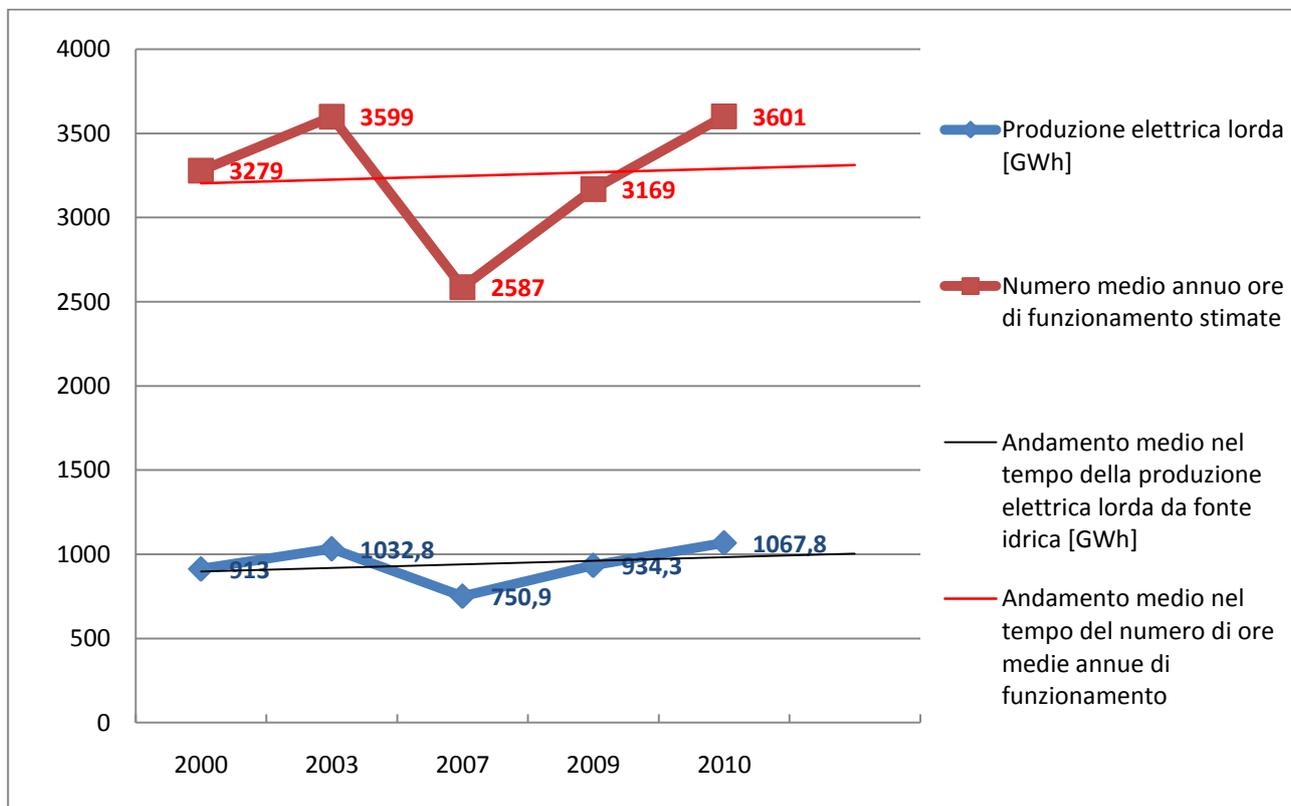


Figura 19.12: andamento (nel periodo 2000-2010) della produzione elettrica lorda e del numero medio annuo di ore di funzionamento stimate per gli impianti idroelettrici rinnovabili installati in Emilia Romagna

Tale produzione, nella Regione Emilia Romagna ha ripreso a incrementarsi nel 2009, raggiungendo nel 2010 il livello massimo toccato nel 2003, in controtendenza rispetto allo scenario nazionale previsto da ENEA, che valutava una contrazione della produzione da fonte idroelettrica, connessa all'applicazione integrale dei vincoli del "Deflusso Minimo Vitale" (la minima portata d'acqua che deve essere rilasciata dal corso d'acqua a valle dello sbarramento o dell'opera di presa per garantire un deflusso a valle sufficiente perché il fiume rimanga vivo e mantenga una continuità tale da sostenere flora e fauna).

Per i prossimi anni, comunque, la previsione condivisa (vedi scenari ENEA) è quella di una produzione che (al netto delle particolari condizioni climatiche e idriche) risulterà pressoché inalterata: a fronte della prevista riduzione della produzione elettrica dei grandi impianti idroelettrici (legata all'applicazione dei vincoli ambientali citati in precedenza, oltre che all'invecchiamento degli impianti stessi, quasi tutti di non recente costruzione), si registrerà un incremento di produzione del mini-idroelettrico, settore attualmente in espansione non ancora giunto a "saturazione territoriale" (esistono ancora risorse idriche e di spazio sfruttabili dall'idroelettrico realizzato su piccola scala).

Tali andamenti contrastanti dovrebbero alla fine bilanciarsi, mantenendo il livello di produzione elettrica da fonte idrica sui livelli toccati nel 2010.

Questa previsione è in linea con l'andamento evidenziato dall'analisi del "trend storico" di produzione elettrica (e quindi del numero di ore medie annue di funzionamento per impianto) e con le previsioni derivanti dagli Scenari di breve e medio termine, ottenute dall'analisi delle installazioni idroelettriche già autorizzate e non ancora realizzate e dall'analisi delle installazioni idroelettriche in fase di valutazione.

19.12 - SCENARIO A BREVE TERMINE (2012): GLI IMPIANTI AUTORIZZATI NON ANCORA REALIZZATI

A fronte del parco idroelettrico autorizzato, realizzato e in esercizio sul territorio della Regione Emilia Romagna, si evidenzia –sulla base dell’analisi dei dati trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano romagnolo- anche la presenza di impianti e di interventi già autorizzati dagli Enti competenti (Comuni, Province o Regione), ma non ancora realizzati.

In particolare, sono 4 i nuovi impianti idroelettrici rinnovabili autorizzati e non ancora realizzati o entrati in esercizio (al 2010), cui si aggiunge un intervento di rifacimento parziale di una centrale idroelettrica rinnovabile già esistente (nel Comune di Modena), destinato ad incrementarne la potenza efficiente lorda.

Nel complesso, gli interventi già autorizzati corrispondono ad un incremento – ancora teorico- di 0,91 MW di potenza efficiente lorda.

Impianti idroelettrici autorizzati non ancora realizzati / non entrati in esercizio	
Numero	4
Potenza efficiente lorda complessiva [MW]	0,91
Dimensione media dei nuovi impianti	0,23

Si può ragionevolmente ritenere che questi interventi siano realizzati in tempi piuttosto stretti, tenuto anche conto delle dimensioni non particolarmente rilevanti: di conseguenza, è lecito immaginare che in uno “Scenario di breve termine”, questi impianti entrino a far parte del parco idroelettrico emiliano romagnolo.

Il parco idroelettrico ipoteticamente installato nella Regione Emilia Romagna al 2011-2012, quindi, potrebbe essere riassunto come da Tabella seguente:

Potenziale idroelettrico teoricamente installato nella Regione Emilia Romagna al 2011-12		
	Numero impianti	Potenza efficiente lorda [MW]
Idroelettrico rinnovabile	78	297,4
Pompaggi puri	1	330
Totale	79	627,4

19.12.1 - EVOLUZIONE AL 2012 DEL PARCO IDROELETTRICO RINNOVABILE EMILIANO-ROMAGNOLO E CONFRONTO STORICO

Si può riportare anche l'andamento previsionale del numero di impianti idroelettrici rinnovabili (come al solito, l'impianto idroelettrico di pompaggio puro viene escluso dalla valutazione, mantenendosi sostanzialmente immutato nel tempo) e della potenza efficiente lorda idroelettrica (da solo idroelettrico rinnovabile) sul territorio emiliano romagnolo in base alle considerazioni tratte da questo "Scenario di breve termine" (in cui si ipotizza che tutte le installazioni attualmente già autorizzate e non ancora realizzate, entrino a far parte del parco idroelettrico emiliano-romagnolo): tali andamenti sono riportati in Figura 19.13.

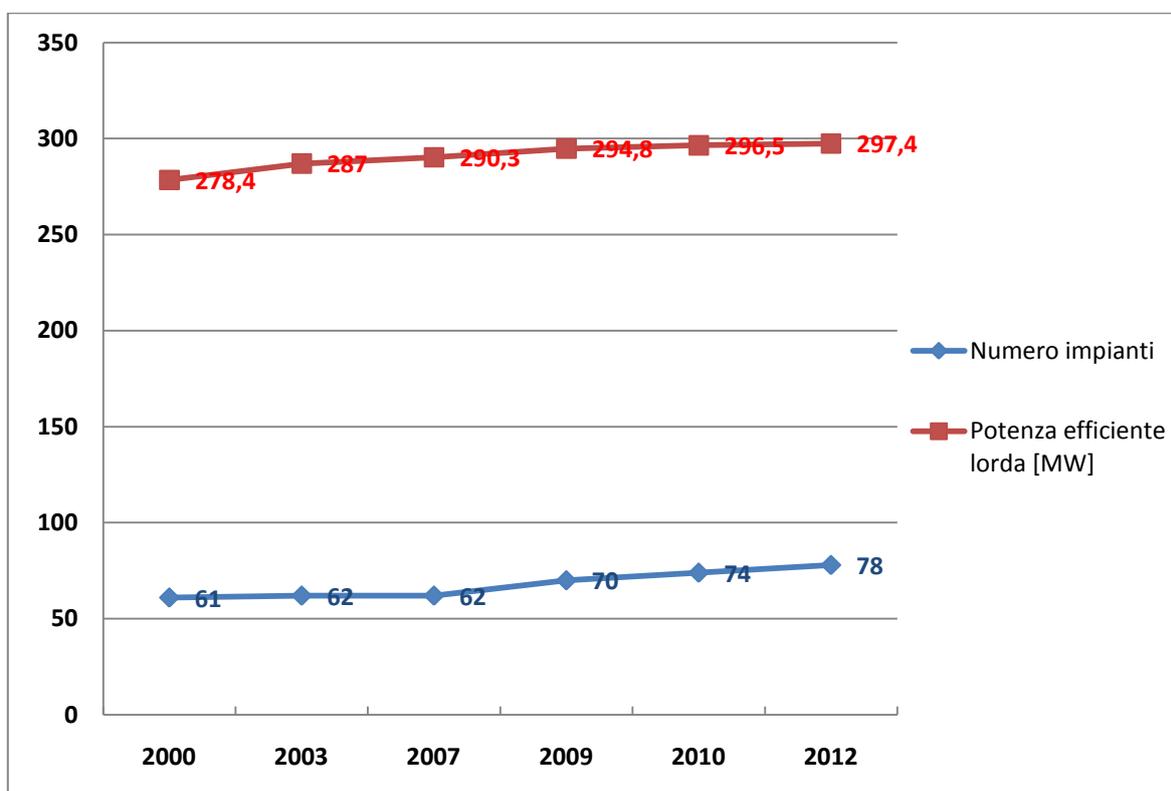


Figura 19.13: evoluzione prevista nel periodo 2000-2012 per il parco idroelettrico rinnovabile emiliano-romagnolo (numero di impianti e potenza elettrica lorda installata)

Si conferma il marcato trend di crescita del numero degli impianti presenti sul territorio della Regione Emilia Romagna, così come si conferma anche la crescita molto lenta della potenza efficiente lorda, corrispondente all'installazione di nuovi

impianti mini-idroelettrici di dimensioni sempre più ridotte (come si nota dal dato relativo alla dimensione media delle installazioni già autorizzate e non ancora realizzate, pari a 0,23 MW).

Facendo riferimento alla dimensione media degli impianti idroelettrici rinnovabili in questo “Scenario di Breve Termine”, si evidenzia come, in seguito alla realizzazione di questi interventi e all’installazione di questi nuovi impianti, le dimensioni medie delle installazioni idroelettriche rinnovabili presenti sul territorio emiliano-romagnolo si riducano ulteriormente, scendendo –in accordo con le previsioni definite sulla base del trend storico- al di sotto dei 4 MW medi installati a impianto.

Tale andamento, relativo alle dimensioni medie degli impianti idroelettrici installati sul territorio emiliano-romagnolo, è riportato in Figura 19.14:

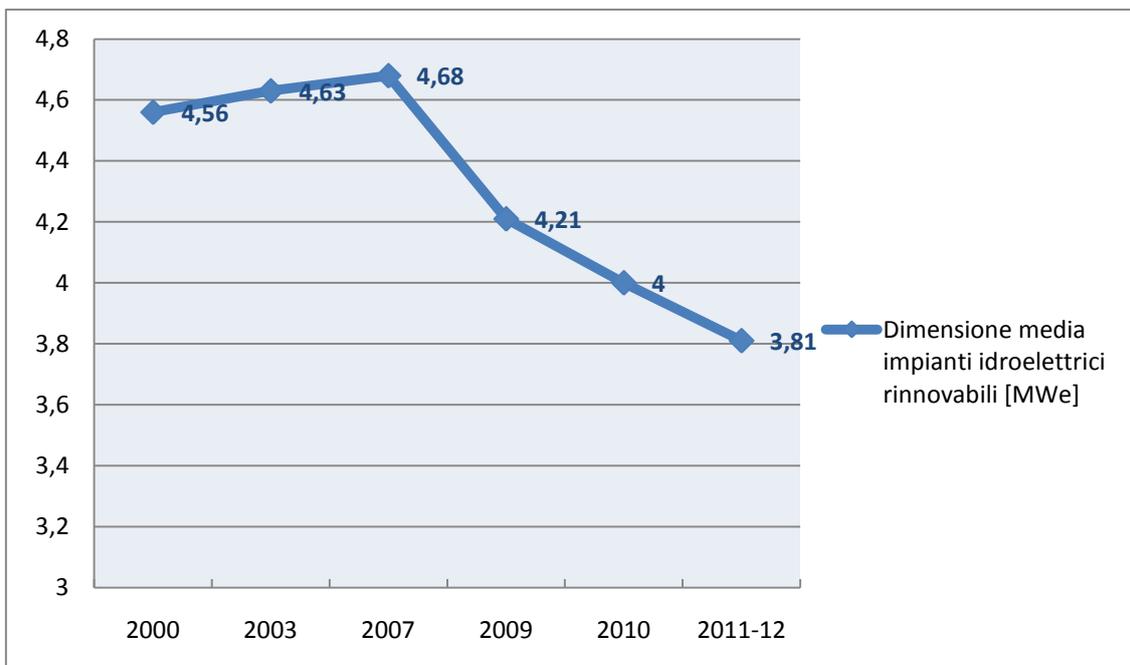


Figura 19.14: evoluzione prevista nel periodo 2000-2012 della dimensione media degli impianti idroelettrici rinnovabili installati in Emilia Romagna

19.12.2 - RIPARTIZIONE TERRITORIALE DEGLI INTERVENTI AUTORIZZATI NON ANCORA REALIZZATI

E' possibile ripartire gli interventi già autorizzati e non ancora realizzati tra le Province del territorio emiliano-romagnolo, evidenziando in particolare il numero, la potenza complessiva incrementale autorizzata e la potenza media efficiente associata al generico intervento già autorizzato sulla Provincia: come scritto in precedenza, si evidenzia la dimensione molto ridotta degli interventi (sia di nuova realizzazione che di rifacimento parziale) autorizzati sul territorio.

Tale distribuzione territoriale è esplicitata in Figura 19.15:

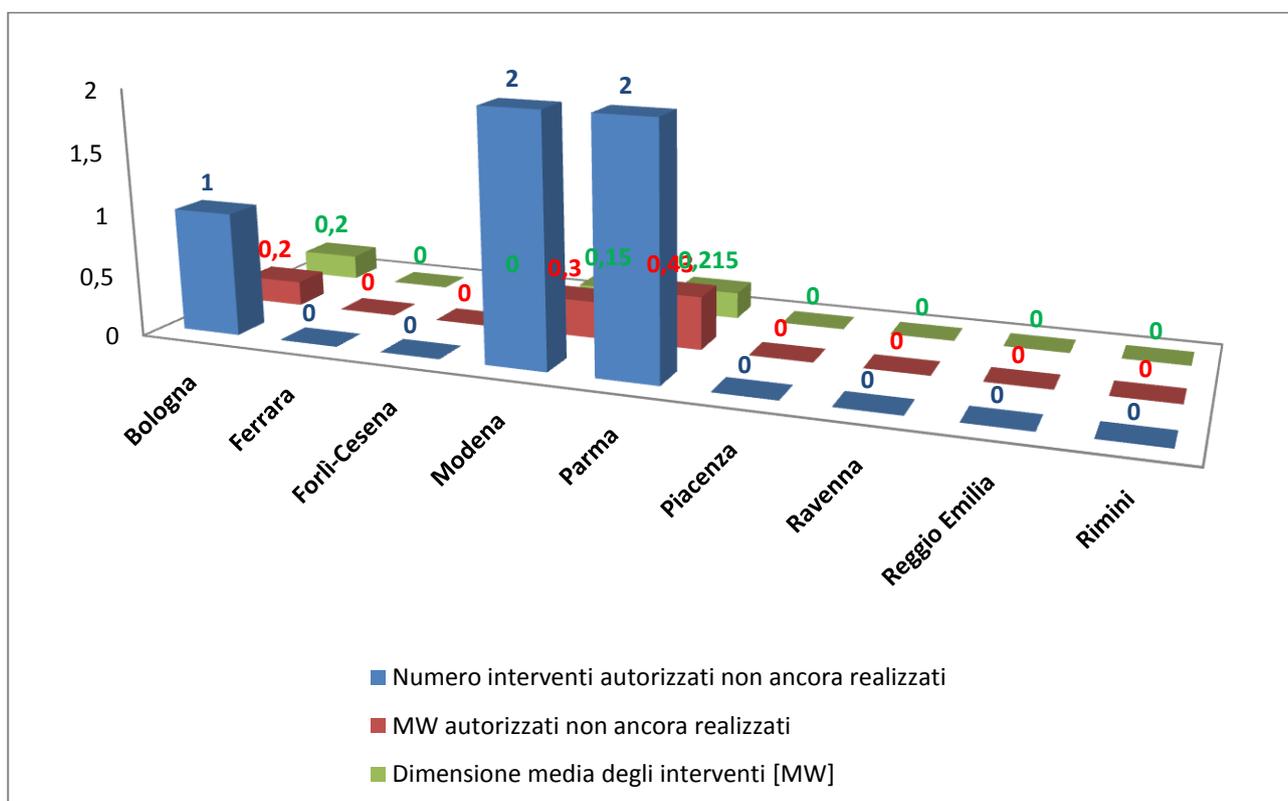


Figura 19.15: ripartizione tra le Province delle installazioni idroelettriche rinnovabili autorizzate non ancora realizzate in Emilia Romagna al 2010

Sono solo tre le Province su cui è presumibile aspettarsi interventi nel breve termine: Bologna (dove si segnala un solo intervento, per una potenza elettrica incrementale autorizzata pari a 0,2 MW), Modena (con due interventi, per una potenza incrementale di 0,3 MW) e Parma, che risulta essere la Provincia della Regione con a maggior potenza incrementale già autorizzata ma ancora da realizzare (0,43 MW).

19.12.3 - RIPARTIZIONE TERRITORIALE DEL PARCO IDROELETTRICO RINNOVABILE EMILIANO-ROMAGNOLO AL 2012

La ripartizione stimata delle installazioni idroelettriche e della potenza efficiente lorda –da solo idroelettrico rinnovabile- tra le Province della Regione, a seguito di questi interventi previsti nello “Scenario di breve termine” (in cui, come sottolineato, si ipotizza che tutti gli interventi già autorizzati e non ancora realizzati, divengano fattivamente parte del parco idroelettrico emiliano-romagnolo), è riportata nella Tabella seguente.

Parco idroelettrico rinnovabile stimato installato nella Regione Emilia Romagna al 2011-12		
Provincia	Numero di impianti in esercizio	Potenza efficiente lorda [MW]
Bologna	14	49,5
Ferrara	0	0
Forli-Cesena	16	14,1
Modena	13	54,9
Parma	17	42,73
Piacenza	7	105,8
Ravenna	1	0,7
Reggio Emilia	6	28,2
Rimini	4	1,5
Totale Emilia Romagna	74	297,43

Già da una prima analisi, non si evidenziano modificazioni sostanziali dello scenario attuale, se non nella ridotta crescita di potenza efficiente lorda installata nelle già citate Province di Bologna, Modena e Parma, già ora le tre più “attive” della Regione (dopo Piacenza) sul fronte della produzione energetica idroelettrica.

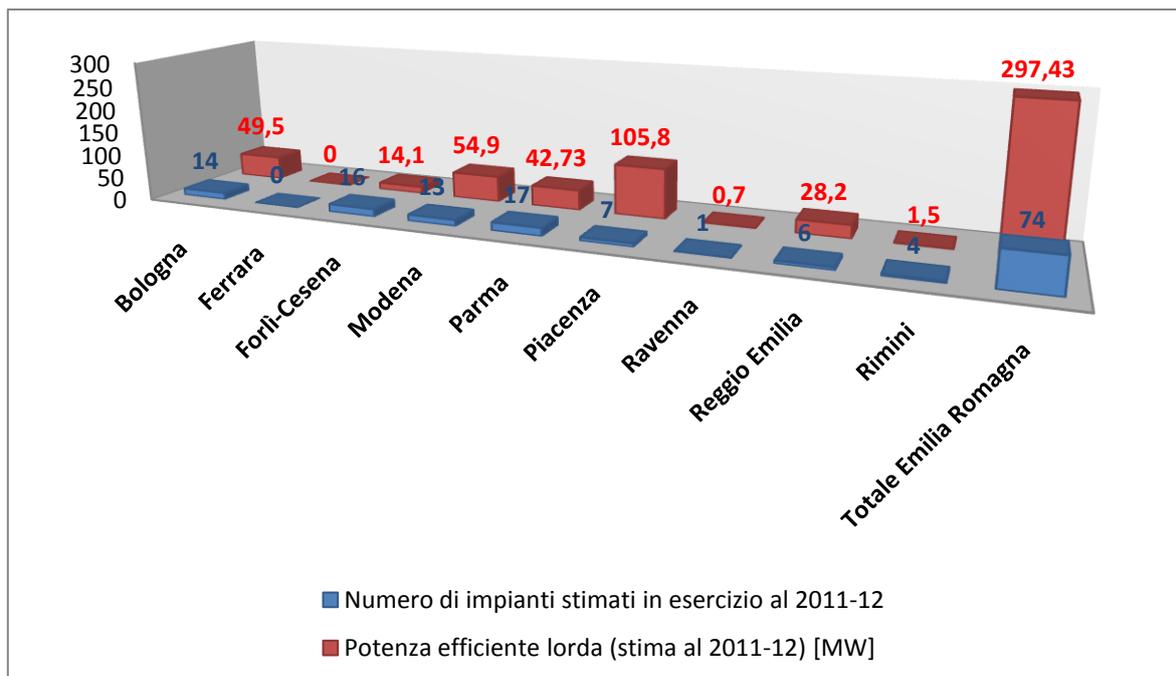


Figura 19.16: ripartizione tra le Province del parco idroelettrico rinnovabile stimato in esercizio in Emilia Romagna al 2012

Resterebbe sostanzialmente inalterata, in questo scenario di breve termine, anche la ripartizione percentuale tra le Province della potenza efficiente lorda associata agli impianti idroelettrici rinnovabili: anche la Provincia di Parma (quella sul cui territorio si dovrebbe realizzare nel breve termine il maggior incremento di potenza installata) mantiene inalterato al 14% il proprio peso percentuale sul totale installato regionale (vedi Figura 19.17).

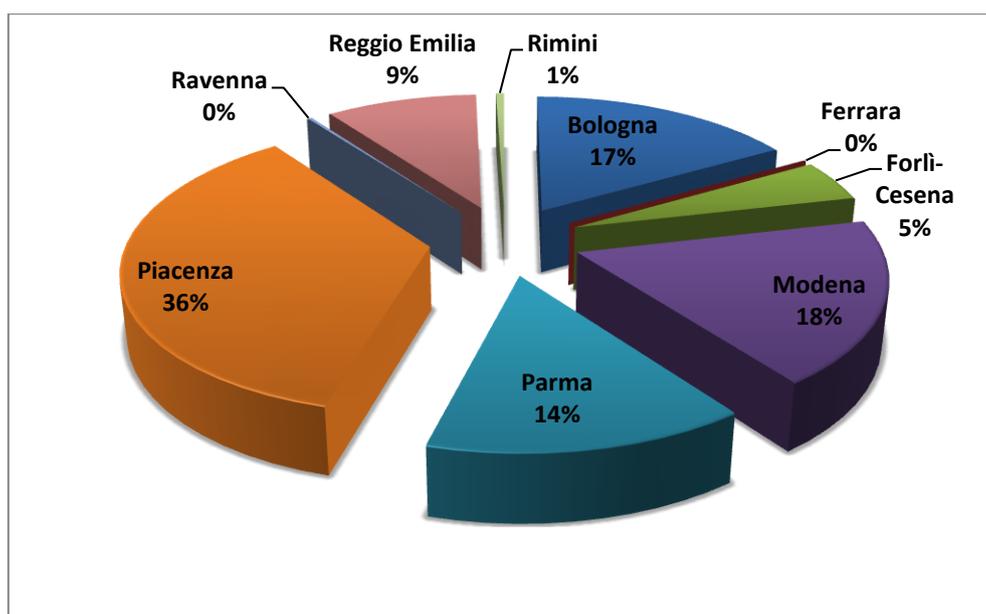


Figura 19.17: ripartizione percentuale tra le Province della potenza elettrica associata agli impianti idroelettrici rinnovabili stimati in esercizio al 2012 in Emilia Romagna

19.13 - SCENARIO A MEDIO TERMINE (2015): GLI IMPIANTI IN FASE DI VALUTAZIONE

Oltre agli impianti già autorizzati, installati e in esercizio sul territorio della Regione Emilia Romagna, e oltre agli impianti autorizzati ma non ancora realizzati, bisogna considerare ora gli impianti -e gli interventi idroelettrici- attualmente in fase di valutazione presso gli enti competenti (tale analisi è realizzata a partire dai dati trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano romagnolo).

In totale sono 15 gli interventi idroelettrici (sia di costruzione di nuove centrali mini-idroelettriche rinnovabili, che di rifacimento -parziale o totale- di centrali idroelettriche già esistenti) attualmente in fase di valutazione sul territorio della Regione Emilia Romagna:

- 8 nuove centrali idroelettriche (per un totale di 7,11 MW di nuova potenza efficiente lorda);
- 7 interventi di modificazione di impianti già esistenti (cui corrispondono 2,7 MW di potenza efficiente lorda incrementale teorica).

A tali interventi –in caso di loro approvazione- corrisponderebbe un totale di 9,81 MW di nuova potenza efficiente lorda installata da fonte idroelettrica: il tutto è riassunto nella seguente Tabella.

Interventi idroelettrici in fase di valutazione		
	Numero	MW teorici corrispondenti
Realizzazione di nuove centrali	8	7,11
Rifacimento parziale di centrali esistenti	7	2,7
Totale	15	9,81

Come si evidenzia dal dato relativo alle nuove centrali, anche sul medio periodo (3-5 anni), la tendenza si conferma quella di proporre e realizzare nuovi impianti di dimensioni ridotte, sempre nell'ambito della categoria del "mini-idroelettrico": la taglia media dei nuovi impianti idroelettrici attualmente sottoposti a valutazione, infatti, risulta essere pari a 0,88 MW (superiore agli 0,23 MW medi delle installazioni già autorizzate e non ancora realizzate, ma comunque ridotta rispetto alla taglia media degli impianti già installati e presenti sul territorio).

C'è interesse, insomma, ad insediare nuova potenza idroelettrica in regione, specialmente attraverso piccoli impianti; tale interesse trova tuttavia notevoli vincoli nelle caratteristiche intrinseche del sistema idrico regionale, nel regime autorizzativo e nelle condizioni di compatibilità di tutela e uso plurimo delle risorse.

Qualora questi interventi fossero tutti autorizzati (situazione non così ipotetica e lontana dalla realtà, tenuto conto di come gli impianti idroelettrici incontrino mediamente meno resistenze burocratiche, oltre che di accettabilità sociale rispetto agli impianti eolici) e conseguentemente realizzati, la situazione del parco idroelettrico emiliano romagnolo tenderebbe a modificarsi in maniera non irrilevante nel medio periodo: nella Tabella seguente è schematizzato il potenziale idroelettrico totale (quindi comprensivo della centrale idroelettrica di pompaggio presente nella Provincia di Bologna) teoricamente installato nella Regione Emilia Romagna in questo scenario di medio termine.

Potenziale idroelettrico teoricamente installato nella Regione Emilia Romagna a medio termine (realizzazione al 100%)		
	Numero impianti	Potenza efficiente lorda [MW]
Idroelettrico rinnovabile	86	307,24
Pompaggi puri	1	330
Totale	87	637,24

Si potrebbe dunque registrare una crescita marcata non solo dal punto di vista del numero degli impianti idroelettrici rinnovabili presenti sul territorio, ma anche della potenza efficiente lorda loro associata, che riprenderebbe a crescere in misura più decisa rispetto a quanto accaduto nel periodo 2007-2010.

Tale evoluzione si può studiare in maniera più approfondita andandola a considerare sotto differenti punti di vista, analizzando i parametri maggiormente significativi.

19.13.1 - EVOLUZIONE AL 2015 DEL PARCO IDROELETTRICO RINNOVABILE EMILIANO-ROMAGNOLO E CONFRONTO STORICO

Lo Scenario preso ora in considerazione (quello che ipotizza che tutti gli impianti idroelettrici attualmente in fase di valutazione sul territorio regionale entrino a far parte del parco idroelettrico in un lasso di tempo “medio”) non risulta così ipotetico come poteva essere lo “Scenario a medio termine – Realizzazione al 100%” definito per la tecnologia eolica: questo per via del fatto che la tecnologia idroelettrica risulta avere un accesso maggiore alle autorizzazioni.

Tale considerazione è rafforzata dal fatto che tra tutti gli atti considerati finora, relativi ai procedimenti autorizzativi portati avanti dalla Regione, dalle Province emiliano-romagnole e dai Comuni, non risultano impianti idroelettrici per i quali tale iter si sia concluso negativamente.

L'evoluzione stimata al 2014-15 (si è preso questo come “limite” per lo “Scenario di medio termine) relativa al numero di installazioni idroelettriche sul territorio emiliano-romagnolo e alla relativa potenza elettrica installata, è riportata in Figura 19.18.

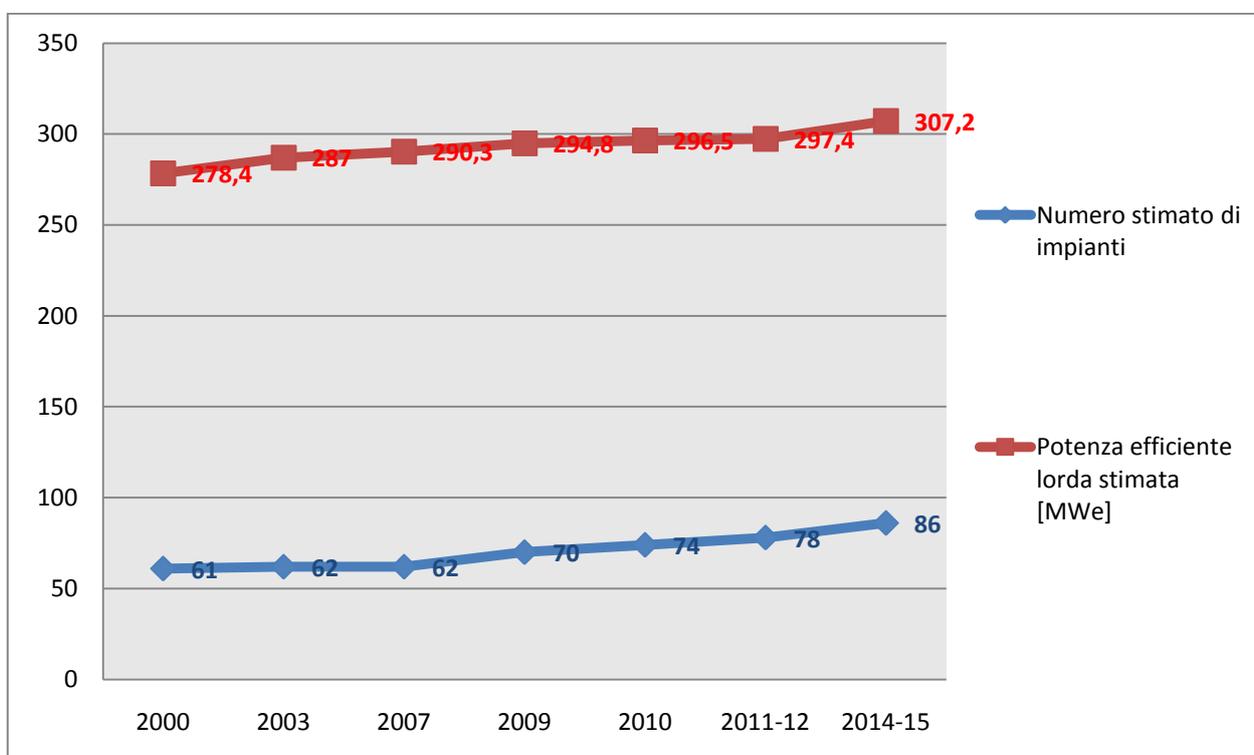


Figura 19.18: evoluzione stimata (numero di impianti e potenza installata) del parco idroelettrico emiliano-romagnolo nel periodo 2000-2015

19.13.2 - RIPARTIZIONE TERRITORIALE DEGLI INTERVENTI IDROELETTRICI STIMATI AL 2015

Tenuto conto di questi interventi (sia di realizzazione di nuove installazioni idroelettriche, che di adeguamento di impianti già esistenti) in fase di valutazione, è possibile andare a ripartirli –in termini di numerosità e incremento di potenza efficiente lorda ad essi connesso- tra le Province emiliano-romagnole, così da capire come queste richieste e valutazioni si distribuiscono sul territorio: tale ripartizione è riassunta nella Tabella 19.3.

Provincia	Numero di interventi in fase di valutazione	MW aggiuntivi (potenza efficiente lorda) in fase di valutazione	Dimensione media dell'intervento [MW]
Bologna	1	0,56	0.56
Ferrara	0	0	0
Forlì-Cesena	4	2,3	0,575
Modena	4	3,16	0,79
Parma	2	1,15	0,575
Piacenza	1	0,8	0,8
Ravenna	2	1,47	0,735
Reggio Emilia	0	0	0
Rimini	1	0,37	0,37

Tabella 19.3: ripartizione tra le Province degli interventi idroelettrici attualmente in valutazione (stimati realizzati e in esercizio al 2015)

Si conferma ancora una volta la portata ridotta degli interventi, considerati singolarmente: la loro dimensione media non raggiunge il MW di potenza incrementale su alcuna delle Province considerate, per quanto –come sottolineato in precedenza- la portata complessiva di tutti gli interventi attualmente in fase di valutazione risulti non indifferente nel panorama del parco idroelettrico regionale e lo vada a modificare in maniera non banale.

Si evidenzia come la Provincia di Ferrara e quella di Reggio Emilia non risultino interessate a modificare, anche in uno “Scenario di medio termine”, il proprio parco idroelettrico: questo può risultare un particolare “rilevante” specialmente per la Provincia di Ferrara, che attualmente non ha alcun impianto presente sul territorio e che, anche nell’evoluzione a medio termine, continuerebbe a manifestare così questa “lacuna” dal punto di vista della produzione elettrica dalla fonte idrica.

Decisamente più attivo il mercato idroelettrico in corrispondenza delle Province di Modena e Forlì-Cesena, dove si stimano su ciascuna (all'ottobre 2010) ben quattro interventi in fase di valutazione: a Modena in particolar modo, dove tali interventi potrebbero determinare un incremento di quasi il 5,9% della potenza efficiente installata sul territorio (la potenza incrementale sarebbe pari a 3,16 MW complessivi, qualora questi interventi fossero tutti autorizzati e successivamente realizzati).

Tale ripartizione territoriale tra le Province emiliano-romagnole degli interventi idroelettrici attualmente in fase di valutazione sul territorio, è ulteriormente esplicitata in Figura 19.19:

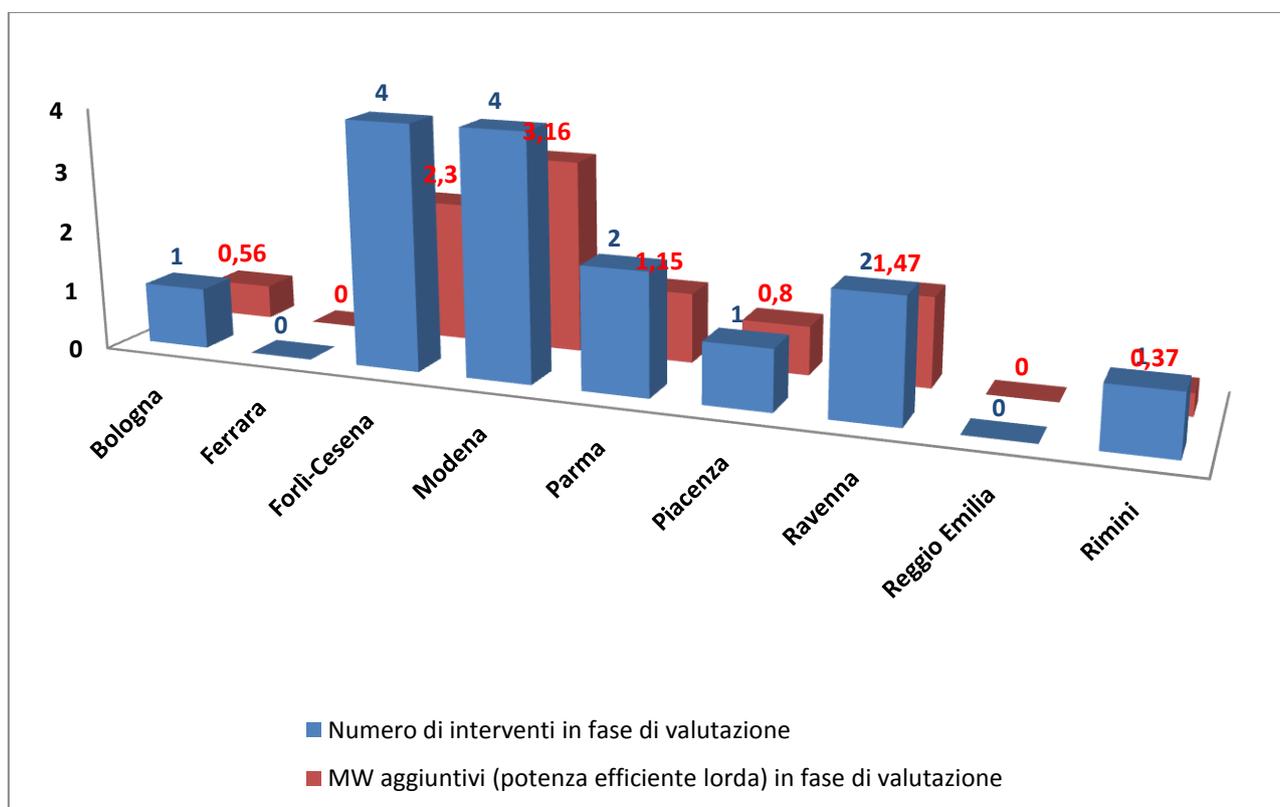


Figura 19.19: ripartizione tra le Province degli interventi idroelettrici attualmente in valutazione (stimati realizzati e in esercizio al 2015)

19.13.3 - ANALISI DEGLI INTERVENTI IDROELETTRICI IN FASE DI VALUTAZIONE

La ripartizione percentuale tra le Province emiliano-romagnole della potenza elettrica incrementale (espressa in MW), connessa all'eventuale autorizzazione e successiva realizzazione degli interventi idroelettrici attualmente in fase di valutazione è riportata in Figura 19.20: si conferma quanto detto, con la Provincia di Modena che, nel medio periodo, potrebbe detenere il primato della potenza incrementale idroelettrica installata.

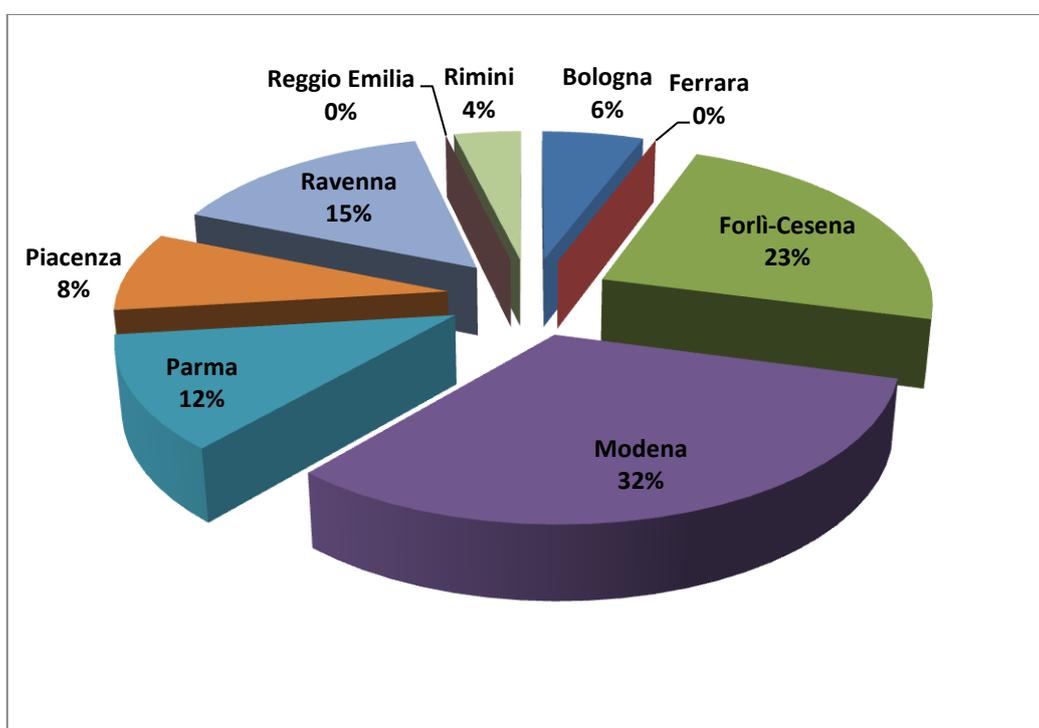


Figura 19.20: ripartizione percentuale tra le Province della potenza elettrica associata ai nuovi interventi idroelettrici stimati realizzati al 2015 in Emilia Romagna

L'incremento percentualmente più rilevante, però, in termini di potenza efficiente lorda installata sul territorio, risulterebbe essere quello che si potrebbe registrare nella Provincia di Ravenna: passando da 0,7 MW di potenza efficiente lorda installata, a 2,17 MW, l'incremento rispetto alla situazione attuale sarebbe infatti pari al 210% circa.

19.13.4 - RIPARTIZIONE TERRITORIALE DEL PARCO IDROELETTRICO RINNOVABILE EMILIANO-ROMAGNOLO STIMATO IN ESERCIZIO AL 2015

A fronte della concessione delle autorizzazioni per tutti gli interventi idroelettrici considerati finora e della loro successiva realizzazione, lo "Scenario di medio termine" relativo all'idroelettrico rinnovabile (considerando sempre inalterato lo stato della centrale idroelettrica di pompaggio presente sul territorio della Provincia di Bologna) in Emilia Romagna vedrebbe la ripartizione del numero degli impianti e delle potenze efficienti lorde installate ad essi connesse riportata nella Tabella seguente.

Tale ripartizione territoriale del parco idroelettrico rinnovabile stimato installato al 2014-2015, è sintetizzata nella Tabella seguente.

Parco idroelettrico rinnovabile stimato installato nella Regione Emilia Romagna al 2014-15 (realizzazione al 100%)		
Provincia	Impianti idroelettrici teoricamente presenti nello "Scenario di medio termine - realizzazione al 100%"	MW idroelettrici teoricamente installati nello "Scenario di medio termine - Realizzazione al 100%"
Bologna	14	50,1
Ferrara	0	0
Forlì-Cesena	19	16,4
Modena	15	58,1
Parma	18	43,9
Piacenza	7	106,6
Ravenna	2	2,2
Reggio Emilia	6	28,2
Rimini	5	1,9
Totale Emilia Romagna	86	307,4

Tale ripartizione è ulteriormente esplicitata mediante in Figura 19.21.

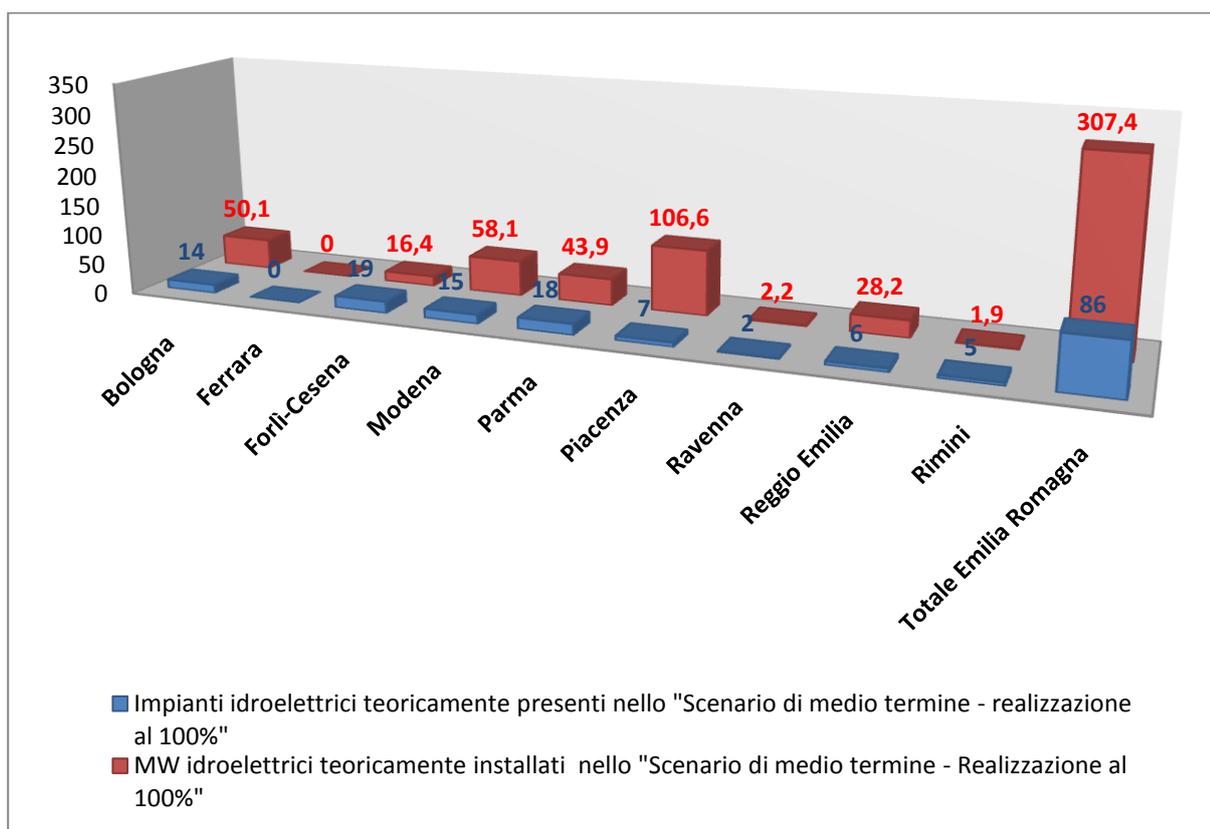


Figura 19.21: ripartizione tra le Province del parco idroelettrico rinnovabile emiliano-romagnolo stimato in esercizio al 2015

Si evidenzia come la Provincia di Forlì-Cesena, in questo “Scenario di medio termine”, si conferma la prima della Regione per numero di impianti installati sul territorio (ben 19, sempre di piccole / piccolissime dimensioni), seguita dalla Provincia di Parma (18 impianti idroelettrici).

La Provincia di Piacenza, anche in questo scenario, resta quella leader della Regione per potenza installata da fonte idroelettrica, con 106,6 MW da idroelettrico rinnovabile; al secondo posto, con 58,1 MW complessivi, la Provincia di Modena, quella caratterizzata dalla maggior crescita (in termini di potenza elettrica da fonte idrica rinnovabile) nel medio termine.

La Provincia di Ferrara, come evidenziato in precedenza, risulta essere sempre “assente” dal punto di vista della tecnologia idroelettrica, anche in questo “Scenario di medio termine”.

19.13.5 - RIPARTIZIONE PERCENTUALE DEL PARCO IDROELETTRICO RINNOVABILE EMILIANO-ROMAGNOLO STIMATO AL 2015

Anche nello “Scenario di medio termine” la ripartizione percentuale della potenza efficiente lorda installata da fonte idrica (sempre facendo riferimento al solo idroelettrico rinnovabile, senza quindi considerare l’impianto di pompaggio presente nella Provincia di Bologna che, come sottolineato precedentemente, si suppone che si mantenga inalterato nel tempo) sul territorio delle differenti Province della Regione Emilia Romagna non risulterebbe modificarsi significativamente rispetto allo stato attuale: le Province di Bologna, Piacenza e Reggio Emilia risulterebbero calare di un punto percentuale ciascuna, a fronte di un incremento dell’1% circa sulle Province di Modena, Ravenna e Rimini (vedi Figura 19.22).

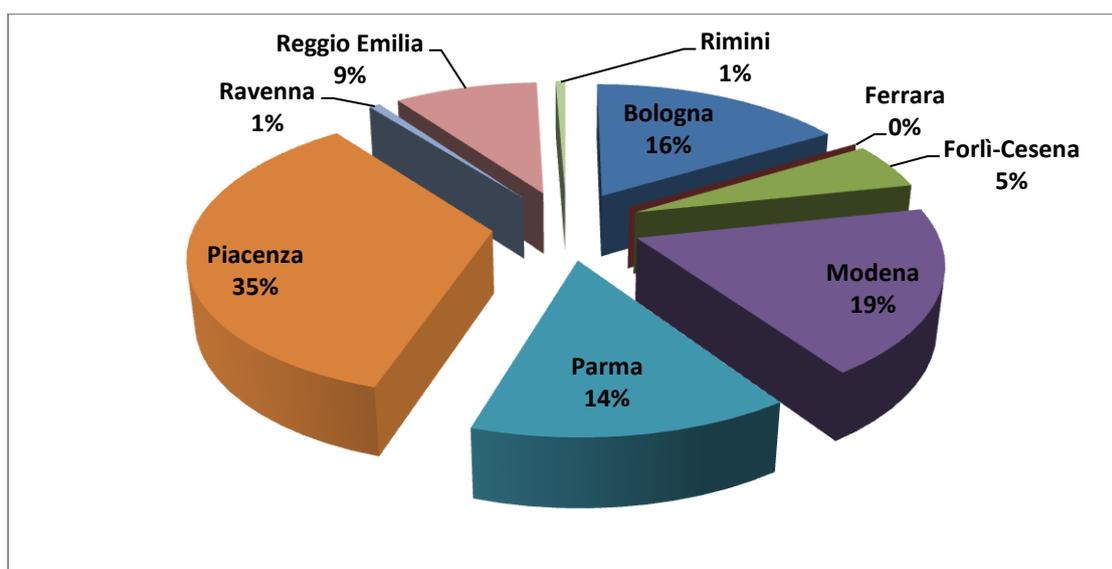


Figura 19.22: ripartizione percentuale tra Province della potenza elettrica stimata installata al 2015 da fonte idroelettrica rinnovabile in Emilia Romagna

Tenendo conto che Piacenza, Bologna e Parma risultavano essere 3 delle prime 4 Province emiliano-romagnole in termini di potenza installata da fonte idroelettrica, si può dire che questo “Scenario di medio termine – Realizzazione al 100” potrebbe determinare una maggiore ripartizione della potenza da fonte idrica sul territorio regionale, con uno sviluppo della tecnologia anche su Province attualmente meno “coinvolte”, quali Ravenna, Forlì-Cesena e (seppur in misura minore) anche Rimini.

Chiaramente tale ripartizione non risulta comunque essere molto rilevante, in termini quantitativi, per via delle ridotte potenze coinvolte complessivamente dai nuovi interventi.

19.14 - CONFRONTO CON GLI OBIETTIVI DEFINITI PER LA TECNOLOGIA IDROELETTRICA NEL PRECEDENTE P.E.R.

Avendo definito (sulla base dei dati in possesso della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni, nonché sulla base delle pubblicazioni di GSE –“L'idroelettrico 2008”, “Bilanci energetici nazionali”- e Terna – “Dati statistici sull'energia elettrica in Italia 2009”) lo stato attuale del parco idroelettrico emiliano-romagnolo, è dunque possibile confrontarlo con quelli che erano gli obiettivi definiti dalla Regione Emilia Romagna all'interno del Piano Energetico Regionale redatto nel 2006, e all'interno del documento “Piano Energetico Regionale: stato di attuazione e prospettive”, redatto nel 2008 (il più recente documento ufficiale in materia di pianificazione energetica prodotto dalla Regione).

Per la tecnologia idroelettrica gli obiettivi del PER, in termini di valorizzazione della fonte rinnovabile (espressi come potenza aggiuntiva installata rispetto al quadro del 2000), erano così definiti:

Obiettivi precedentemente definiti per la tecnologia Idroelettrica al 2010				
		Potenza efficiente installata totale (pompaggio + rinnovabile) [MW]	Potenza efficiente installata (solo idroelettrico rinnovabile)	Produzione elettrica lorda [GWh]
Documento	Anno di redazione			
P.E.R.	2006	620	290	1,4
P.E.R. - Stato di attuazione e prospettive	2008	624,4	294,4	Non definita

In particolare, l'incremento di circa 4 MW sugli obiettivi al 2010 in termini di potenza efficiente lorda installata da tecnologia idroelettrica, registrato nel passaggio dal PER del 2006 al suo “Stato di attuazione” del 2008, in quest'ultimo documento sono definiti come realizzabili nel periodo 2007-2010.

Considerando lo stato della tecnologia idroelettrica sul territorio della Regione Emilia Romagna ad oggi, si verifica come, dal punto di vista della potenza efficiente lorda installata, entrambi gli obiettivi –sia quello del 2006, che quello più ambizioso

del 2008- siano stati raggiunti e addirittura superati, con 2,1 MW di potenza efficiente installata in più (l'obiettivo del 2008, percentualmente, è stato superato del 13,1%).

Non così positivo, invece, il risultato in termini di produzione di energia elettrica: tale produzione elettrica lorda, infatti, si è mantenuta sui livelli del 2003 (1068 GWh a fronte di 1034 GWh considerati nel precedente P.E.R.), distante di 132 GWh rispetto agli obiettivi definiti nel P.E.R. stesso in termini di produzione.

Avendo analizzato in questo Capitolo l'andamento della produzione elettrica lorda da fonte idroelettrica nel corso degli anni, è stato possibile verificare come tale produzione, nel tempo, sia addirittura diminuita, toccando un minimo nel 2007: ciò si può giustificare con condizioni orografiche, climatiche, ambientali e idriche sfavorevoli.

Se, dal punto di vista delle azioni intraprese e messe in atto in campo idroelettrico, il bilancio quindi è certamente positivo (sono state valutate, autorizzate e realizzate nuove installazioni in misura anche superiore a quanto previsto dal P.E.R. e dal suo "Stato attuativo"), tali azioni non hanno però determinato –all'atto pratico- il risultato sperato (in termini di produzione elettrica e incidenza sul bilancio energetico regionale), a causa però di contingenze (citate in precedenza) non completamente prevedibili e non direttamente connesse all'attività umana.

19.15 - DEFINIZIONE DI NUOVI OBIETTIVI PER LA TECNOLOGIA IDROELETTRICA AL 2015

Volendo affrontare la definizione di nuovi, possibili, obiettivi per il prossimo Piano Energetico Regionale, bisognerà dunque tenere in considerazione quanto detto finora:

- Dal punto di vista della potenza efficiente lorda, tenendo conto degli impianti e degli interventi attualmente in fase di valutazione, si può stimare un obiettivo di 10 MW incrementali di nuova potenza idroelettrica (relativa a nuovi impianti idroelettrici rinnovabili, non di pompaggio) installata al 2013. Ipotizzando il presentarsi di nuove richieste di autorizzazione per nuovi impianti idroelettrici nei prossimi anni, questo obiettivo si può forse traslare fino a 15 MW, considerando un'evoluzione più protratta nel tempo (al 2015).

Tale stima concorda con quanto si è evinto in precedenza andando a considerare il trend storico di crescita della potenza elettrica installata da impianti idroelettrici rinnovabili (evidenziato in Figura 19.23): in particolare, ora si è fatto riferimento alla crescita di potenza installata nel periodo 2000-2012 (integrando quindi all'interno anche la stima di crescita nel breve termine al 2011-12, già ottenuta all'interno dello "Scenario di breve termine"), visualizzandone l'andamento medio nel tempo: in uno scenario "business as usual" la crescita a medio termine ricalca dunque quella stimata sulla base delle installazioni attualmente in fase di valutazione.

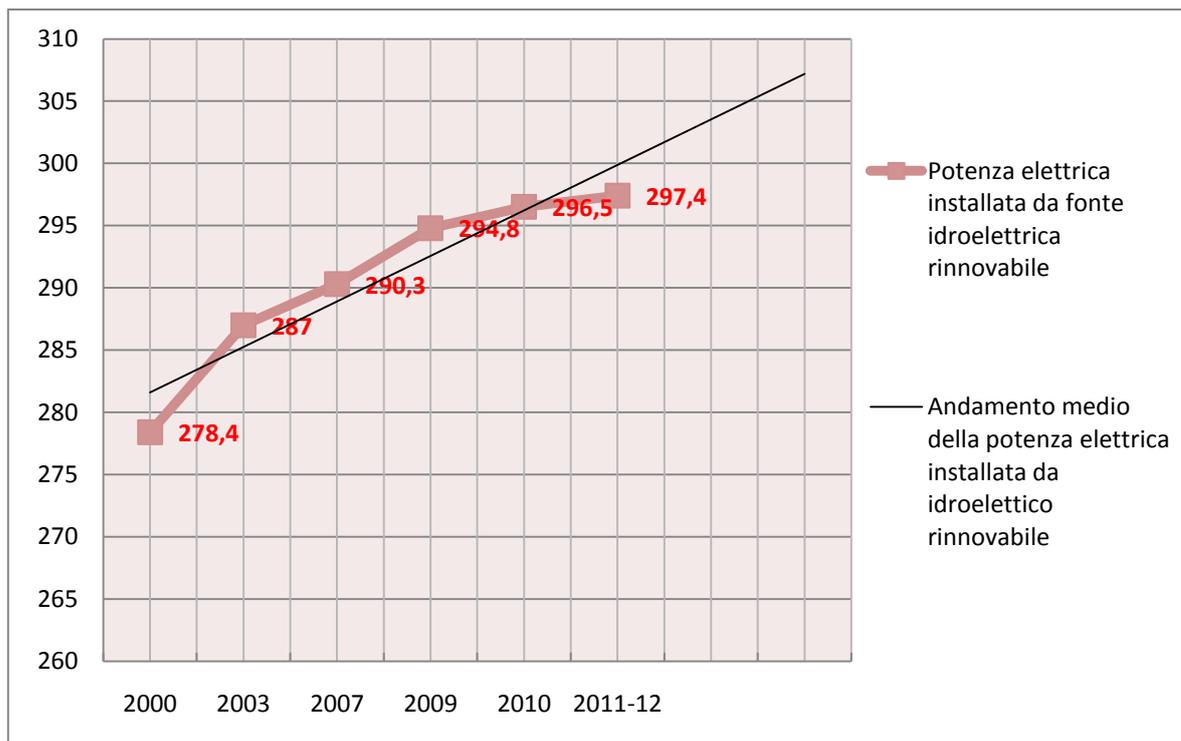


Figura 19.23: stima del trend di crescita della potenza elettrica associata al parco idroelettrico rinnovabile emiliano-romagnolo nel periodo 2000-2015

Tale stima è anche sostanzialmente in linea con quella definita, in via preliminare, dalla Regione: una stima preliminare degli obiettivi regionali di medio periodo per la tecnologia idroelettrica rinnovabile (contenuta nel documento “Verso un nuovo PER – Linee di indirizzo per un nuovo Piano Energetico”, presentato nel corso del convegno “Energia per il territorio”, promosso dalla Regione Emilia Romagna e tenutosi il 28 luglio 2010), definisce un potenziale di crescita di circa 15 MW_e (perfettamente in linea con gli obiettivi precedentemente definiti sulla base degli Scenari di breve e di medio periodo).

Tale obiettivo è stato stimato (in via preliminare) come “prima declinazione a livello regionale degli obiettivi indicati nel Piano di Azione nazionale per le energie rinnovabili, pubblicato dal Ministero dello Sviluppo Economico”.

- Dal punto di vista della produzione (totale, da idroelettrico rinnovabile e da impianti di pompaggio), realisticamente non sembra possibile incrementare di molto i risultati raggiunti ultimamente: questo per via del fatto che l'invecchiamento delle grandi centrali idroelettriche presenti sul territorio emiliano-romagnolo (in particolar modo la centrale di pompaggio di Bologna) ne ridurrà progressivamente l'efficienza e la capacità produttiva. A ciò va aggiunto anche l'effetto di norme di carattere ambientale sempre più restrittive (come quelle, citate in precedenza, relative al "deflusso minimo vitale delle centrali", il cui effetto è stato stimato anche da ENEA, vedi "“Ricerca e innovazione per un futuro low-carbon”, ENEA 2009).

Gli interventi di rifacimento parziale di centrali esistenti (interventi destinati ad incrementarne l'efficienza) e le nuove installazioni idroelettriche (tutte installazioni di piccole dimensioni, il cosiddetto "mini-idroelettrico", come si è visto analizzando la taglia delle installazioni realizzate negli ultimi anni sul territorio emiliano-romagnolo) di conseguenza, determineranno un incremento di potenza installata, ma, soprattutto, di produzione elettrica che andrà presumibilmente a bilanciare la riduzione citata in precedenza o, al più, a incrementare non di molto l'attuale produzione elettrica.

Queste considerazioni, ovviamente, sono "al netto" delle contingenze di natura climatica, ambientale, idrica, che –come si è visto- modificano in maniera sostanziale e non facilmente prevedibile la produzione elettrica da fonte idrica: per tale motivo, considerando l'aspetto della produzione elettrica da fonte idrica, non ha molto significato andare a considerarne il "trend storico" in relazione ad una possibile evoluzione temporale di qualche anno.

Tenuto il conto di tutto questo, può essere forse il caso –in vista della nuova pianificazione energetica regionale- di mantenere gli obiettivi di produzione definiti per il 2010 nel P.E.R. del 2006 (1400 GWh) o, volendo ulteriormente "tutelarsi", di rivederli al ribasso, ponendo per il 2013 un obiettivo di produzione elettrica da fonte idrica pari a 1300-1350 GWh, quindi con un incremento di soli 40-90 GWh rispetto alla situazione attuale.

CAPITOLO 20 - LO STATO ATTUALE COMPLESSIVO DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI IN EMILIA ROMAGNA

20.1 - INTRODUZIONE

Nei precedenti Capitoli di questa “Parte Terza” della tesi, come si è visto, si è analizzato lo stato –aggiornato all’Ottobre 2010- delle fonti energetiche rinnovabili nella Regione Emilia Romagna, nonché le possibili evoluzioni di tali tecnologie (a breve termine -2011/12- e a medio termine -2014/15).

Tale studio è stato condotto a partire dai dati di cui è in possesso il “Servizio Politiche Energetiche” dell’Assessorato alle Attività Produttive della Regione Emilia Romagna, integrati con la documentazione inviata dalle Province emiliano-romagnole e anche dai singoli Comuni del territorio che hanno risposto alla richiesta di informazioni (relativa agli impianti F.E.R. autorizzati).

Tali dati sono stati poi ulteriormente confrontati con quelli pubblicati dal GSE (tutte le pubblicazioni sulle fonti energetiche rinnovabili, reperibili sul sito: <http://www.gse.it> , nella sezione “Attività”, all’interno della sottosezione “statistiche sulle fonti rinnovabili”, oltre ai “Bilanci elettrici nazionali”), da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”) e, nel caso della fonte fotovoltaica, da Atlasole (reperibili sul sito <http://atlasole.gse.it/atlasole>).

L’analisi è stata disaggregata sulle varie Province emiliano-romagnole, considerando la distribuzione delle fonti energetiche rinnovabili sul territorio e la loro possibile evoluzione nel breve termine (considerando le installazioni e gli

interventi già autorizzati e non ancora realizzati) e nel medio termine (considerando le installazioni e gli interventi attualmente in fase di valutazione).

In questo Capitolo si “riassumerà” la situazione delle fonti energetiche rinnovabili, considerandone il peso e la distribuzione su ogni Provincia, andando poi a realizzare un quadro complessivo per la Regione Emilia Romagna, valutando il peso di queste fonti anche in relazione ai consumi stimati per il territorio.

Si riassumerà anche la possibile evoluzione di tali fonti energetiche rinnovabili nel breve termine e nel medio termine, definendo un quadro globale per l'intera Regione Emilia Romagna, poi confrontato con quello definito dal GSE (“Rapporto statistico impianti a fonti rinnovabili – 2009”) per le altre Regioni italiane.

In conclusione, si andrà a confrontare, globalmente, lo stato attuale delle fonti energetiche rinnovabili in Regione, con gli obiettivi definiti per le stesse all'interno del precedente Piano Energetico Regionale e nel successivo “Stato di attuazione”, riassumendo anche i nuovi obiettivi stimati per queste tecnologie, in vista della redazione del prossimo Piano Energetico Regionale.

20.2 - PROVINCIA DI BOLOGNA

20.2.1 – PARCO RINNOVABILE IN ESERCIZIO AL 2010

Di seguito è stato riassunto lo stato –aggiornato all'ottobre 2010- delle fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Bologna, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna.

Stato attuale complessivo Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Bologna (2010)						
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Potenza termica installata stimata [MW_t]	Produzione elettrica lorda stimata 2009 [GWh]	Ore medie annue di funzionamento stimate 2009 [h/anno]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	11	17	14,4	23,8	1400
	Termovalorizzatori	1	26	5,6	130	5000
Eolica		2	16,2	0	20,2	1235
Fotovoltaica		1818	38,213	0	21,3	557
Geotermica		n.d.	0	0,0075	0	n.d.
Idroelettrica	Pompaggi	1	330	0	205,8	623
	Idroelettrico rinnovabile	13	49,3	0	80,2	1628
Totale Provincia		1846	476,7	20	481,3	

E' evidente, già da una prima analisi, il fatto che ogni fonte rinnovabile abbia un ruolo ed un'importanza percentuale differente a seconda del particolare punto di vista dalla quale venga considerata: per il numero di installazioni, ad esempio, la tecnologia leader è chiaramente quella fotovoltaica (moltissime installazioni perlopiù di piccole dimensioni), mentre l'importanza relativa cambia a seconda che si vada a tenere conto della potenza elettrica installata o della produzione elettrica lorda.

Lo stato delle fonti energetiche rinnovabili nella Provincia di Bologna, espresso in termini di numero di impianti installati, potenza elettrica ad essi associata, potenza termica stimata installata e produzione elettrica lorda, è ulteriormente esplicitato nel Grafico seguente.

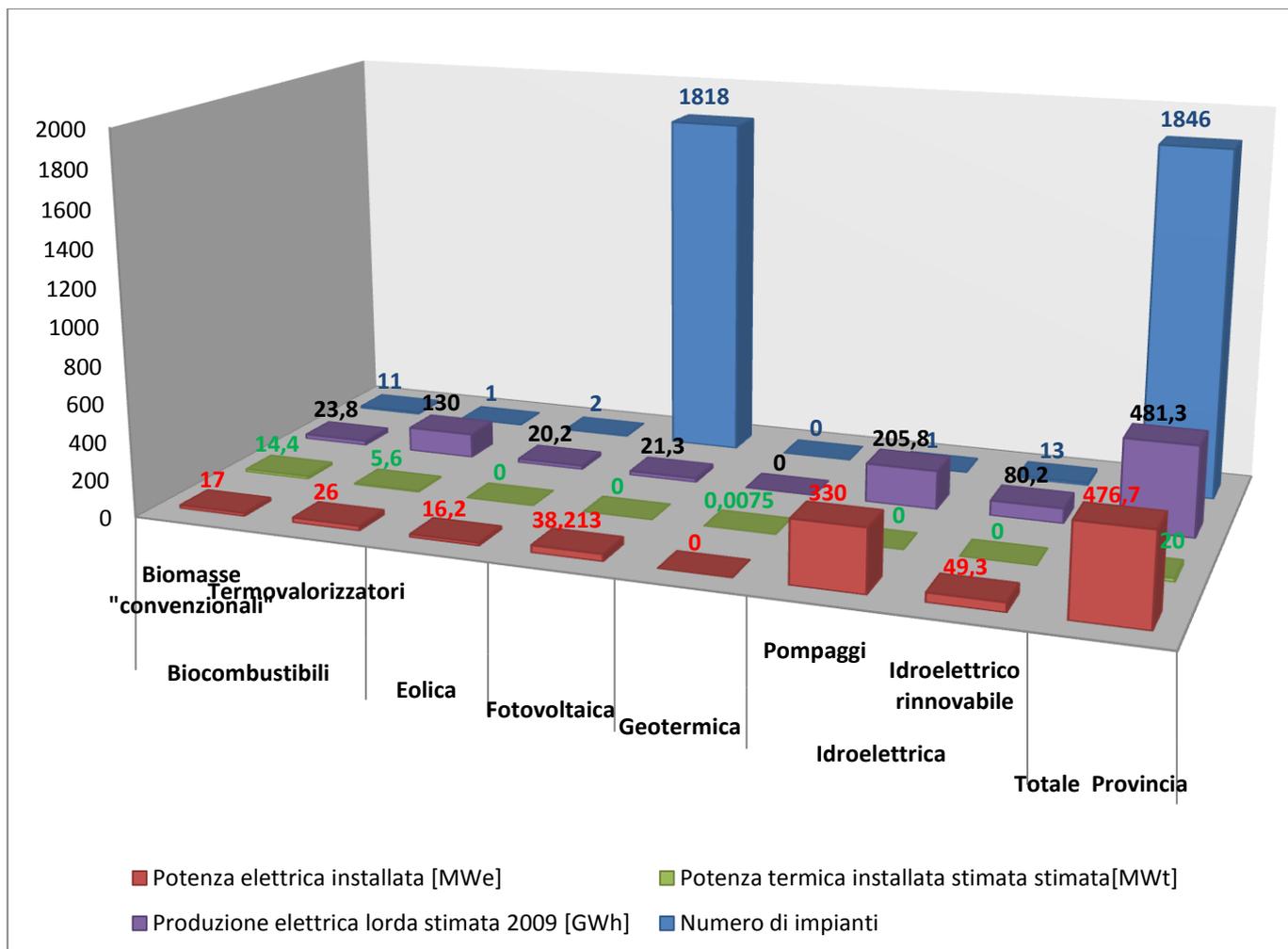


Figura 20.1: stato del parco "rinnovabile" in esercizio nella Provincia di Bologna al 2010

Nel seguito si andrà a considerare la ripartizione percentuale –tra le varie fonti energetiche rinnovabili- della potenza elettrica lorda installata sul territorio provinciale, nonché della produzione elettrica lorda, che sarà così confrontata con la richiesta (in termini di consumi energetici) stimata –al 31/12/2009- per la Provincia stessa: tale dato proviene da Terna (vedi "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009"), ed è contenuto nel capitolo dedicato alla Regione Emilia Romagna.

20.2.2 - POTENZA ELETTRICA LORDA: RIPARTIZIONE TRA LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Si evidenzia come, dal punto di vista della potenza installata, sia la tecnologia idroelettrica “totale” (impianti di pompaggio e impianti idroelettrici “rinnovabili”) a detenere il primato provinciale, con quasi 380 MW installati; al secondo posto, i biocombustibili (anche in questo caso “globali”, considerando sia impianti a biocombustibili convenzionali che quelli a biocombustibili assimilati, ossia i termovalorizzatori che bruciano rifiuti), con 43 MW.

Tolta la tecnologia geotermica (che, come sottolineato nel Capitolo dedicato, in Regione non è destinata alla produzione di potenza elettrica), è la fonte eolica quella cui corrisponde la minor potenza elettrica installata.

In Figura 20.2 si è esplicitato il peso percentuale di ogni fonte energetica rinnovabile sul totale provinciale, in termini di potenza elettrica installata.

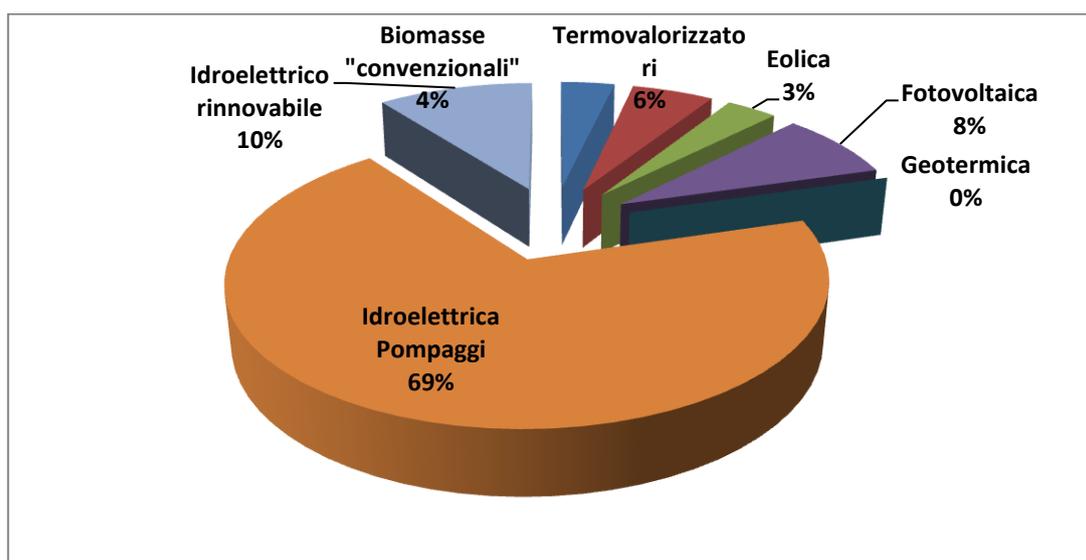


Figura 20.2: peso percentuale delle FER in termini di potenza elettrica installata nella Provincia di Bologna al 2010

La fonte idroelettrica nel suo complesso copre il 79% della potenza totale installata in Provincia da fonti energetiche rinnovabili: ben il 69% del totale provinciale deriva dall'impianto di pompaggio puro, solo il 10% da impianti idroelettrici rinnovabili.

La tecnologia a biomasse, complessivamente, copre il 10% della potenza totale installata da fonte rinnovabile (4% da fonte convenzionale, 6% da termovalorizzatori).

20.2.3 - PRODUZIONE ELETTRICA LORDA: RIPARTIZIONE TRA LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Maggiormente distribuita, rispetto alla potenza elettrica lorda installata da fonti rinnovabili, è la produzione elettrica lorda, come evidenziato da Figura 20.3.

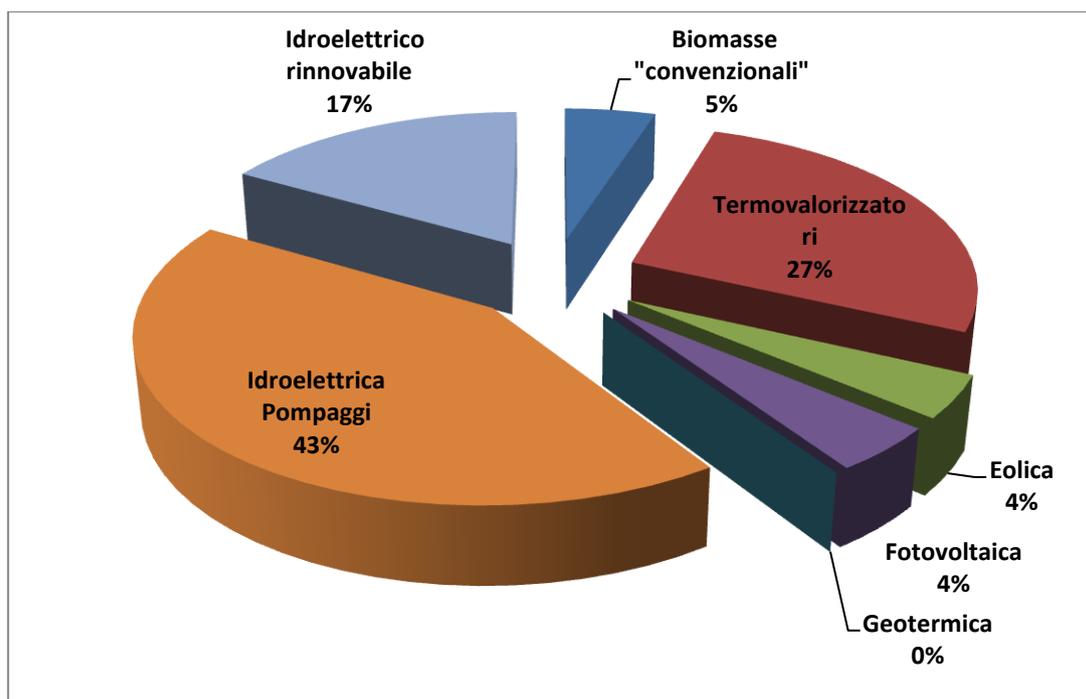


Figura 20.3: peso percentuale delle FER in termini di produzione elettrica stimata nella Provincia di Bologna al 2010

Anche in questo caso la percentuale più rilevante di produzione elettrica spetta alla fonte idrica, il 60% del totale provinciale (43% da impianto di pompaggio puro, il 17% da idroelettrico rinnovabile); al secondo posto, la tecnologia a biomasse, che contribuisce per il 32% alla produzione elettrica lorda della Provincia di Bologna (27% dal termovalorizzatore, 5% da biomasse convenzionali).

Si nota come la tecnologia eolica e fotovoltaica contribuiscano percentualmente in misura non molto rilevante (4% ciascuna), alla produzione elettrica lorda da fonti rinnovabili in Provincia.

20.2.4 - CONTRIBUTO DELLE F.E.R. ALLA RICHIESTA ELETTRICA DELLA PROVINCIA

In base ai dati pubblicati da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), i consumi elettrici stimati per la Provincia di Bologna al 2009 risultano pari a 5025 GWh totali: le fonti energetiche rinnovabili, quindi, si stima che incidano quasi per il 10% sulla richiesta di energia elettrica provinciale.

Il peso percentuale delle differenti fonti energetiche rinnovabili sui consumi stimati al 2009 per la Provincia di Bologna, è riportato nella Tabella seguente.

Contributo percentuale fonti energetiche rinnovabili a richiesta elettrica Provincia di Bologna (2009)		
Fonte energetica rinnovabile	Produzione elettrica lorda stimata 2009 [GWh]	Peso percentuale sui consumi elettrici stimati per Provincia - 2009 (5025 [GWh])
Biocombustibili	153,8	3,10%
Eolica	20,2	0,40%
Fotovoltaica	21,3	0,42%
Geotermica	0	0%
Idroelettrica	286	5,69%
Totale FER Provincia	481,3	9,58%

Tale analisi è ulteriormente esplicitata in Figura 20.4.

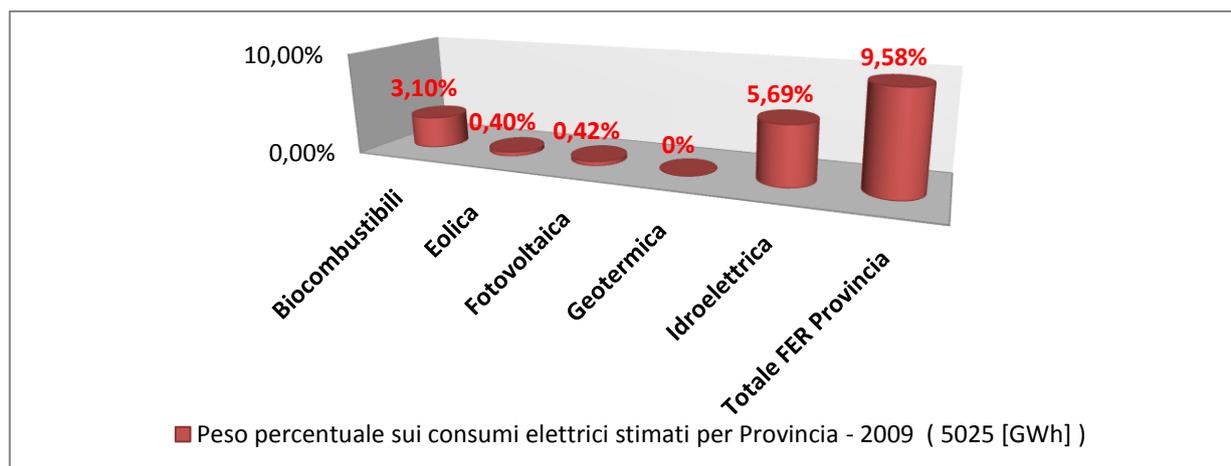


Figura 20.4: incidenza delle FER (produzione elettrica) sul CIL provinciale

Si evidenzia il peso quasi nullo, in termini di produzione, della fonte eolica e fotovoltaica, a fronte dell’incidenza notevole della fonte idrica (pompaggio puro e impianti “rinnovabili”) e dei biocombustibili (convenzionali e assimilati).

In realtà, volendo considerare solamente le fonti energetiche rinnovabili “pure”, l'impianto di pompaggio andrebbe escluso dal conteggio: così facendo, il quadro riassuntivo dello stato delle FER diventa il seguente:

Stato attuale complessivo Fonti Energetiche Rinnovabili “pure” nella Provincia di Bologna (2010)						
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Potenza termica installata stimata [MW_t]	Produzione elettrica lorda stimata 2009 [GWh]	Ore medie annue di funzionamento stimate 2009 [h/anno]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	11	17	14,4	23,8	1400
	Termovalorizzatori	1	26	5,6	130	5000
Eolica		2	16,2	0	20,2	1235
Fotovoltaica		1818	38,213	0	21,3	557
Geotermica		n.d.	0	0,0075	0	n.d.
Idroelettrico rinnovabile		13	49,3	0	80,2	1628
Totale Provincia		1845	146,7	20	275,5	

Il peso percentuale delle differenti fonti energetiche rinnovabili sui consumi stimati al 2009 per la Provincia di Bologna, risulta quindi modificarsi, ed è riportato nella Tabella seguente.

Contributo percentuale fonti energetiche rinnovabili a richiesta elettrica Provincia di Bologna (2009)		
Fonte energetica rinnovabile	Produzione elettrica lorda stimata 2009 [GWh]	Peso percentuale sui consumi elettrici stimati per Provincia - 2009 (5025 [GWh])
Biocombustibili	153,8	3,10%
Eolica	20,2	0,40%
Fotovoltaica	21,3	0,42%
Geotermica	0	0%
Idroelettrica rinnovabile	80,2	1,60%
Totale FER Provincia	275,5	5,52%

Si evidenzia quindi come il peso percentuale delle FER sul bilancio elettrico provinciale si riduca sostanzialmente, di oltre il 4%, in seguito alla scelta di non considerare l'impianto idroelettrico di puro pompaggio nel novero delle installazioni “rinnovabili pure”.

20.3 - PROVINCIA DI FERRARA

20.3.1 – PARCO RINNOVABILE IN ESERCIZIO AL 2010

Di seguito è stato riassunto lo stato –aggiornato all’ottobre 2010- delle fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Ferrara, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”).

Stato attuale complessivo Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Ferrara (2010)						
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Potenza termica installata stimata[MW_t]	Produzione elettrica lorda stimata 2009 [GWh]	Ore medie annue di funzionamento stimate 2009 [h/anno]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	7	25	25	62,5	2500
	Termovalorizzatori	1	22	55,7	176	8000
Eolica		0	0	0	0	0
Fotovoltaica		586	11,243	0	7,2	640
Geotermica		1	0	14	0	n.d.
Idroelettrica	Pompaggi	0	0	0	0	0
	Idroelettrico rinnovabile	0	0	0	0	0
Totale Provincia		595	58,2	94,7	245,7	

E' evidente, già da una prima analisi, il fatto che ogni fonte rinnovabile abbia un ruolo ed un'importanza percentuale differente a seconda del particolare punto di vista dalla quale venga considerata: per il numero di installazioni, ad esempio, la tecnologia leader è chiaramente quella fotovoltaica (numerose installazioni perlopiù di piccole dimensioni), mentre l'importanza relativa cambia a seconda che si vada a tenere conto della potenza elettrica installata o della produzione elettrica lorda.

Si evidenzia, già da questa prima analisi, la totale assenza della tecnologia idroelettrica sul territorio Provinciale.

Lo stato delle fonti energetiche rinnovabili nella Provincia di Ferrara, espresso in termini di numero di impianti installati, potenza elettrica ad essi associata, potenza termica stimata installata e produzione elettrica lorda, è ulteriormente esplicitato in Figura 20.5.

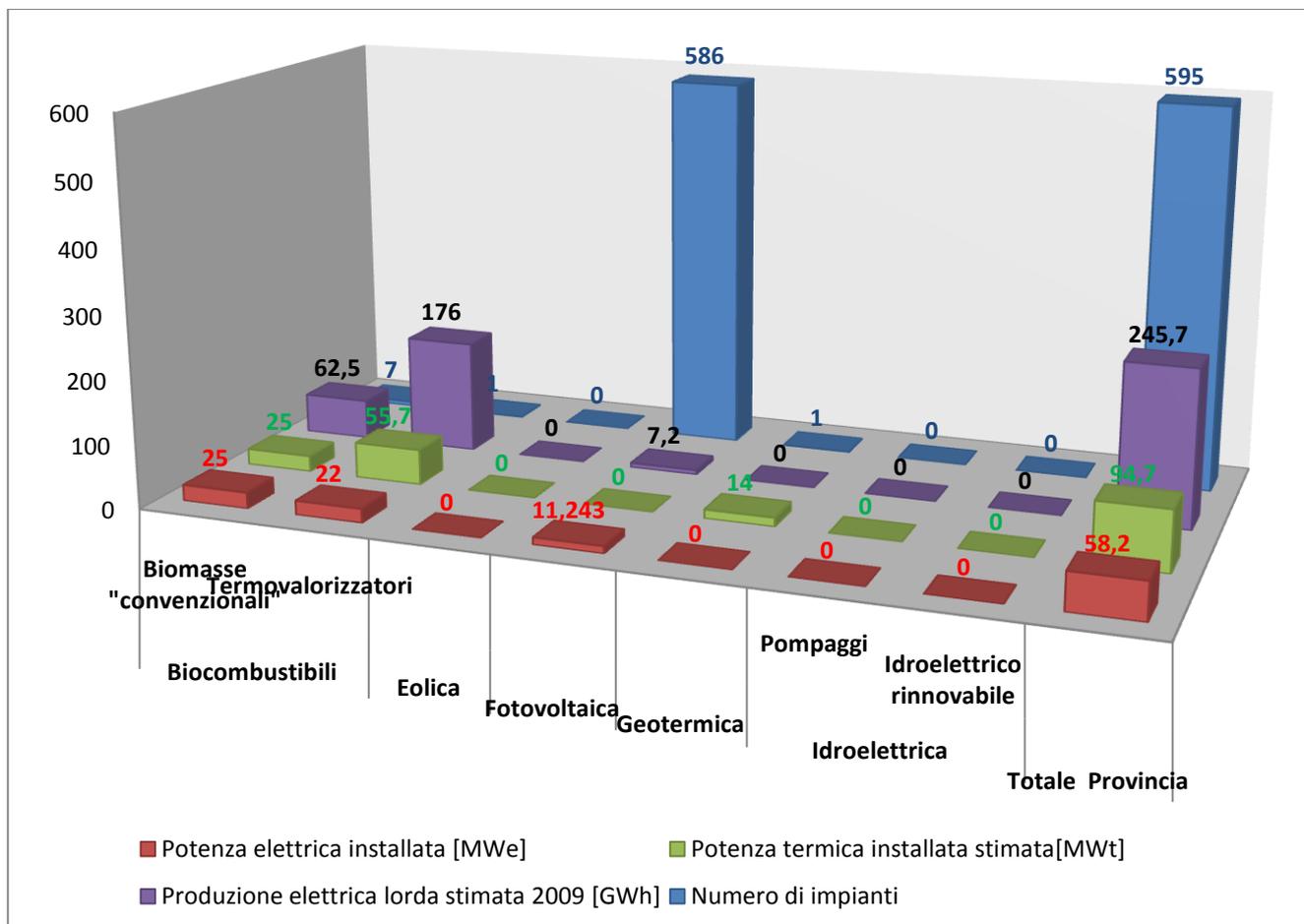


Figura 20.5: stato del parco “rinnovabile” in esercizio nella Provincia di Ferrara al 2010

Nel seguito si andrà a considerare la ripartizione percentuale –tra le varie fonti energetiche rinnovabili- della potenza elettrica lorda installata sul territorio provinciale, nonché della produzione elettrica lorda, che sarà così confrontata con la richiesta (in termini di consumi energetici) stimata –al 31/12/2009- per la Provincia stessa: tale dato proviene da Terna (vedi “Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), ed è contenuto nel capitolo dedicato alla Regione Emilia Romagna.

20.3.2 - POTENZA ELETTRICA LORDA: RIPARTIZIONE TRA LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Si evidenzia come, dal punto di vista della potenza installata, sia la tecnologia a biomasse “complessiva” (impianti a biocombustibili convenzionali e termovalorizzatori) a detenere il primato provinciale, con circa 47 MW installati, cui corrispondono l’81% della potenza elettrica complessivamente installata in Provincia da fonte rinnovabile; il 43% della potenza elettrica installata deriva da impianti a biomasse convenzionali, mentre il 38% da termovalorizzatori.

Al secondo posto in Provincia, sempre in termini di potenza elettrica installata da fonte energetica rinnovabile, è la tecnologia fotovoltaica, cui corrispondono nel complesso circa 11,2 MW, il 19% della potenza complessivamente installata in Provincia da fonte rinnovabile.

In Figura 20.6 si è esplicitato il peso percentuale di ogni fonte energetica rinnovabile sul totale provinciale, in termini di potenza elettrica installata.

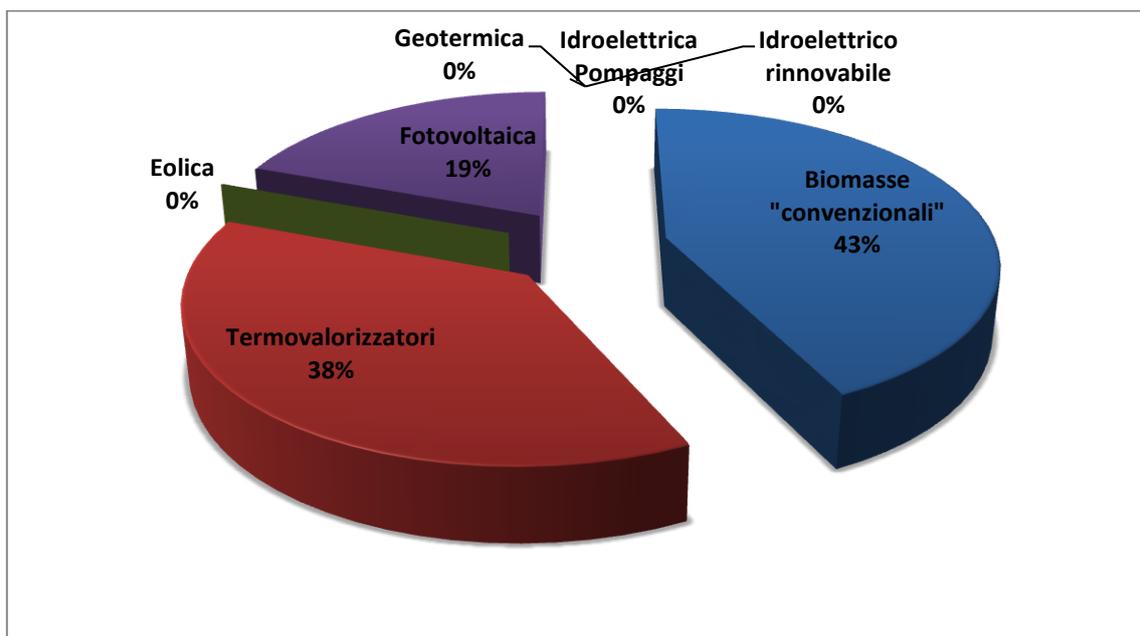


Figura 20.6: peso percentuale delle FER in termini di potenza elettrica installata nella Provincia di Ferrara al 2010

Si evidenzia, nel territorio della Provincia di Ferrara, la totale assenza di potenza elettrica installata da fonte eolica, geotermica e idrica (unica Provincia della Regione): questo fa sì che la ripartizione delle potenze installate da F.E.R. non risulti particolarmente omogenea, ma “concentrata” sulle due tecnologie (a biomasse e fotovoltaica) citate in precedenza.

20.3.3 - PRODUZIONE ELETTRICA LORDA: RIPARTIZIONE TRA LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Tale sproporzione (in termini di peso percentuale delle differenti fonti energetiche rinnovabili), risulta addirittura accentuarsi -rispetto a quanto evidenziato precedentemente considerando la potenza elettrica lorda installata- andando a considerare il peso percentuale delle differenti FER dal punto di vista della produzione elettrica lorda, come evidenziato in Figura 20.7.

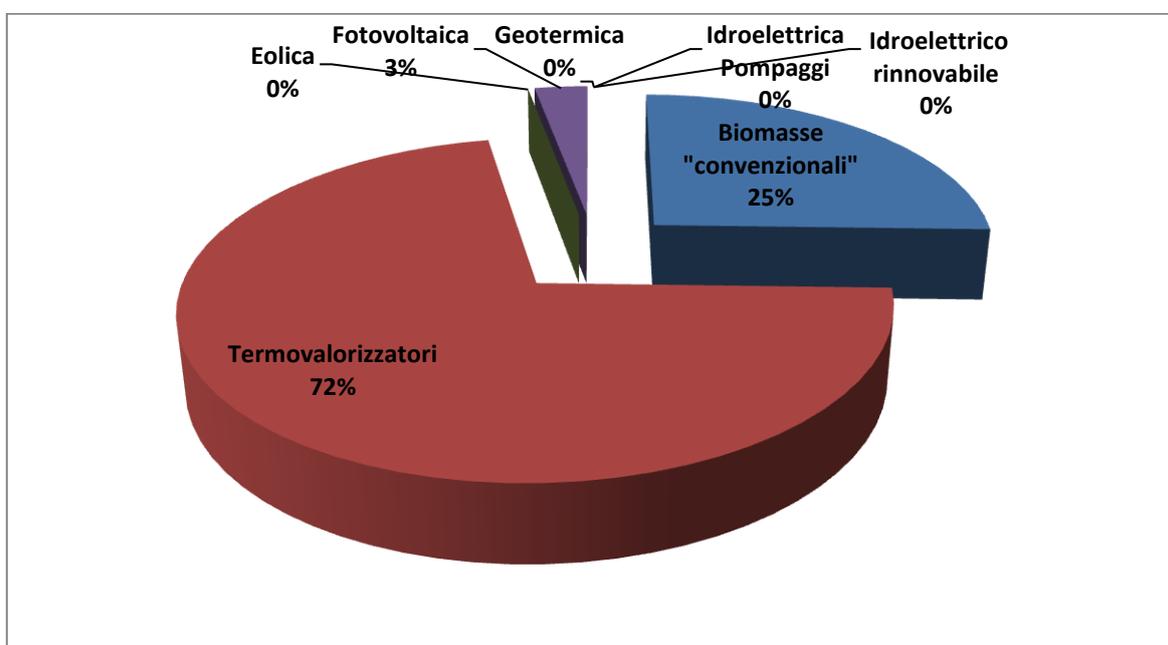


Figura 20.7: peso percentuale delle FER in termini di produzione elettrica stimata nella Provincia di Ferrara al 2010

La tecnologia fotovoltaica, infatti, che dal punto di vista della potenza elettrica complessivamente installata pesava per il 19% del totale provinciale da F.E.R, considerando la produzione elettrica lorda riduce il proprio peso percentuale ad appena il 3% (tenuto conto delle caratteristiche degli impianti fotovoltaici, caratterizzati da ridotta produzione e ridotto numero di ore di funzionamento).

Il restante 97% della produzione elettrica da fonte rinnovabile, nella Provincia di Ferrara, deriva da impianti a biocombustibili: il 72% del totale, dal termovalorizzatore, il 25% da impianti a biomasse "convenzionali".

Questo è il segno di una Provincia particolarmente orientata verso una tipologia di fonte energetica rinnovabile (le biomasse) e decisamente "assente" dal punto di vista delle altre tecnologie.

20.3.4 - CONTRIBUTO DELLE FER ALLA RICHIESTA ELETTRICA DELLA PROVINCIA

In base ai dati pubblicati da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), i consumi elettrici stimati per la Provincia di Ferrara al 2009 risultano pari a 2253,9 GWh totali: le fonti energetiche rinnovabili, quindi, si stima che incidano per il 10,9% sulla richiesta di energia elettrica provinciale.

Il peso percentuale delle differenti fonti energetiche rinnovabili sui consumi stimati al 2009 per la Provincia di Ferrara, è riportato nella Tabella seguente.

Contributo percentuale fonti energetiche rinnovabili a richiesta elettrica Provincia di Ferrara (2009)		
Fonte energetica rinnovabile	Produzione elettrica lorda stimata 2009 [GWh]	Peso percentuale sui consumi elettrici stimati per Provincia - 2009 (2253,9 [GWh])
Biocombustibili	238,5	10,58%
Eolica	0	0,00%
Fotovoltaica	7,2	0,32%
Geotermica	0	0%
Idroelettrica	0	0,00%
Totale FER Provincia	245,7	10,90%

Tale analisi è ulteriormente esplicitata in Figura 20.8.

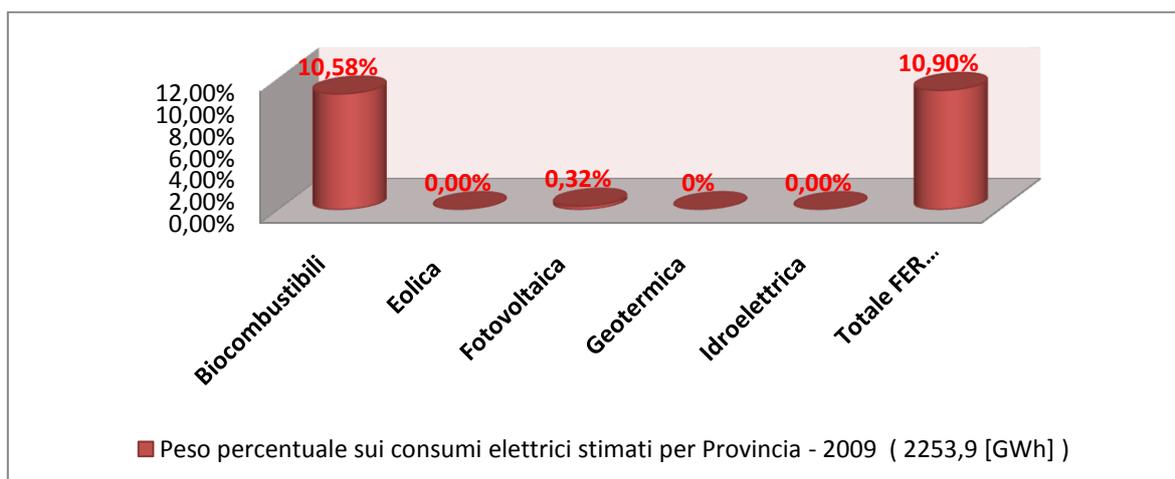


Figura 20.8: incidenza delle FER (produzione elettrica) sul CIL provinciale

Si verifica il peso quasi nullo della tecnologia fotovoltaica, in termini di produzione e il fatto che, pur essendo meno “sviluppate” che nella Provincia di Bologna, a Ferrara le FER pesano percentualmente di più sui consumi elettrici provinciali.

20.4 - PROVINCIA DI FORLÌ-CESENA

20.4.1 – PARCO RINNOVABILE IN ESERCIZIO AL 2010

Di seguito è stato riassunto lo stato –aggiornato all’ottobre 2010- delle fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Forlì-Cesena, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”).

Stato attuale complessivo Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Forlì-Cesena (2010)						
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Potenza termica installata stimata[MW_t]	Produzione elettrica lorda stimata 2009 [GWh]	Ore medie annue di funzionamento stimate 2009 [h/anno]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	8	5,4	2	8,7	1600
	Termovalorizzatori	1	22,1	46,5	79,5	3600
Eolica		0	0	0	0	0
Fotovoltaica		1143	17,07	0	11,2	656
Geotermica		n.d.	0	8,5	0	n.d.
Idroelettrica	Pompaggi	0	0	0	0	0
	Idroelettrico rinnovabile	16	14,1	0	56,7	4021
Totale Provincia		1168	58,7	57	156,1	

E' evidente, già da una prima analisi, il fatto che ogni fonte rinnovabile abbia un ruolo ed un'importanza percentuale differente a seconda del particolare punto di vista dalla quale venga considerata: per il numero di installazioni, ad esempio, la tecnologia leader è chiaramente quella fotovoltaica (numerose installazioni perlopiù di piccole dimensioni), mentre l'importanza relativa cambia a seconda che si vada a tenere conto della potenza elettrica installata o della produzione elettrica lorda.

Si evidenzia, già da questa prima analisi, una maggiore “distribuzione” in termini di potenza elettrica installata tra le varie fonti energetiche rinnovabili, rispetto a quanto considerato per le Province precedenti.

Lo stato delle fonti energetiche rinnovabili nella Provincia di Forlì-Cesena, espresso in termini di numero di impianti installati, potenza elettrica ad essi associata, potenza termica stimata installata e produzione elettrica lorda, è ulteriormente esplicitato in Figura 20.9.

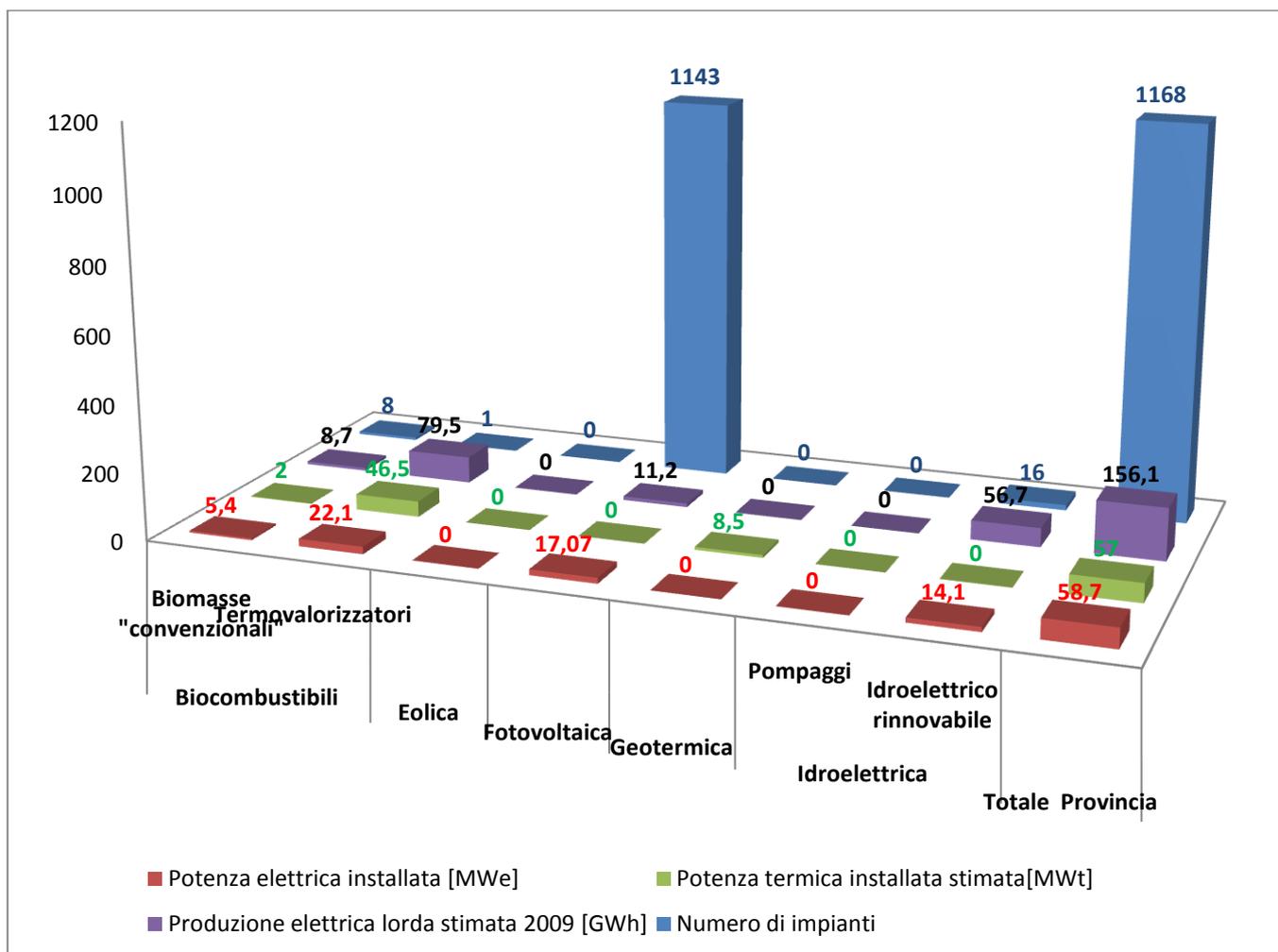


Figura 20.9: stato del parco “rinnovabile” in esercizio nella Provincia di Forlì-Cesena al 2010

Nel seguito si andrà a considerare la ripartizione percentuale –tra le varie fonti energetiche rinnovabili- della potenza elettrica lorda installata sul territorio provinciale, nonché della produzione elettrica lorda, che sarà così confrontata con la richiesta (in termini di consumi energetici) stimata –al 31/12/2009- per la Provincia stessa: tale dato proviene da Terna (vedi “Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), ed è contenuto nel capitolo dedicato alla Regione Emilia Romagna.

20.4.2 - POTENZA ELETTRICA LORDA: RIPARTIZIONE TRA LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Si evidenzia come, dal punto di vista della potenza installata, sia la tecnologia a biomasse “complessiva” (impianti a biocombustibili convenzionali e termovalorizzatori) a detenere il primato provinciale, con circa 27,5 MW installati, cui corrisponde il 47% della potenza elettrica complessivamente installata in Provincia da fonte rinnovabile; solamente il 9% della potenza elettrica installata deriva da impianti a biomasse convenzionali, mentre il 38% da termovalorizzatori.

Al secondo posto in Provincia, sempre in termini di potenza elettrica installata da fonte energetica rinnovabile, è la tecnologia fotovoltaica, cui corrispondono nel complesso circa 17,7 MW, il 29% della potenza complessivamente installata in Provincia da fonte rinnovabile: nella Provincia di Forlì-Cesena, dunque, questa fonte risulta essere decisamente presente. Al terzo posto è la fonte idroelettrica rinnovabile, con 14,1 MW installati, cui corrisponde il 24% della potenza elettrica complessivamente installata in Regione da fonte rinnovabile.

In Figura 20.10 si è esplicitato il peso percentuale di ogni fonte energetica rinnovabile sul totale provinciale, in termini di potenza elettrica installata.

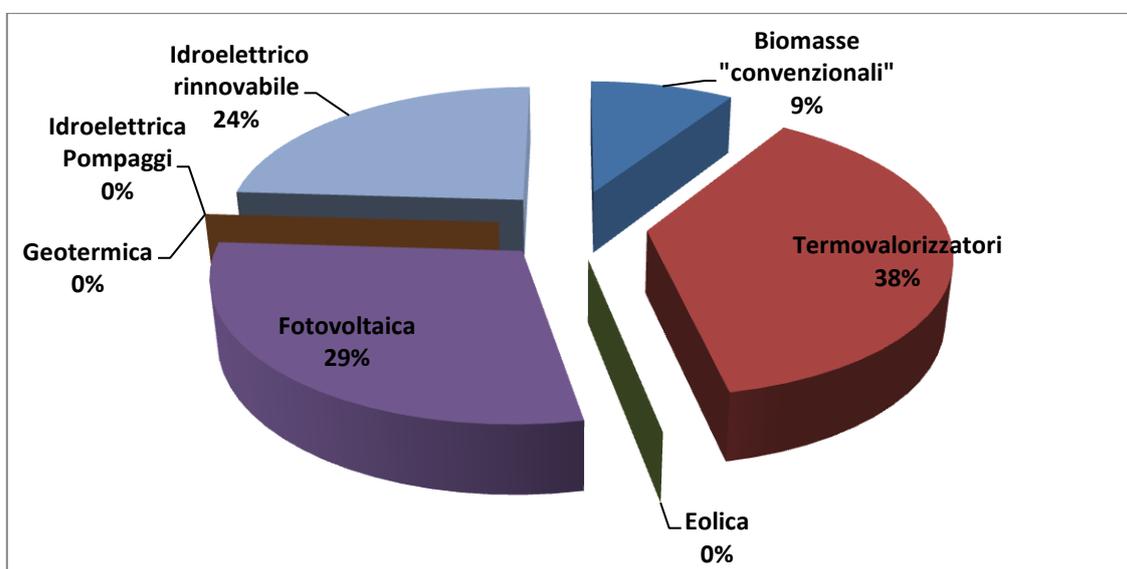


Figura 20.10: peso percentuale delle FER in termini di potenza elettrica installata nella Provincia di Forlì-Cesena al 2010

Si evidenzia l'assenza della tecnologia eolica, idroelettrica di puro pompaggio e di quella geotermica; nel complesso, però, la potenza elettrica da FER risulta essere distribuita tra le fonti in maniera decisamente più omogenea di quanto non risultasse nel caso delle altre Province precedentemente considerate.

20.4.3 - PRODUZIONE ELETTRICA LORDA: RIPARTIZIONE TRA LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Tale distribuzione (in termini di peso percentuale delle differenti fonti energetiche rinnovabili), risulta meno omogenea -rispetto a quanto evidenziato precedentemente considerando la potenza elettrica lorda installata- andando a considerare il peso percentuale delle differenti fonti energetiche rinnovabili dal punto di vista della produzione elettrica lorda, come evidenziato in Figura 20.11.

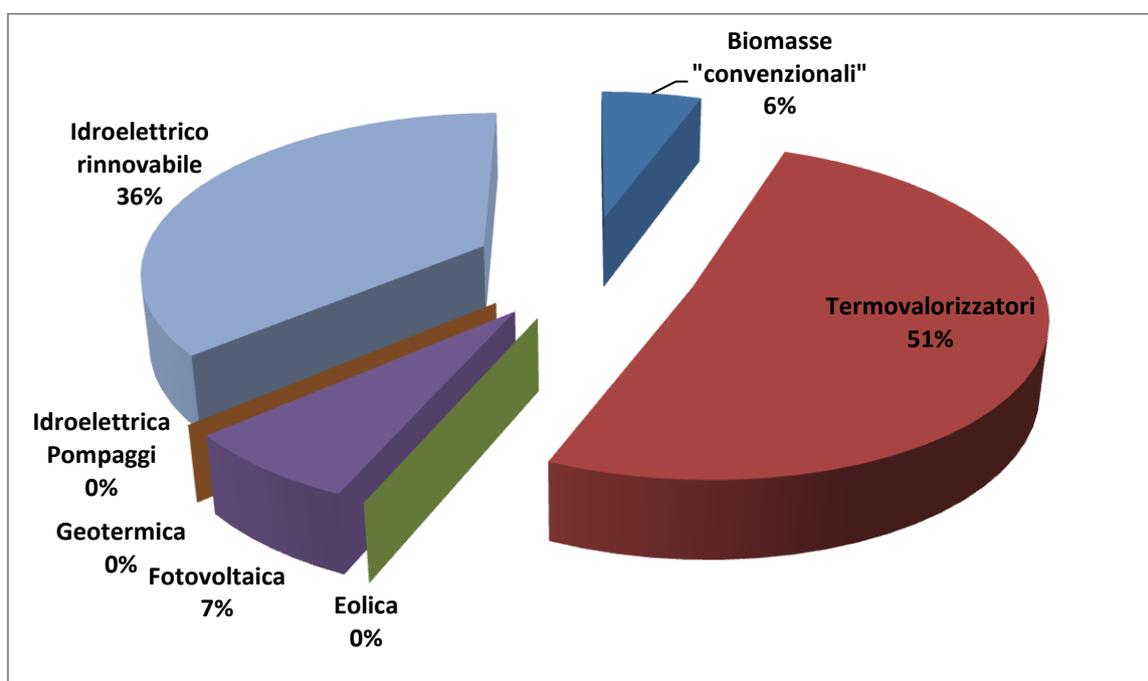


Figura 20.11: peso percentuale delle FER in termini di produzione elettrica stimata nella Provincia di Forlì-Cesena al 2010

Considerando la produzione elettrica lorda, la tecnologia a biomasse assume il primato assoluto, con il 57% dell'energia elettrica complessivamente prodotta in Provincia da FER (il 51% deriva dal termovalorizzatore e il 6% dagli impianti "convenzionali").

La tecnologia idroelettrica rinnovabile mantiene un peso importante, con 56,7 GWh prodotti, cui corrisponde il 36% dell'energia elettrica derivante da impianti a fonte rinnovabile.

La fonte fotovoltaica, invece, manifesta come di consueto un peso decisamente più ridotto rispetto al corrispettivo di potenza elettrica installata, con il 7% della produzione elettrica provinciale da biomasse (11,2 GWh).

20.4.4 - CONTRIBUTO DELLE FER ALLA RICHIESTA ELETTRICA DELLA PROVINCIA

In base ai dati pubblicati da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), i consumi elettrici stimati per la Provincia di Forlì-Cesena al 2009 risultano pari a 1843 GWh totali: le fonti energetiche rinnovabili, quindi, si stima che incidano per l’8,5 % circa sulla richiesta di energia elettrica provinciale.

Il peso percentuale delle differenti fonti energetiche rinnovabili sui consumi stimati al 2009 per la Provincia di Forlì-Cesena, è riportato nella Tabella seguente.

Contributo percentuale fonti energetiche rinnovabili a richiesta elettrica Provincia di Forlì-Cesena (2009)		
Fonte energetica rinnovabile	Produzione elettrica lorda stimata 2009 [GWh]	Peso percentuale sui consumi elettrici stimati per Provincia - 2009 (1843 [GWh])
Biocombustibili	88,2	4,78%
Eolica	0	0,00%
Fotovoltaica	11,2	0,60%
Geotermica	0	0%
Idroelettrica	56,7	3,08%
Totale FER Provincia	156,1	8,47%

Tale analisi è esplicitata in Figura 20.12:

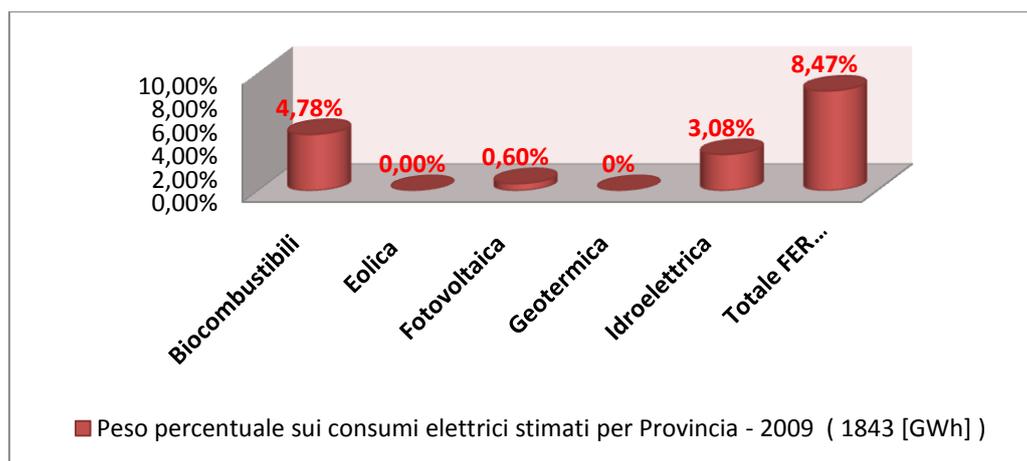


Figura 20.12: incidenza delle FER (produzione elettrica) sul CIL provinciale

Il peso percentuale complessivo delle FER sul totale dei consumi provinciali stimati al 2009 risulta quindi essere più ridotto rispetto a quanto ricavato per le Province precedentemente considerate: la percentuale più rilevante risulta essere legata alla tecnologia a biocombustibili, che copre quasi il 5% dei consumi provinciali.

20.5 - PROVINCIA DI MODENA

20.5.1 – PARCO RINNOVABILE IN ESERCIZIO AL 2010

Di seguito è stato riassunto lo stato –aggiornato all’ottobre 2010- delle fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Modena, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”).

Stato attuale complessivo Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Modena (2010)						
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Potenza termica installata stimata[MW_t]	Produzione elettrica lorda stimata 2009 [GWh]	Ore medie annue di funzionamento stimate 2009 [h/anno]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	6	3,6	10	5	1400
	Termovalorizzatori	1	29,4	105,7	32,8	1115
Eolica		0	0	0	0	0
Fotovoltaica		1700	19,371	0	11,8	609
Geotermica		n.d.	0	0,234	0	n.d.
Idroelettrica	Pompaggi	0	0	0	0	0
	Idroelettrico rinnovabile	12	54,6	0	155,8	2853
Totale Provincia		1719	107	115,9	205,4	

E' evidente, già da una prima analisi, il fatto che ogni fonte rinnovabile abbia un ruolo ed un'importanza percentuale differente a seconda del particolare punto di vista dalla quale venga considerata: per il numero di installazioni, ad esempio, la tecnologia leader è chiaramente quella fotovoltaica (numerose installazioni perlopiù di piccole dimensioni), mentre l'importanza relativa cambia a seconda che si vada a tenere conto della potenza elettrica installata o della produzione elettrica lorda.

Si evidenzia, già da questa prima analisi, una minore “distribuzione” in termini di produzione elettrica derivante dalle varie fonti energetiche rinnovabili, rispetto a quanto considerato per le Province precedenti.

Lo stato delle fonti energetiche rinnovabili nella Provincia di Modena, espresso in termini di numero di impianti installati, potenza elettrica ad essi associata, potenza termica stimata installata e produzione elettrica lorda, è ulteriormente esplicitato IN Figura 20.13.

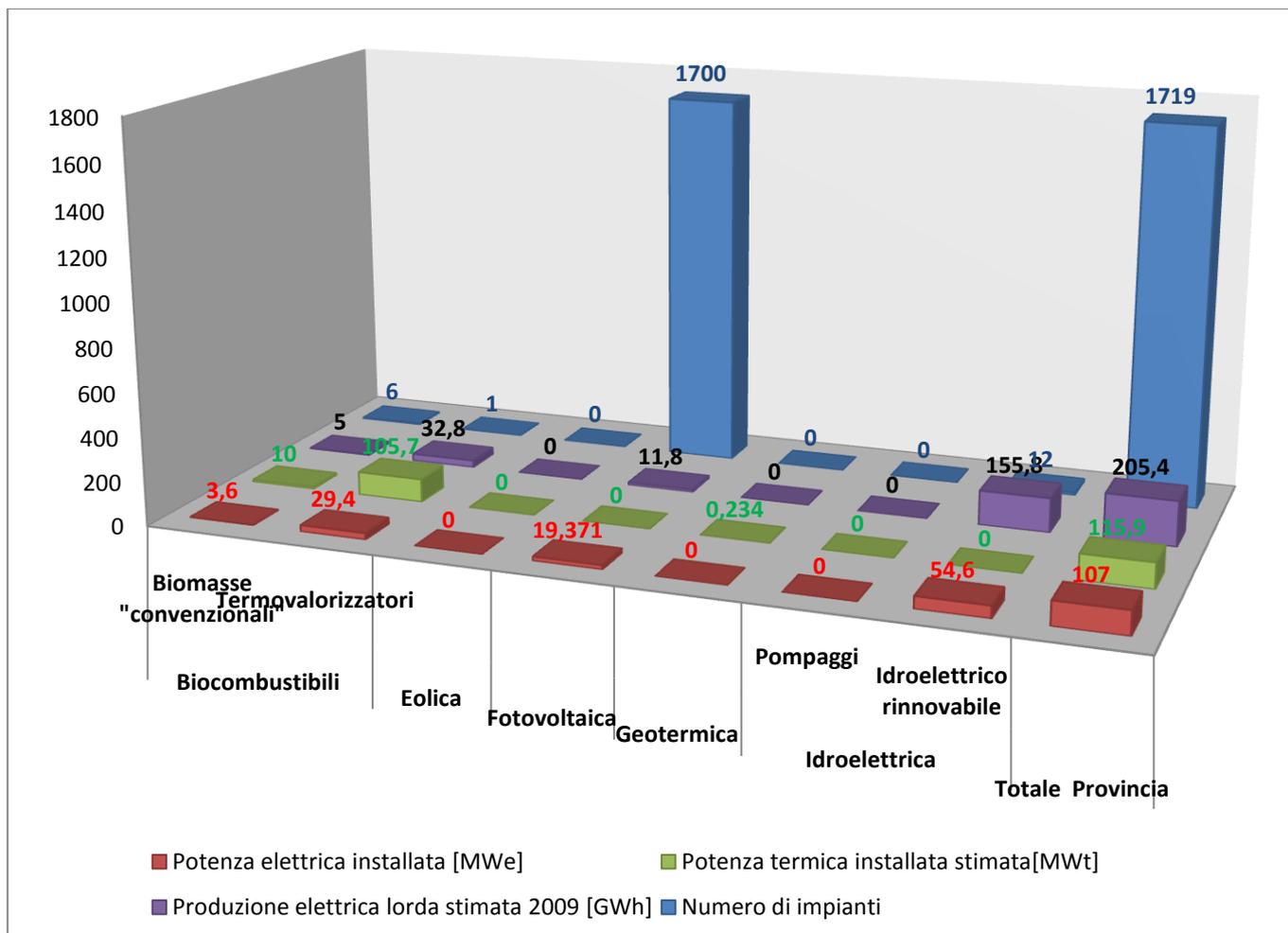


Figura 20.13: stato del parco “rinnovabile” in esercizio nella Provincia di Modena al 2010

Nel seguito si andrà a considerare la ripartizione percentuale –tra le varie fonti energetiche rinnovabili- della potenza elettrica lorda installata sul territorio provinciale, nonché della produzione elettrica lorda, che sarà così confrontata con la richiesta (in termini di consumi energetici) stimata –al 31/12/2009- per la Provincia stessa: tale dato proviene da Terna (vedi “Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), ed è contenuto nel capitolo dedicato alla Regione Emilia Romagna.

20.5.2 - POTENZA ELETTRICA LORDA: RIPARTIZIONE TRA LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Si evidenzia come, dal punto di vista della potenza installata, sia la tecnologia a idroelettrica “rinnovabile” (non ci sono infatti impianti di puro pompaggio) a detenere il primato provinciale, con circa 54,6 MW installati, cui corrisponde il 51% della potenza elettrica complessivamente installata in Provincia da fonte rinnovabile.

La seconda fonte energetica rinnovabile del territorio, in termini di potenza elettrica installata, risulta quella a biocombustibili, che pesa per il 31% del totale (anche se gli impianti a biomasse “convenzionali” incidono solamente per il 3% della potenza installata a livello provinciale, il restante 28% è associato a termovalorizzatori).

Al terzo posto in Provincia, sempre in termini di potenza elettrica installata da fonte energetica rinnovabile, è la tecnologia fotovoltaica, cui corrispondono nel complesso quasi 20 MW, il 18% della potenza complessivamente installata in Provincia da fonte rinnovabile: nella Provincia di Modena, dunque, questa fonte risulta essere decisamente presente.

In Figura 20.14 si è esplicitato il peso percentuale di ogni fonte energetica rinnovabile sul totale provinciale, in termini di potenza elettrica installata.

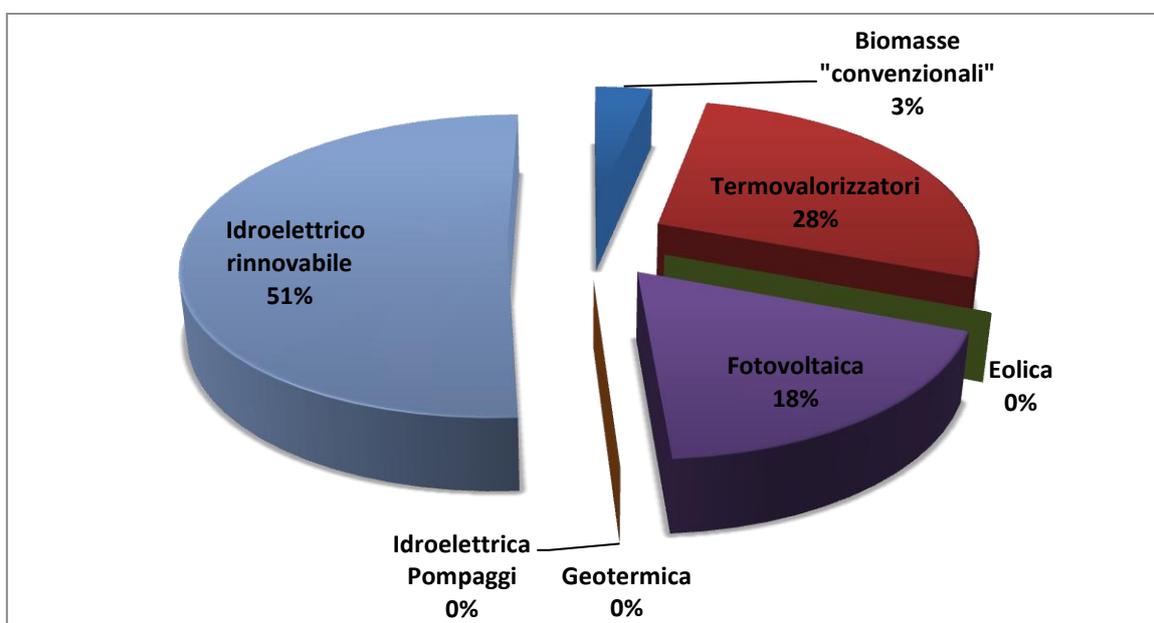


Figura 20.14: peso percentuale delle FER in termini di potenza elettrica installata nella Provincia di Modena al 2010

Si evidenzia anche in questo caso l'assenza sul territorio della fonte eolica, di quella geotermica e di quella idrica di puro pompaggio.

20.5.3 - PRODUZIONE ELETTRICA LORDA: RIPARTIZIONE TRA LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Tale distribuzione (in termini di peso percentuale delle differenti fonti energetiche rinnovabili), risulta meno omogenea -rispetto a quanto evidenziato precedentemente considerando la potenza elettrica lorda installata- andando a considerare il peso percentuale delle differenti fonti energetiche rinnovabili dal punto di vista della produzione elettrica lorda, come evidenziato in Figura 20.15.

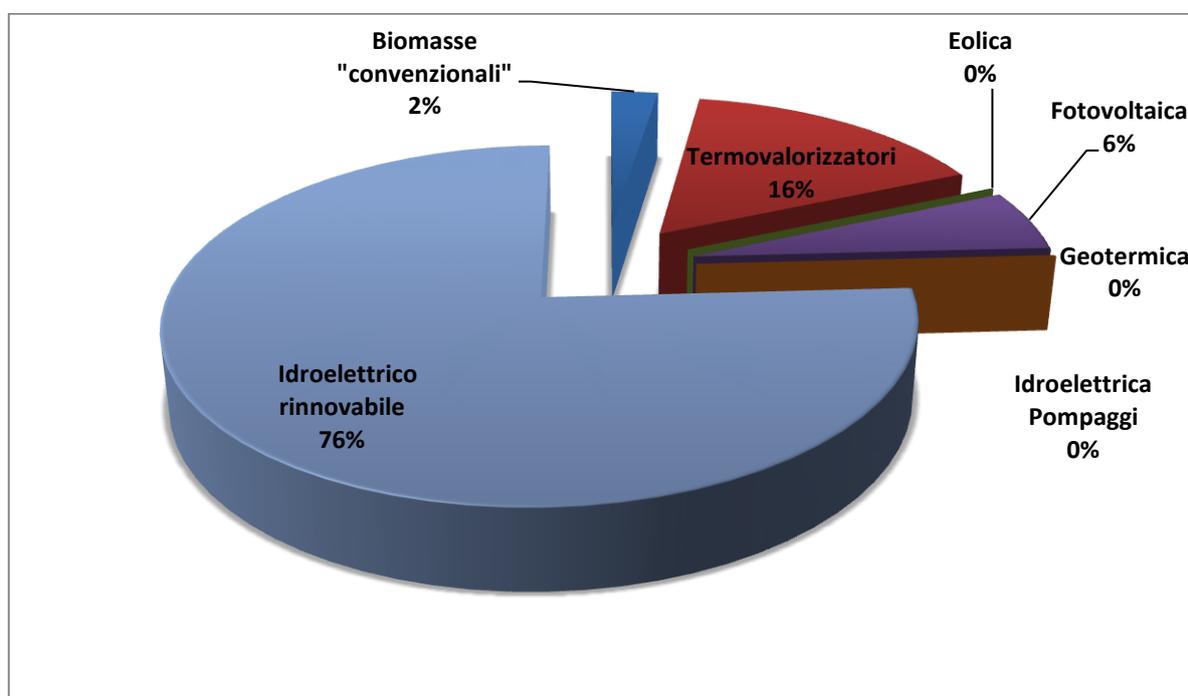


Figura 20.15: peso percentuale delle FER in termini di produzione elettrica stimata nella Provincia di Modena al 2010

Ben il 76% della produzione elettrica stimata per la Provincia di Modena al 2009, infatti, deriva dalla fonte idroelettrica rinnovabile (circa 156 GWh); la fonte fotovoltaica, che in termini di potenza installata incide per il 18%, riduce il suo contributo ad appena il 6% dal punto di vista della produzione elettrica (11,8 GWh).

Al secondo posto risulta dunque essere la tecnologia a biomasse, che contribuisce con il 18% dell'energia elettrica complessivamente prodotta in Provincia da fonti rinnovabili (il 16% dal termovalorizzatore e il 2% da impianti a biomasse convenzionali), con 38 GWh complessivi.

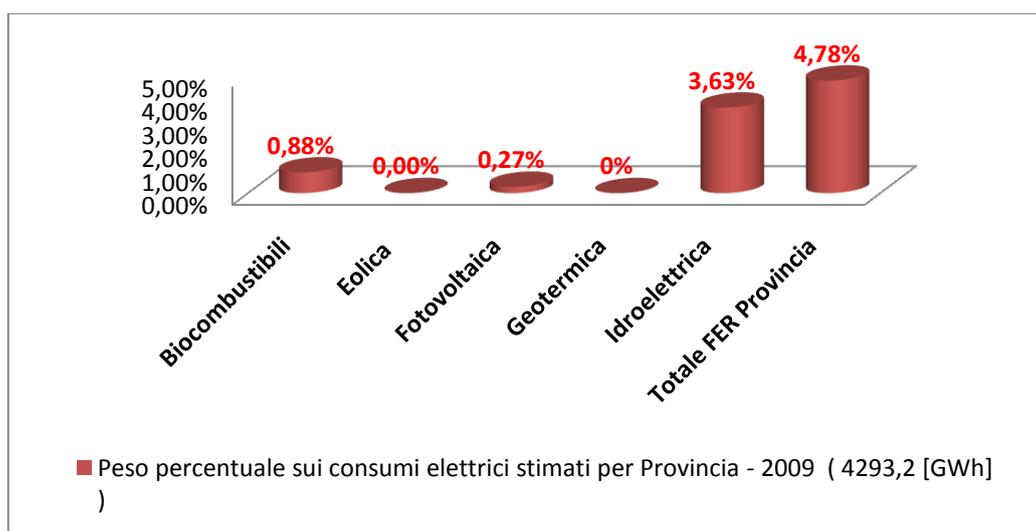
20.5.4 - CONTRIBUTO DELLE FER ALLA RICHIESTA ELETTRICA DELLA PROVINCIA

In base ai dati pubblicati da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), i consumi elettrici stimati per la Provincia di Modena al 2009 risultano pari a 4293,2 GWh totali: le fonti energetiche rinnovabili, quindi, si stima che incidano per meno del 5% sulla richiesta di energia elettrica provinciale.

Il peso percentuale delle differenti fonti energetiche rinnovabili sui consumi stimati al 2009 per la Provincia di Modena, è riportato nella Tabella seguente.

Contributo percentuale fonti energetiche rinnovabili a richiesta elettrica Provincia di Modena (2009)		
Fonte energetica rinnovabile	Produzione elettrica lorda stimata 2009 [GWh]	Peso percentuale sui consumi elettrici stimati per Provincia - 2009 (4293,2 [GWh])
Biocombustibili	37,8	0,88%
Eolica	0	0,00%
Fotovoltaica	11,8	0,27%
Geotermica	0	0%
Idroelettrica	155,8	3,63%
Totale FER Provincia	205,4	4,78%

Tale analisi è ulteriormente esplicitata all’interno di Figura 20.16.



Si evidenzia come, nella Provincia di Modena, le FER abbiano un peso ridotto sui consumi elettrici provinciali, rispetto a quanto evidenziato per le Province precedenti. La tecnologia che maggiormente contribuisce al bilancio è quella idrica.

20.6 - PROVINCIA DI PARMA

20.6.1 – PARCO RINNOVABILE IN ESERCIZIO AL 2010

Di seguito è stato riassunto lo stato –aggiornato all’ottobre 2010- delle fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Parma, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”).

Stato attuale complessivo Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Parma (2010)						
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Potenza termica installata stimata[MW_t]	Produzione elettrica lorda stimata 2009 [GWh]	Ore medie annue di funzionamento stimate 2009 [h/anno]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	3	1,15	0,335	1,7	1500
	Termovalorizzatori	0	0	0	0	0
Eolica		0	0	0	0	0
Fotovoltaica		663	8,409	0	3,8	452
Geotermica		4	0	1,3	0	n.d.
Idroelettrica	Pompaggi	0	0	0	0	0
	Idroelettrico rinnovabile	15	42,3	0	151	3569
Totale Provincia		685	51,9	1,6	156,5	

E' evidente, già da una prima analisi, il fatto che ogni fonte rinnovabile abbia un ruolo ed un'importanza percentuale differente a seconda del particolare punto di vista dalla quale venga considerata: per il numero di installazioni, ad esempio, la tecnologia leader è chiaramente quella fotovoltaica (numerose installazioni perlopiù di piccole dimensioni), mentre l'importanza relativa cambia a seconda che si vada a tenere conto della potenza elettrica installata o della produzione elettrica lorda. Si evidenzia, già da questa prima analisi, una minore “distribuzione” in termini di produzione elettrica derivante dalle varie fonti energetiche rinnovabili, rispetto a quanto considerato per le Province precedenti: a contribuire in massima parte è la tecnologia idroelettrica rinnovabile.

Lo stato delle fonti energetiche rinnovabili nella Provincia di Parma, espresso in termini di numero di impianti installati, potenza elettrica ad essi associata, potenza termica stimata installata e produzione elettrica lorda, è ulteriormente esplicitato in Figura 20.17.

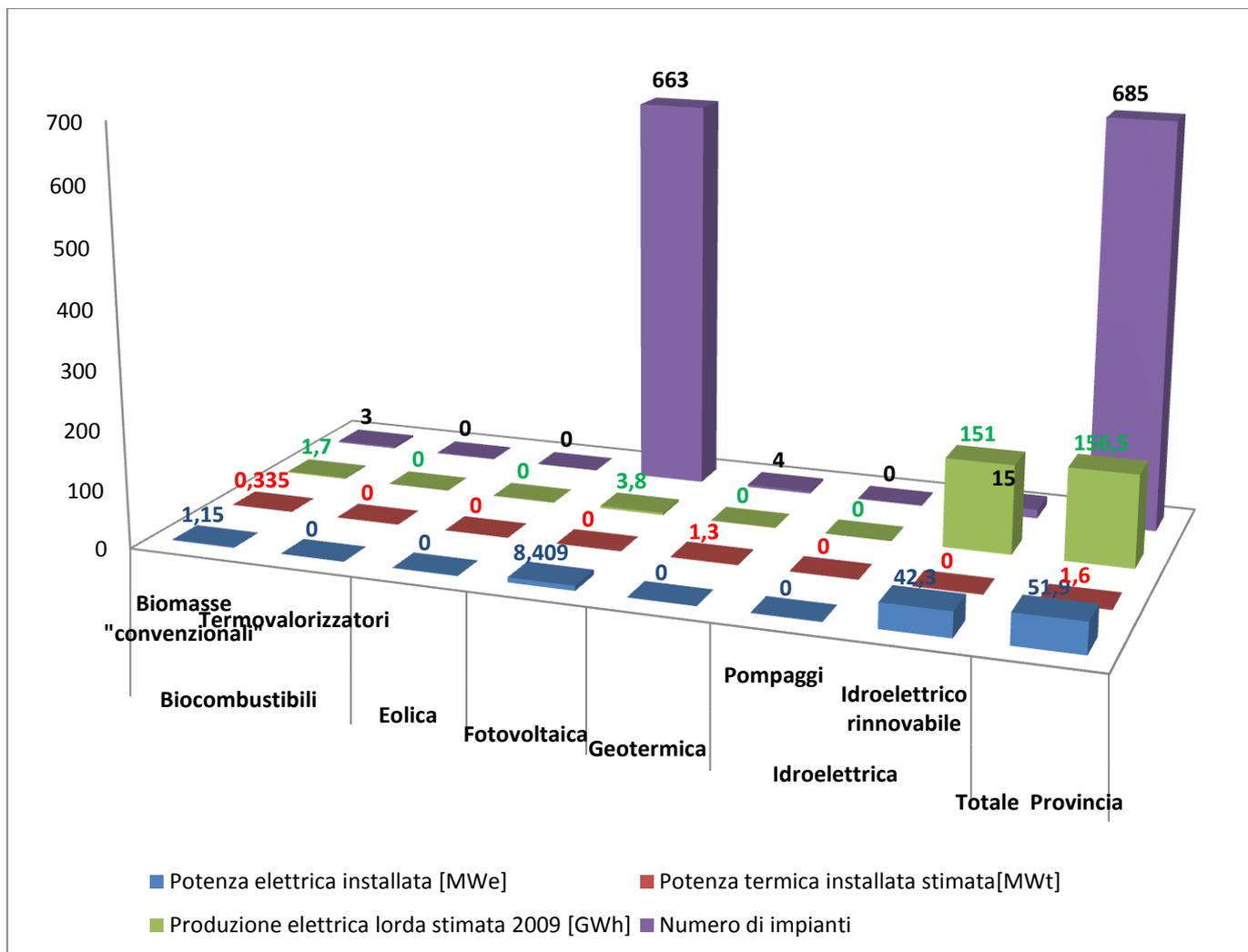


Figura 20.17: stato del parco “rinnovabile” in esercizio nella Provincia di Parma al 2010

Nel seguito si andrà a considerare la ripartizione percentuale –tra le varie fonti energetiche rinnovabili- della potenza elettrica lorda installata sul territorio provinciale, nonché della produzione elettrica lorda, che sarà così confrontata con la richiesta (in termini di consumi energetici) stimata –al 31/12/2009- per la Provincia stessa: tale dato proviene da Terna (vedi “Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), ed è contenuto nel capitolo dedicato alla Regione Emilia Romagna.

20.6.2 - POTENZA ELETTRICA LORDA: RIPARTIZIONE TRA LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Si evidenzia come, dal punto di vista della potenza installata, sia la tecnologia idroelettrica rinnovabile a detenere il primato provinciale, con circa 42,3 MW installati, cui corrisponde ben l'82% della potenza elettrica complessivamente installata in Provincia da fonte rinnovabile (Figura 20.18).

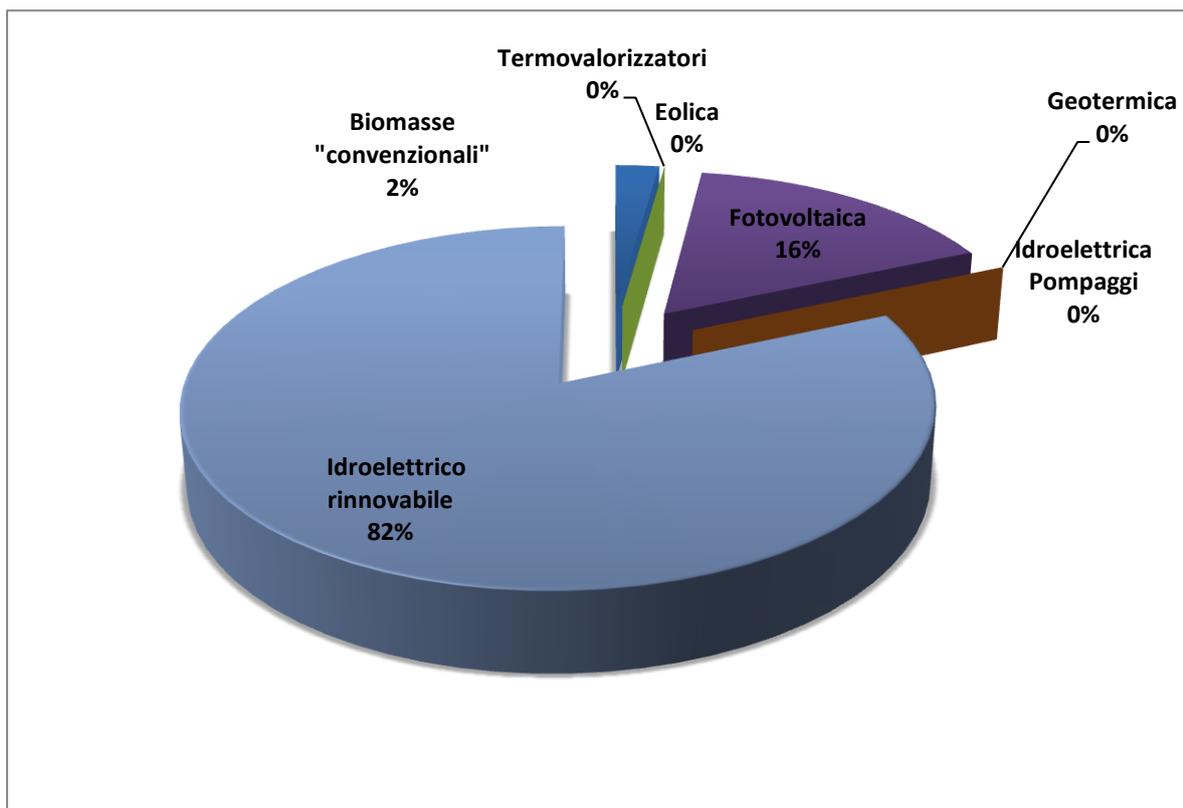


Figura 20.18: peso percentuale delle FER in termini di potenza elettrica installata nella Provincia di Parma al 2010

Al secondo posto in Provincia, sempre in termini di potenza elettrica installata da fonte energetica rinnovabile, è la tecnologia fotovoltaica, cui corrispondono nel complesso circa 8,4 MW, il 16% della potenza complessivamente installata in Provincia da fonte rinnovabile: nella Provincia di Parma, dunque, questa fonte risulta essere decisamente presente.

Al terzo posto è la fonte a biomasse "convenzionali" (la Provincia di Parma è l'unica in cui non c'è la presenza di termovalorizzatori) cui corrisponde il 2% della potenza elettrica complessivamente installata in Provincia (circa 1,15 MW).

20.6.3 - PRODUZIONE ELETTRICA LORDA: RIPARTIZIONE TRA LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

La distribuzione (in termini di peso percentuale delle differenti fonti energetiche rinnovabili), risulta assai meno omogenea -rispetto a quanto evidenziato precedentemente considerando la potenza elettrica lorda installata- andando a considerare il peso percentuale delle differenti fonti energetiche rinnovabili dal punto di vista della produzione elettrica lorda, come evidenziato in Figura 20.19.

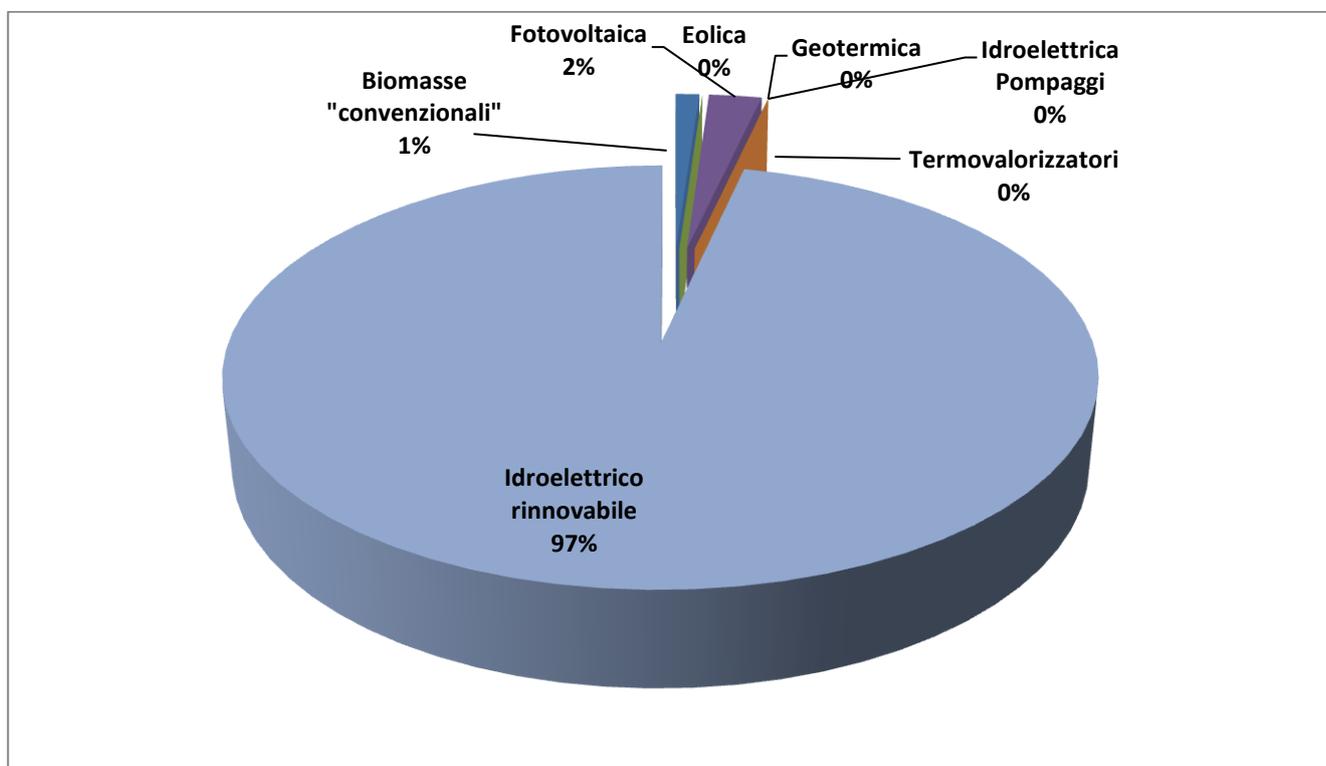


Figura 20.19: peso percentuale delle FER in termini di produzione elettrica stimata nella Provincia di Parma al 2010

La quasi totalità della produzione elettrica da fonte rinnovabile deriva infatti da impianti idroelettrici rinnovabili, che coprono il 97% della produzione elettrica lorda provinciale, ossia 151 GWh.

La restante quota di produzione è associata ad installazioni fotovoltaiche (3,8 GWh, cui corrisponde il 2% della produzione elettrica provinciale da FER) e ad impianti a biocombustibili convenzionali (1,7 GWh, ossia l'1% della produzione elettrica provinciale da fonte energetica rinnovabile).

20.6.4 - CONTRIBUTO DELLE FER ALLA RICHIESTA ELETTRICA DELLA PROVINCIA

In base ai dati pubblicati da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), i consumi elettrici stimati per la Provincia di Parma al 2009 risultano pari a 3124,2 GWh totali: le fonti energetiche rinnovabili, quindi, si stima che incidano per il % sulla richiesta di energia elettrica provinciale.

Il peso percentuale delle differenti fonti energetiche rinnovabili sui consumi stimati al 2009 per la Provincia di Parma, è riportato nella Tabella seguente.

Contributo percentuale fonti energetiche rinnovabili a richiesta elettrica Provincia di Parma (2009)		
Fonte energetica rinnovabile	Produzione elettrica lorda stimata 2009 [GWh]	Peso percentuale sui consumi elettrici stimati per Provincia - 2009 (3124,2 [GWh])
Biocombustibili	1,7	0,05%
Eolica	0	0,00%
Fotovoltaica	3,8	0,12%
Geotermica	0	0%
Idroelettrica	151	4,83%
Totale FER Provincia	156,5	5,00%

Tale analisi è ulteriormente esplicitata all’interno del Grafico seguente:

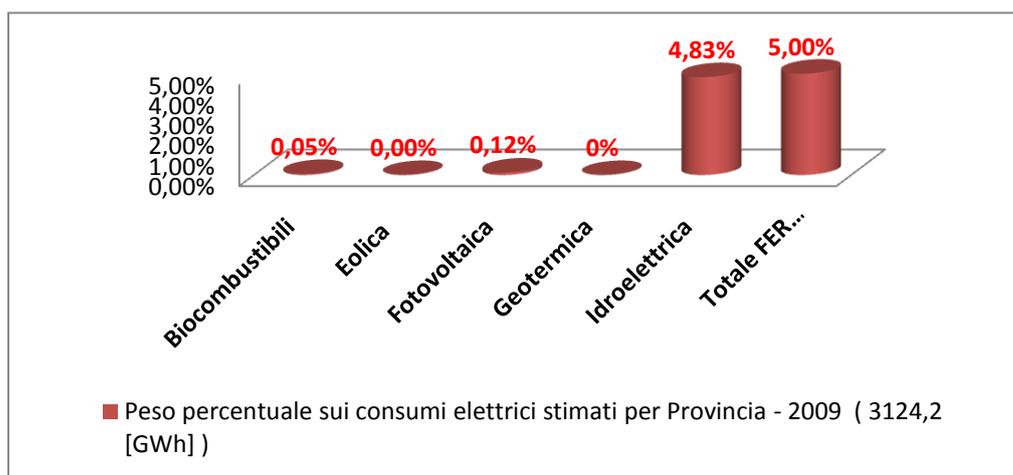


Figura 20.20: incidenza delle FER (produzione elettrica) sul CIL provinciale

Si evidenzia anche sulla Provincia di Parma un peso ridotto delle FER sui consumi provinciali stimati al 2009; la quasi totalità della produzione è associata a impianti idroelettrici, mentre si segnala l’assenza di quasi tutte le altre fonti.

20.7 - PROVINCIA DI PIACENZA

20.7.1 – PARCO RINNOVABILE IN ESERCIZIO AL 2010

Di seguito è stato riassunto lo stato –aggiornato all’ottobre 2010- delle fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Piacenza, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”).

Stato attuale complessivo Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Piacenza (2010)						
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Potenza termica installata stimata[MW_t]	Produzione elettrica lorda stimata 2009 [GWh]	Ore medie annue di funzionamento stimate 2009 [h/anno]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	4	1	2,3	2,4	2400
	Termovalorizzatori	1	11,3	7	38,6	3416
Eolica		0	0	0	0	0
Fotovoltaica		472	9,129	0	3,8	416
Geotermica		n.d.	0	0	0	n.d.
Idroelettrica	Pompaggi	0	0	0	0	0
	Idroelettrico rinnovabile	7	105,8	0	557	5265
Totale Provincia		484	127,2	9,3	601,8	

E' evidente, già da una prima analisi, il fatto che ogni fonte rinnovabile abbia un ruolo ed un'importanza percentuale differente a seconda del particolare punto di vista dalla quale venga considerata: per il numero di installazioni, ad esempio, la tecnologia leader è chiaramente quella fotovoltaica (numerose installazioni perlopiù di piccole dimensioni), mentre l'importanza relativa cambia a seconda che si vada a tenere conto della potenza elettrica installata o della produzione elettrica lorda.

Si evidenzia, già da questa prima analisi, la grandissima rilevanza della fonte idroelettrica (presente nella Provincia di Piacenza come in nessun altro distretto regionale) sulla situazione globale delle fonti energetiche rinnovabili.

Lo stato delle fonti energetiche rinnovabili nella Provincia di Piacenza, espresso in termini di numero di impianti installati, potenza elettrica ad essi associata, potenza termica stimata installata e produzione elettrica lorda, è ulteriormente esplicitato in Figura 20.21.

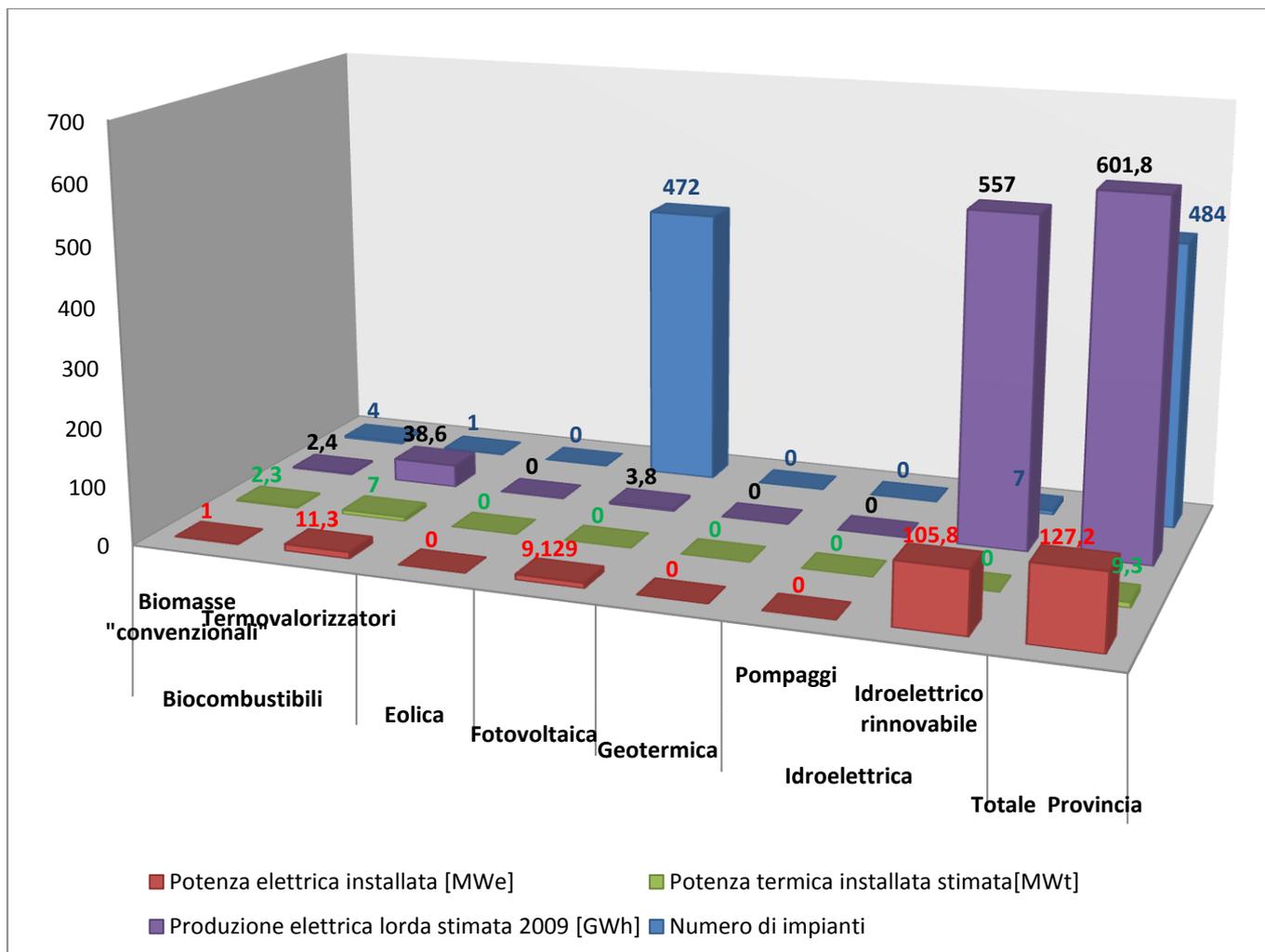


Figura 20.21: stato del parco “rinnovabile” in esercizio nella Provincia di Bologna al 2010

Nel seguito si andrà a considerare la ripartizione percentuale –tra le varie fonti energetiche rinnovabili- della potenza elettrica lorda installata sul territorio provinciale, nonché della produzione elettrica lorda, che sarà così confrontata con la richiesta (in termini di consumi energetici) stimata –al 31/12/2009- per la Provincia stessa: tale dato proviene da Terna (vedi “Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), ed è contenuto nel capitolo dedicato alla Regione Emilia Romagna.

20.7.2 - POTENZA ELETTRICA LORDA: RIPARTIZIONE TRA LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Si evidenzia come, dal punto di vista della potenza installata, sia la tecnologia idroelettrica “rinnovabile” (sul territorio della Provincia non sono presenti impianti di puro pompaggio) a detenere il primato provinciale, con circa 106 MW installati (è la Provincia della Regione con la maggior potenza idrica rinnovabile installata), cui corrisponde l’83% della potenza elettrica complessivamente installata in Provincia da fonte rinnovabile.

Al secondo posto in Provincia, sempre in termini di potenza elettrica installata da fonte energetica rinnovabile, è la tecnologia a biomasse, cui corrispondono nel complesso circa 12,3 MW, il 10% della potenza complessivamente installata in Provincia da fonte rinnovabile: di questi, 11,3 MW sono associati al termovalorizzatore (che copre il 9% della potenza “rinnovabile” installata in Provincia) e 1 MW (l’1% del totale provinciale da FER) a impianti a biomasse “convenzionali”.

In Figura 20.22 si è esplicitato il peso percentuale di ogni fonte energetica rinnovabile sul totale provinciale, in termini di potenza elettrica installata.

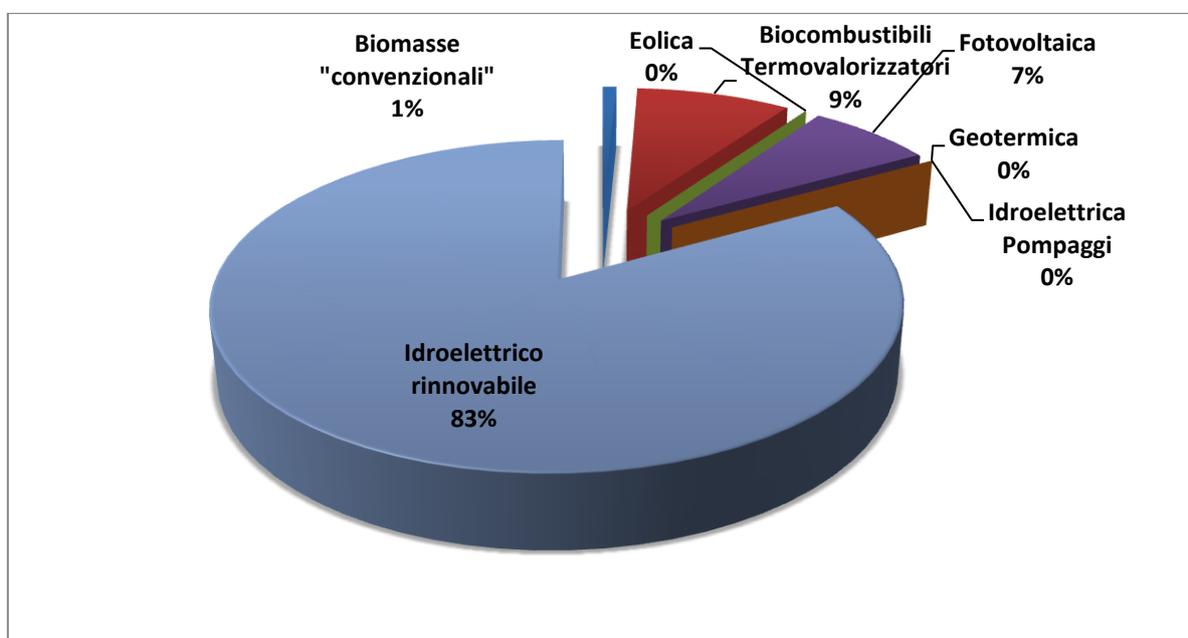


Figura 20.22: peso percentuale delle FER in termini di potenza elettrica installata nella Provincia di Piacenza al 2010

La tecnologia fotovoltaica con circa 9 MW installati, copre il 7% del totale provinciale di potenza derivante da fonti energetiche rinnovabili.

20.7.3 - PRODUZIONE ELETTRICA LORDA: RIPARTIZIONE TRA LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Tale sproporzione tra le fonti energetiche rinnovabili (in termini di peso percentuale delle differenti fonti energetiche rinnovabili), risulta meno omogenea -rispetto a quanto evidenziato precedentemente considerando la potenza elettrica lorda installata- andandone a considerare il "peso percentuale" dal punto di vista della produzione elettrica lorda, come evidenziato dal Grafico seguente.

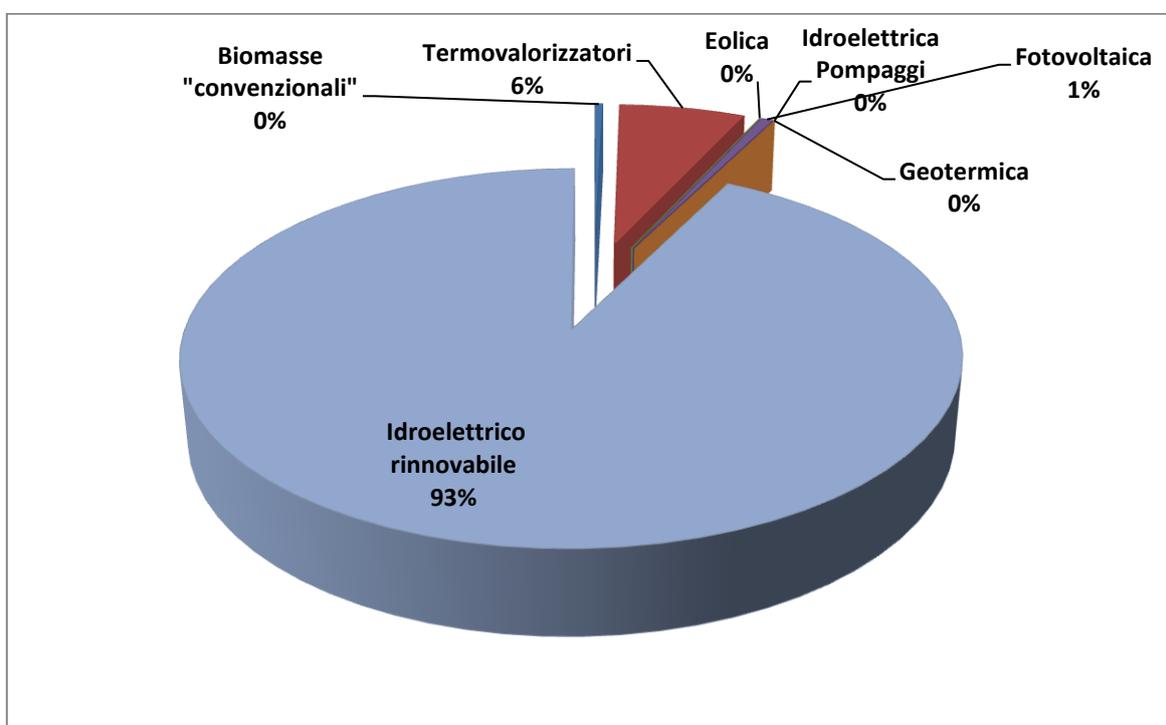


Figura 20.23: peso percentuale delle FER in termini di produzione elettrica stimata nella Provincia di Piacenza al 2010

Si evidenzia infatti che ben il 93% (cioè la quasi totalità, 553 GWh stimati per il 2009) della produzione elettrica lorda deriva da fonte idroelettrica rinnovabile.

Il resto della produzione elettrica lorda da fonte rinnovabile deriva da termovalorizzatori (38,6 GWh, che corrispondono al 6% totale provinciale della produzione elettrica lorda da fonti rinnovabili) e dalla fonte fotovoltaica (3,8 GWh, 1% del totale provinciale).

I 2,4 GWh derivanti da fonte a biocombustibili convenzionali risultano, sul totale provinciale, prossimi allo 0% del totale; si segnala l'assenza della tecnologia eolica, geotermica e della fonte idrica connessa a pompaggi puri.

20.7.4 - CONTRIBUTO DELLE FER ALLA RICHIESTA ELETTRICA DELLA PROVINCIA

In base ai dati pubblicati da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), i consumi elettrici stimati per la Provincia di Piacenza al 2009 risultano pari a 1532,4 GWh totali: le fonti energetiche rinnovabili, quindi, si stima che incidano per quasi il 40 % sulla richiesta di energia elettrica provinciale.

Il peso percentuale delle differenti fonti energetiche rinnovabili sui consumi stimati al 2009 per la Provincia di Piacenza, è riportato nella Tabella seguente.

Contributo percentuale fonti energetiche rinnovabili a richiesta elettrica Provincia di Piacenza (2009)		
Fonte energetica rinnovabile	Produzione elettrica lorda stimata 2009 [GWh]	Peso percentuale sui consumi elettrici stimati per Provincia - 2009 (1532,4 [GWh])
Biocombustibili	41	2,67%
Eolica	0	0,00%
Fotovoltaica	3,8	0,25%
Geotermica	0	0%
Idroelettrica	557	36,35%
Totale FER Provincia	601,8	39,27%

Tale analisi è ulteriormente esplicitata nel Grafico seguente:

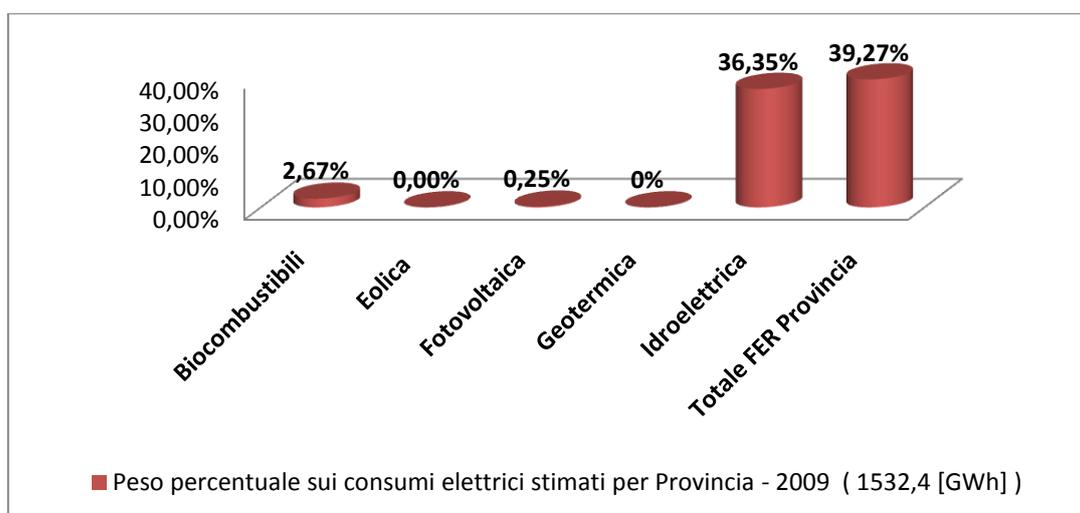


Figura 20.24: incidenza delle FER (produzione elettrica) sul CIL provinciale

Si evidenzia il notevolissimo peso delle FER (quasi il 40%) sui consumi Provinciali, e in particolar modo il contributo legato alla fonte idrica rinnovabile.

20.8 - PROVINCIA DI RAVENNA

20.8.1 – PARCO RINNOVABILE IN ESERCIZIO AL 2010

Di seguito è stato riassunto lo stato –aggiornato all’ottobre 2010- delle fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Ravenna, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”).

Stato attuale complessivo Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Ravenna (2010)						
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Potenza termica installata stimata [MW_t]	Produzione elettrica lorda stimata 2009 [GWh]	Ore medie annue di funzionamento stimate 2009 [h/anno]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	7	142	180	625	4400
	Termovalorizzatori	1	6,25	27,8	50	8000
Eolica		0	0	0	0	0
Fotovoltaica		1200	20,264	0	13,1	646
Geotermica		1	0,0023	0,03	0	n.d.
Idroelettrica	Pompaggi	0	0	0	0	0
	Idroelettrico rinnovabile	1	0,7	0	2,7	3857
Totale Provincia		1210	169,2	207,8	690,8	

E' evidente, già da una prima analisi, il fatto che ogni fonte rinnovabile abbia un ruolo ed un'importanza percentuale differente a seconda del particolare punto di vista dalla quale venga considerata: per il numero di installazioni, ad esempio, la tecnologia leader è chiaramente quella fotovoltaica (numerose installazioni perlopiù di piccole dimensioni), mentre l'importanza relativa cambia a seconda che si vada a tenere conto della potenza elettrica installata o della produzione elettrica lorda.

Si evidenzia, già da questa prima analisi, il relevantissimo peso all'interno del quadro complessivo provinciale delle FER, della tecnologia a biomasse "convenzionali", rilevante come in nessun altro distretto del territorio.

Lo stato delle fonti energetiche rinnovabili nella Provincia di Ravenna, espresso in termini di numero di impianti installati, potenza elettrica ad essi associata, potenza termica stimata installata e produzione elettrica lorda, è ulteriormente esplicitato in Figura 20.25.

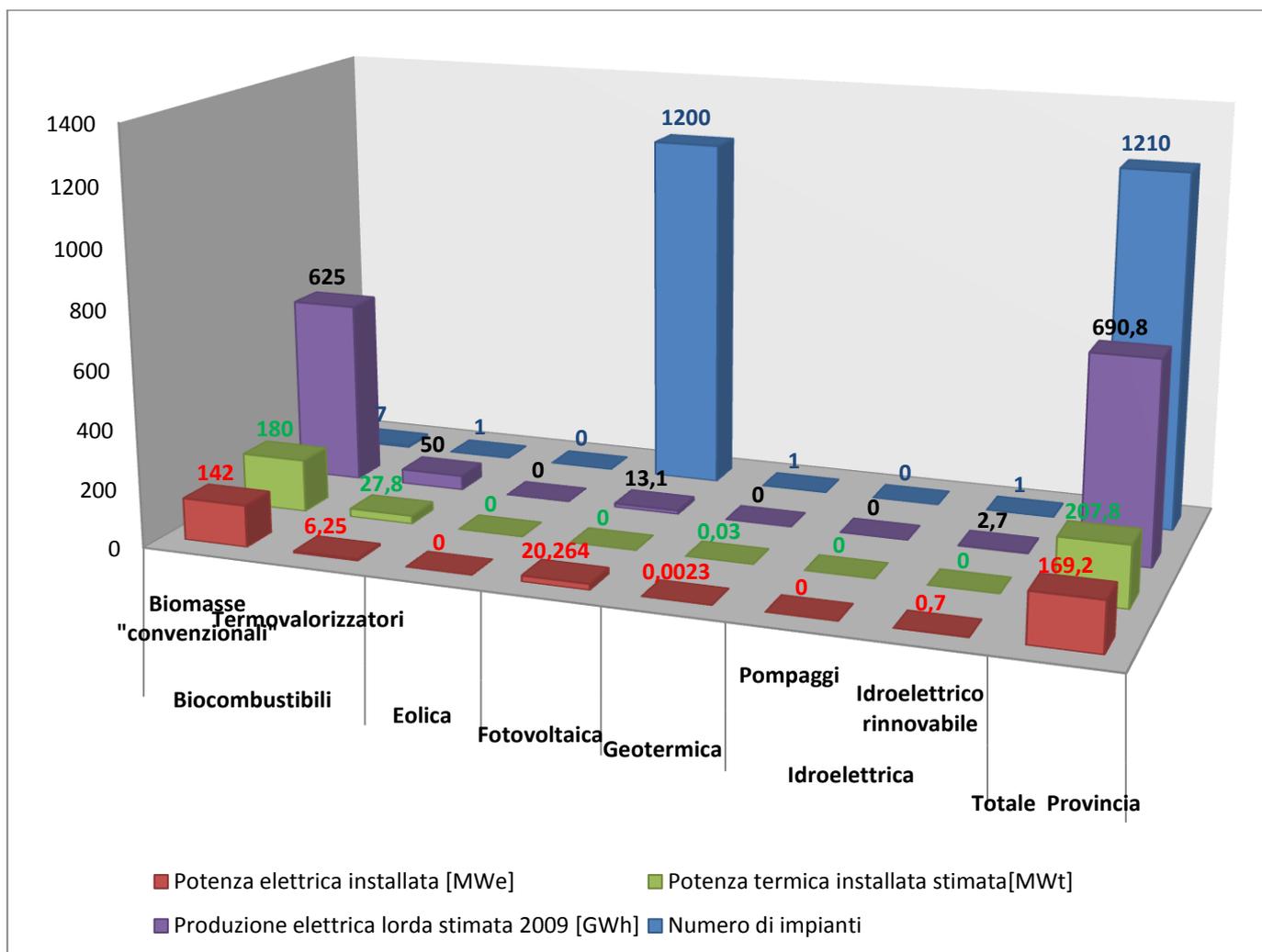


Figura 20.25: stato del parco "rinnovabile" in esercizio nella Provincia di Ravenna al 2010

Nel seguito si andrà a considerare la ripartizione percentuale –tra le varie fonti energetiche rinnovabili- della potenza elettrica lorda installata sul territorio provinciale, nonché della produzione elettrica lorda, che sarà così confrontata con la richiesta (in termini di consumi energetici) stimata –al 31/12/2009- per la Provincia stessa: tale dato proviene da Terna (vedi "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009"), ed è contenuto nel capitolo dedicato alla Regione Emilia Romagna.

20.8.2 - POTENZA ELETTRICA LORDA: RIPARTIZIONE TRA LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Si evidenzia come, dal punto di vista della potenza installata, sia la tecnologia a biomasse “convenzionali” a detenere il primato provinciale, con circa 142 MW installati (è la Provincia della Regione con la maggior potenza installata derivante da questa fonte), cui corrisponde l’84% della potenza elettrica complessivamente installata in Provincia da fonte rinnovabile. Se si considera anche il contributo proveniente dalle biomasse “assimilate” (termovalorizzatori, con 6,25 MW installati), la percentuale complessiva arriva all’88%.

Al secondo posto in Provincia, sempre in termini di potenza elettrica installata da fonte energetica rinnovabile, è la tecnologia fotovoltaica, cui corrispondono nel complesso circa 20,2 MW, il 102% della potenza complessivamente installata in Provincia da fonte rinnovabile: di questi, 11,3 MW sono associati al termovalorizzatore (che copre il 9% della potenza “rinnovabile” installata in Provincia) e 1 MW (l’1% del totale provinciale da FER) a impianti a biomasse “convenzionali” anche da questo punto di vista, la Provincia di Ravenna risulta essere una delle più “presenti” della Regione (vedi Figura 20.26).

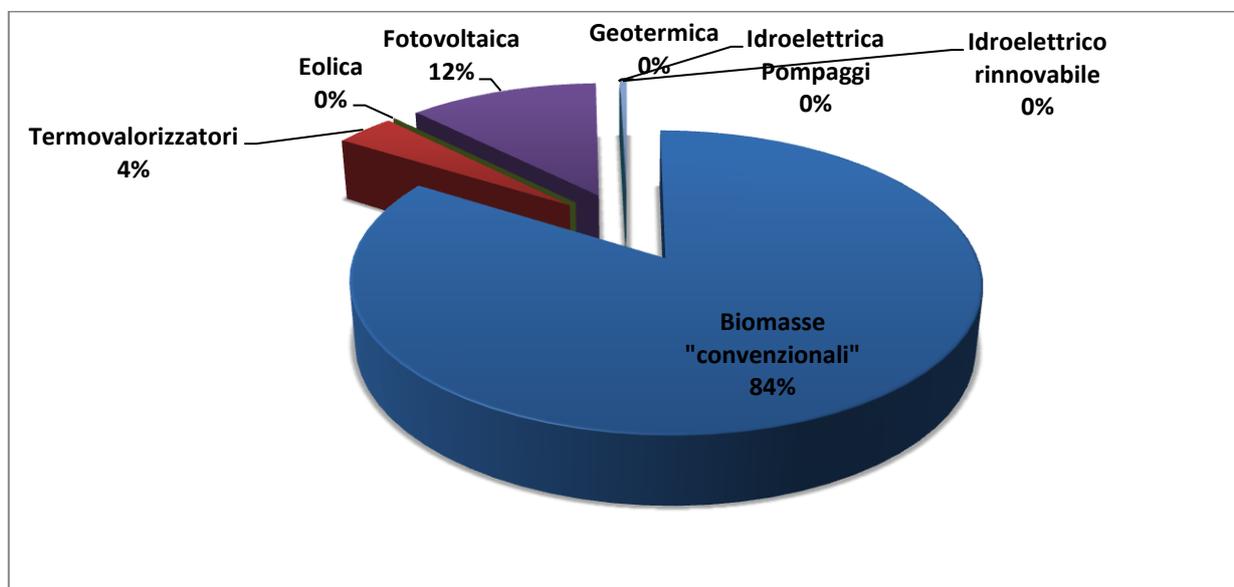


Figura 20.26: peso percentuale delle FER in termini di potenza elettrica installata nella Provincia di Ravenna al 2010

Oltre all’assenza delle fonti eolica, geotermica e idrica di puro pompaggio, si segnala il contributo ridottissimo proveniente dalla fonte idroelettrica rinnovabile (appena 0,7 MW installati), decisamente meno presente rispetto a quanto verificato per la maggior parte delle Province della Regione.

20.8.3 - PRODUZIONE ELETTRICA LORDA: RIPARTIZIONE TRA LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Tale sproporzione tra le fonti energetiche rinnovabili (in termini di peso percentuale delle differenti fonti energetiche rinnovabili), risulta ancora più evidente -rispetto a quanto evidenziato precedentemente considerando la potenza elettrica lorda installata- andandone a considerare il “peso percentuale” dal punto di vista della produzione elettrica lorda, come evidenziato in Figura 20.27.

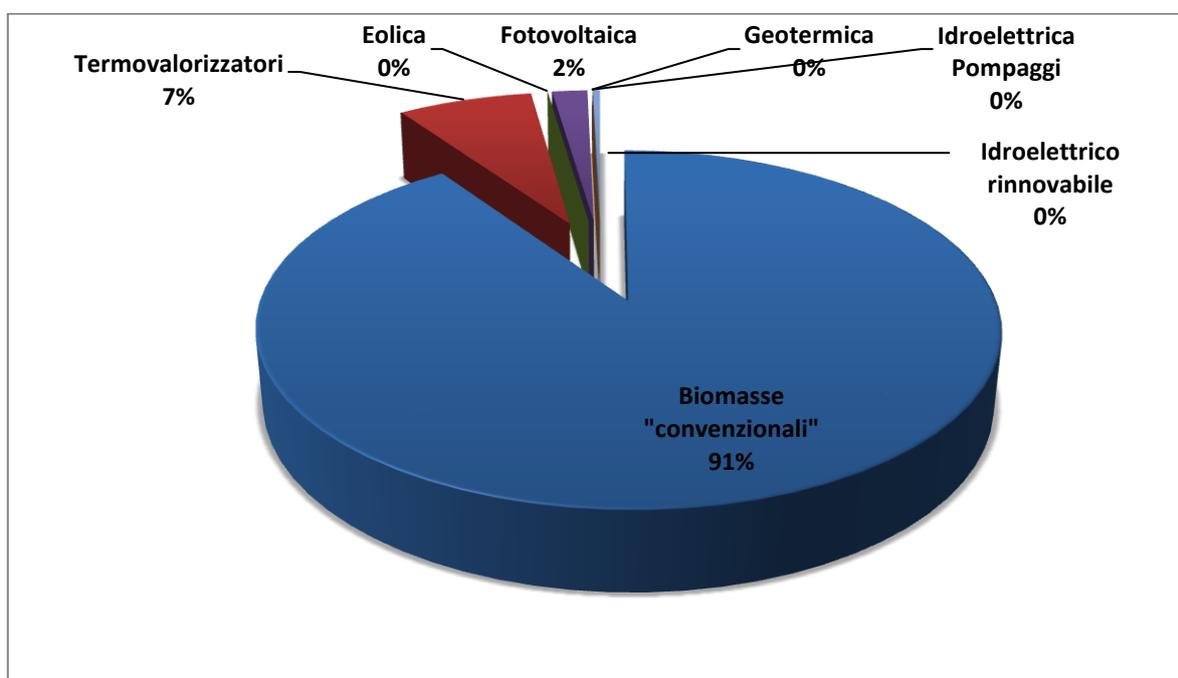


Figura 20.27: peso percentuale delle FER in termini di produzione elettrica stimata nella Provincia di Ravenna al 2010

Il peso della fonte a biomasse “convenzionali”, infatti, arriva al 91%, se si considera l’incidenza sulla produzione elettrica lorda da fonte rinnovabile (con 625 GWh generati); la percentuale complessiva per la fonte a biomasse (tenendo anche conto di quelle assimilate, cioè del termovalorizzatore) arriva addirittura al 98% (il 7% del totale da termovalorizzatore corrisponde a 50 GWh prodotti).

Il restante 2% di produzione elettrica è associato alla fonte fotovoltaica (con 13,1 GWh), che evidenzia –come già visto in precedenza- un peso molto più ridotto dal punto di vista della produzione che non della potenza installata.

Prossimo allo zero il contributo della fonte idroelettrica rinnovabile, nullo quello derivante da fonte eolica, geotermica e idroelettrica di puro pompaggio.

20.8.4 - CONTRIBUTO DELLE FER ALLA RICHIESTA ELETTRICA DELLA PROVINCIA

In base ai dati pubblicati da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), i consumi elettrici stimati per la Provincia di Ravenna al 2009 risultano pari a 2815,3 GWh totali: le fonti energetiche rinnovabili, quindi, si stima che incidano per poco meno del 25% sulla richiesta totale di energia elettrica provinciale.

Il peso percentuale delle differenti fonti energetiche rinnovabili sui consumi stimati al 2009 per la Provincia di Ravenna, è riportato nella Tabella seguente.

Contributo percentuale fonti energetiche rinnovabili a richiesta elettrica Provincia di Ravenna (2009)		
Fonte energetica rinnovabile	Produzione elettrica lorda stimata 2009 [GWh]	Peso percentuale sui consumi elettrici stimati per Provincia - 2009 (2815,3 [GWh])
Biocombustibili	675	24,00%
Eolica	0	0,00%
Fotovoltaica	13,1	0,46%
Geotermica	0	0%
Idroelettrica	2,7	0,10%
Totale FER Provincia	690,8	24,56%

Tale analisi è ulteriormente esplicitata in Figura 20.28:

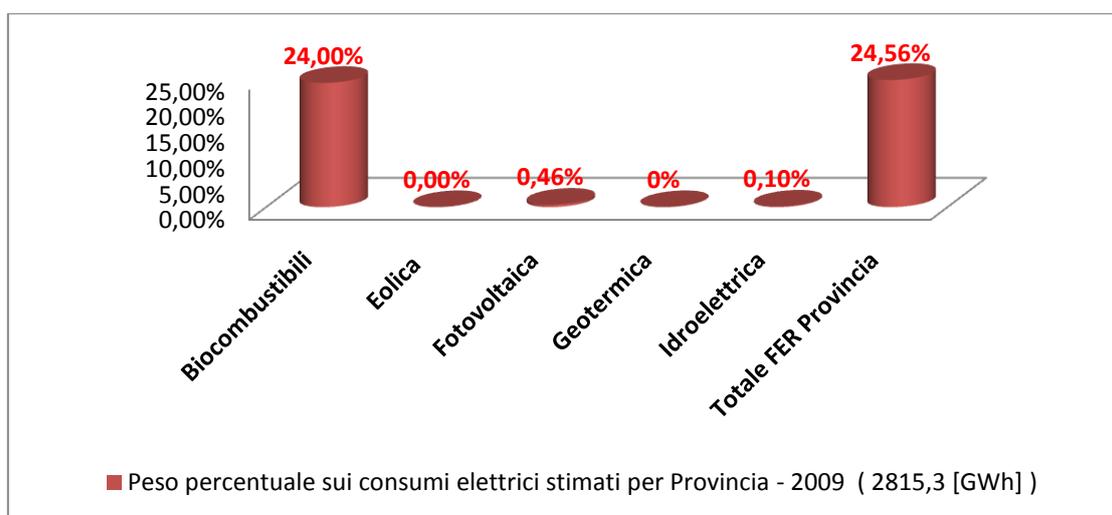


Figura 20.28: incidenza delle FER (produzione elettrica) sul CIL provinciale

Si evidenzia anche per la Provincia di Ravenna un peso molto rilevante delle FER nel bilancio elettrico provinciale, determinato dalla tecnologia a biomasse.

20.9 - PROVINCIA DI REGGIO EMILIA

20.9.1 – PARCO RINNOVABILE IN ESERCIZIO AL 2010

Di seguito è stato riassunto lo stato –aggiornato all’ottobre 2010- delle fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Reggio Emilia, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”).

Stato attuale complessivo Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Reggio Emilia (2010)						
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Potenza termica installata stimata[MW_t]	Produzione elettrica lorda stimata 2009 [GWh]	Ore medie annue di funzionamento stimate 2009 [h/anno]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	4	6,3	3	25,2	4000
	Termovalorizzatori	1	5,7	18	23,1	4052
Eolica		1	0,1	0	0,4	4000
Fotovoltaica		1029	9,736	0	5,9	606
Geotermica		n.d.	0	0	0	n.d.
Idroelettrica	Pompaggi	0	0	0	0	0
	Idroelettrico rinnovabile	6	28,2	0	61,4	2178
Totale Provincia		1041	50	21	116	

E' evidente, già da una prima analisi, il fatto che ogni fonte rinnovabile abbia un ruolo ed un'importanza percentuale differente a seconda del particolare punto di vista dalla quale venga considerata: per il numero di installazioni, ad esempio, la tecnologia leader è chiaramente quella fotovoltaica (numerose installazioni perlopiù di piccole dimensioni), mentre l'importanza relativa cambia a seconda che si vada a tenere conto della potenza elettrica installata o della produzione elettrica lorda.

Si evidenzia, già da questa prima analisi, come sulla Provincia di Reggio Emilia ci sia una distribuzione maggiore –rispetto a quanto evidenziato per altre Province- tra le fonti energetiche rinnovabili.

Lo stato delle fonti energetiche rinnovabili nella Provincia di Reggio Emilia, espresso in termini di numero di impianti installati, potenza elettrica ad essi associata, potenza termica stimata installata e produzione elettrica lorda, è ulteriormente esplicitato in Figura 20.29.

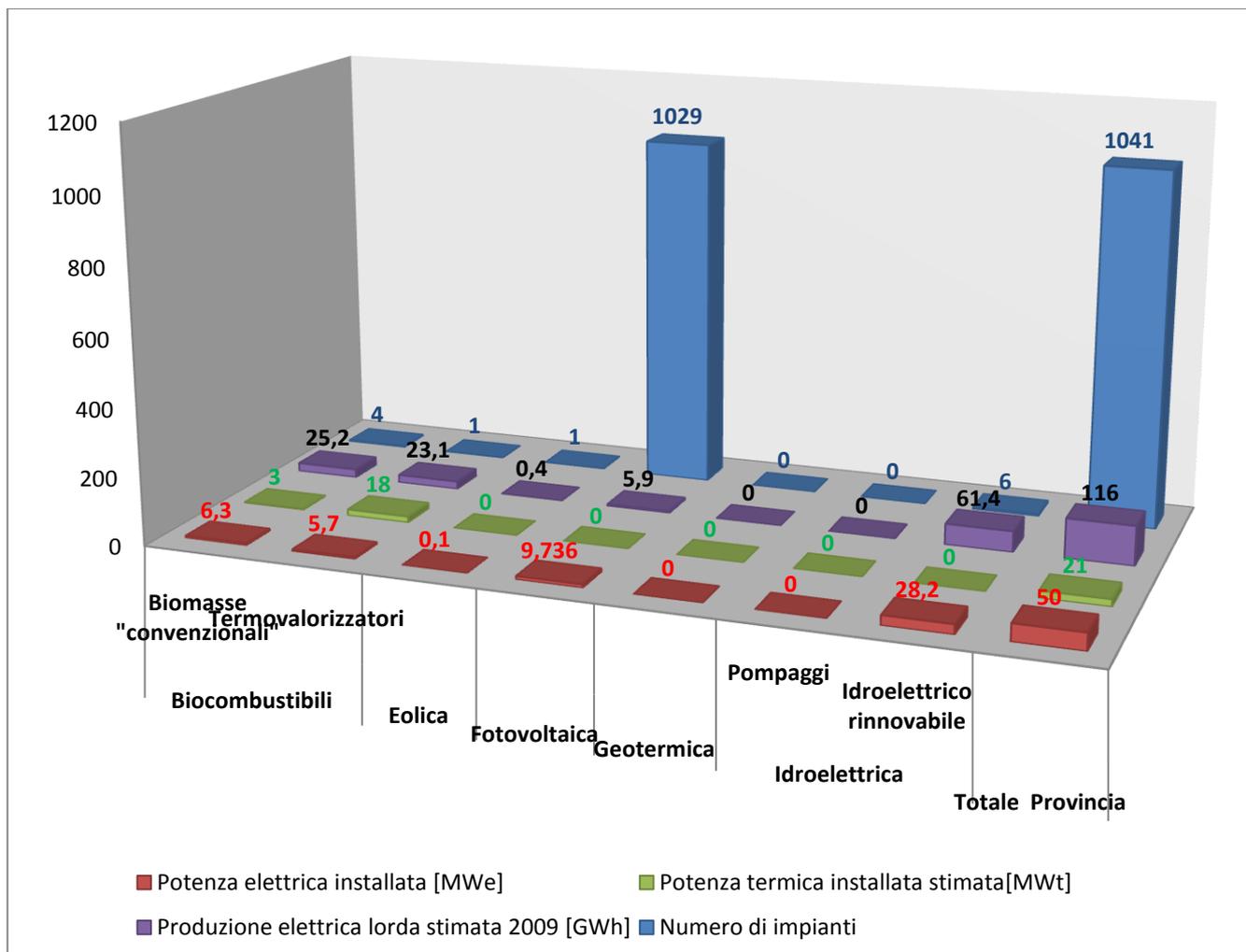


Figura 20.29: stato del parco “rinnovabile” in esercizio nella Provincia di Reggio Emilia al 2010

Nel seguito si andrà a considerare la ripartizione percentuale –tra le varie fonti energetiche rinnovabili- della potenza elettrica lorda installata sul territorio provinciale, nonché della produzione elettrica lorda, che sarà così confrontata con la richiesta (in termini di consumi energetici) stimata –al 31/12/2009- per la Provincia stessa: tale dato proviene da Terna (vedi “Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), ed è contenuto nel capitolo dedicato alla Regione Emilia Romagna.

20.9.2 - POTENZA ELETTRICA LORDA: RIPARTIZIONE TRA LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Si evidenzia (come sottolineato anche in precedenza) il fatto che, dal punto di vista della potenza installata, la Provincia di Reggio Emilia sia caratterizzata da una distribuzione più omogenea tra le differenti fonti energetiche rinnovabili.

Il primato, in termini di potenza elettrica installata da FER è associato alla fonte idroelettrica “rinnovabile” (sul territorio della Provincia di Reggio non sono infatti installati impianti di puro pompaggio) che, con 28,2 MW installati, copre il 56% della potenza globale installata da fonte rinnovabile.

Al secondo posto nella Provincia di Reggio Emilia, sempre in termini di potenza elettrica installata da fonte energetica rinnovabile, è la tecnologia a biomasse (considerata nella sua globalità, biomasse convenzionali e assimilate): sono 12 i MW installati da tale fonte, per il 24% del totale (il 13% del totale da impianti a biomasse “convenzionali”, l’11% da termovalorizzatori). Importanza notevole ha anche la tecnologia fotovoltaica, cui corrispondono nel complesso circa 10 MW, il 20% della potenza complessivamente installata in Provincia da fonte rinnovabile: nella Provincia di Forlì-Cesena, dunque, questa fonte risulta essere decisamente presente.

In Figura 20.30 si è esplicitato il peso percentuale di ogni fonte energetica rinnovabile sul totale provinciale, in termini di potenza elettrica installata.

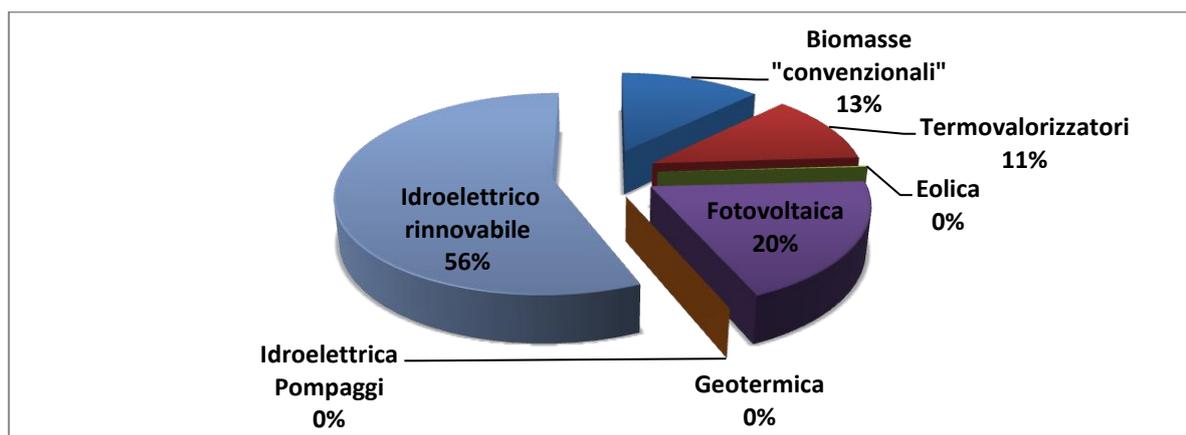


Figura 20.30: peso percentuale delle FER in termini di potenza elettrica installata nella Provincia di Reggio Emilia al 2010

Si rimarca l’assenza della fonte geotermica e idrica da pompaggi puri, mentre si segnala la presenza di un piccolissimo e quasi “sconosciuto” impianto eolico monopala.

20.9.3 - PRODUZIONE ELETTRICA LORDA: RIPARTIZIONE TRA LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Tale proporzione tra le fonti energetiche rinnovabili (in termini di peso percentuale delle differenti fonti energetiche rinnovabili), risulta mantenersi -rispetto a quanto evidenziato precedentemente- anche considerando la potenza elettrica lorda installata- andandone a considerare il “peso percentuale” dal punto di vista della produzione elettrica lorda, come evidenziato in Figura 20.31.

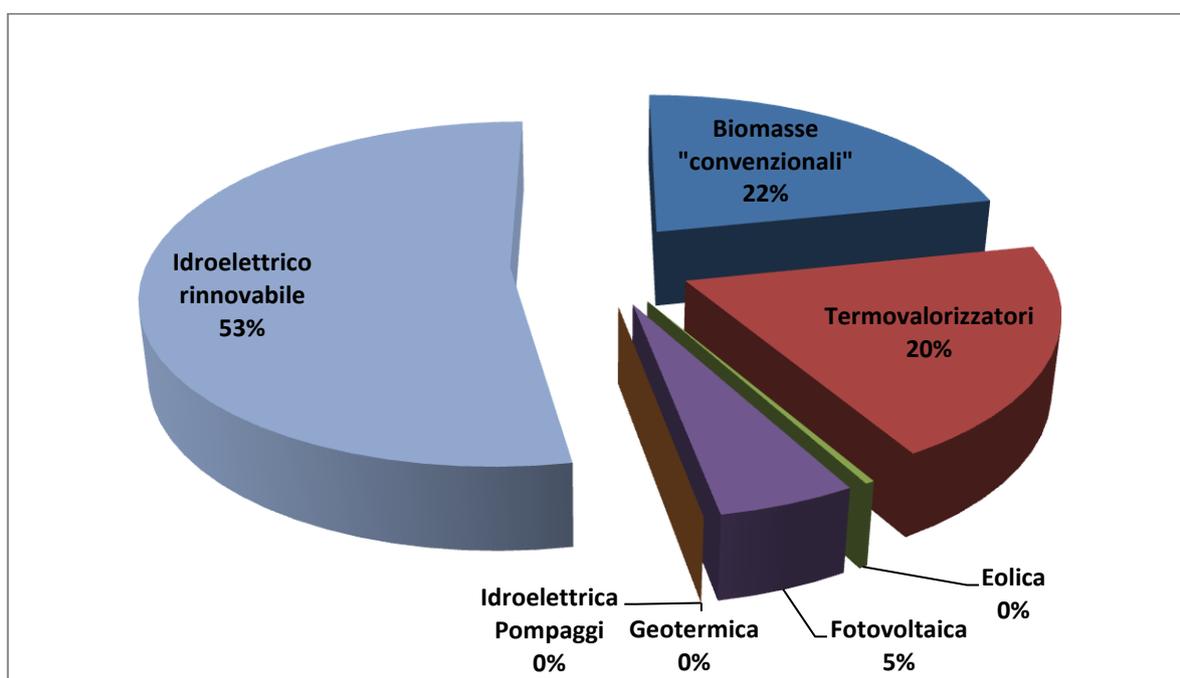


Figura 20.31: peso percentuale delle FER in termini di produzione elettrica stimata nella Provincia di Reggio Emilia al 2010

Questa distribuzione tutto sommato “omogenea” tra le differenti fonti energetiche rinnovabili installate sul territorio Reggiano, si riscontra anche dal punto di vista della produzione elettrica lorda: il 53% della produzione deriva da fonte idroelettrica rinnovabile (61,4 GWh), il 42% da impianti a biomasse (in totale, 48,3 GWh).

Di questi, il 22% del totale è prodotto da impianti alimentati da biomasse “convenzionali” (25,2 GWh), il 20% (23,1 GWh) da termovalorizzatori.

La tecnologia fotovoltaica, pur se importante dal punto di vista della potenza installata, pesa solo per il 5% sul totale della produzione: ad essa, infatti, corrispondono circa 6 GWh. Pressoché nullo il contributo derivante dalla fonte eolica.

20.9.4 - CONTRIBUTO DELLE FER ALLA RICHIESTA ELETTRICA DELLA PROVINCIA

In base ai dati pubblicati da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), i consumi elettrici stimati per la Provincia di Reggio Emilia al 2009 risultano pari a 3100,4 GWh totali: le fonti energetiche rinnovabili, quindi, si stima che incidano per meno del 4% sulla richiesta di energia elettrica provinciale.

Il peso percentuale delle differenti fonti energetiche rinnovabili sui consumi stimati al 2009 per la Provincia di Reggio Emilia, è riportato nella Tabella seguente.

Contributo percentuale fonti energetiche rinnovabili a richiesta elettrica Provincia di Reggio Emilia (2009)		
Fonte energetica rinnovabile	Produzione elettrica lorda stimata 2009 [GWh]	Peso percentuale sui consumi elettrici stimati per Provincia - 2009 (3100,4 [GWh])
Biocombustibili	48,3	1,56%
Eolica	0,4	0,01%
Fotovoltaica	5,9	0,19%
Geotermica	0	0%
Idroelettrica	61,4	1,98%
Totale FER Provincia	116	3,74%

Tale analisi è ulteriormente esplicitata in Figura 20.32:

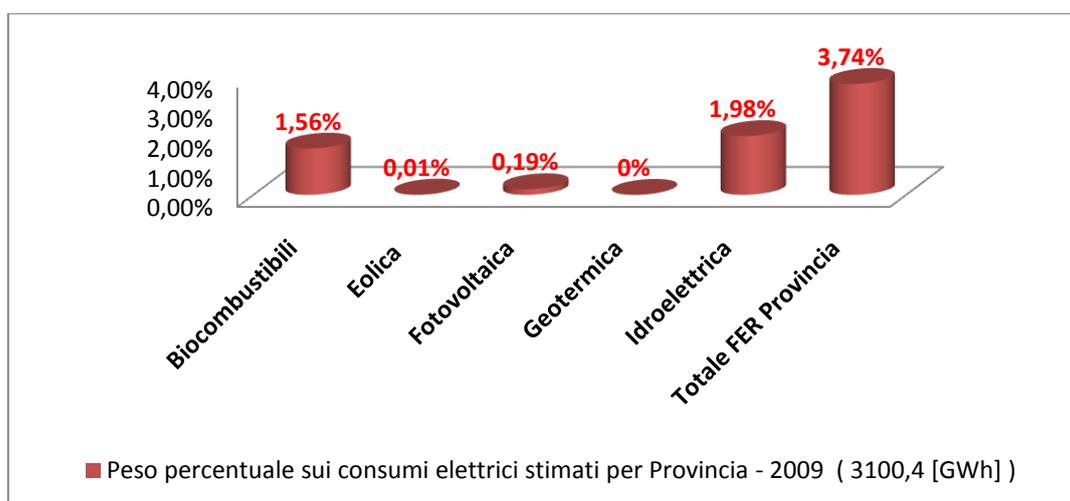


Figura 20.32: incidenza delle FER (produzione elettrica) sul CIL provinciale

Si evidenzia quindi il ridotto peso assunto dalle FER –nella Provincia di Reggio Emilia- sul bilancio elettrico globale (le FER coprono nemmeno il 4% dei consumi).

20.10 - PROVINCIA DI RIMINI

20.10.1 – PARCO RINNOVABILE IN ESERCIZIO AL 2010

Di seguito è stato riassunto lo stato –aggiornato all’ottobre 2010- delle fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Rimini, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”).

Stato attuale complessivo Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Rimini (2010)						
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Potenza termica installata stimata [MW_t]	Produzione elettrica lorda stimata 2009 [GWh]	Ore medie annue di funzionamento stimate 2009 [h/anno]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	0	0	0	0	0
	Termovalorizzatori	1	10	45	14	1400
Eolica		0	0	0	0	0
Fotovoltaica		831	7,965	0	5,5	691
Geotermica		n.d.	0	0	0	n.d.
Idroelettrica	Pompaggi	0	0	0	0	0
	Idroelettrico rinnovabile	4	1,5	0	3	2000
Totale Provincia		836	19,5	45	22,5	

E' evidente, già da una prima analisi, il fatto che ogni fonte rinnovabile abbia un ruolo ed un'importanza percentuale differente a seconda del particolare punto di vista dalla quale venga considerata: per il numero di installazioni, ad esempio, la tecnologia leader è chiaramente quella fotovoltaica (numerose installazioni perlopiù di piccole dimensioni), mentre l'importanza relativa cambia a seconda che si vada a tenere conto della potenza elettrica installata o della produzione elettrica lorda.

Si evidenzia, già da questa prima analisi, come sulla Provincia di Rimini a ci sia complessivamente un "peso" ridotto delle fonti energetiche rinnovabili all'interno di un bilancio elettrico provinciale.

Lo stato delle fonti energetiche rinnovabili nella Provincia di Rimini, espresso in termini di numero di impianti installati, potenza elettrica ad essi associata, potenza termica stimata installata e produzione elettrica lorda, è ulteriormente esplicitato in Figura 20.33.

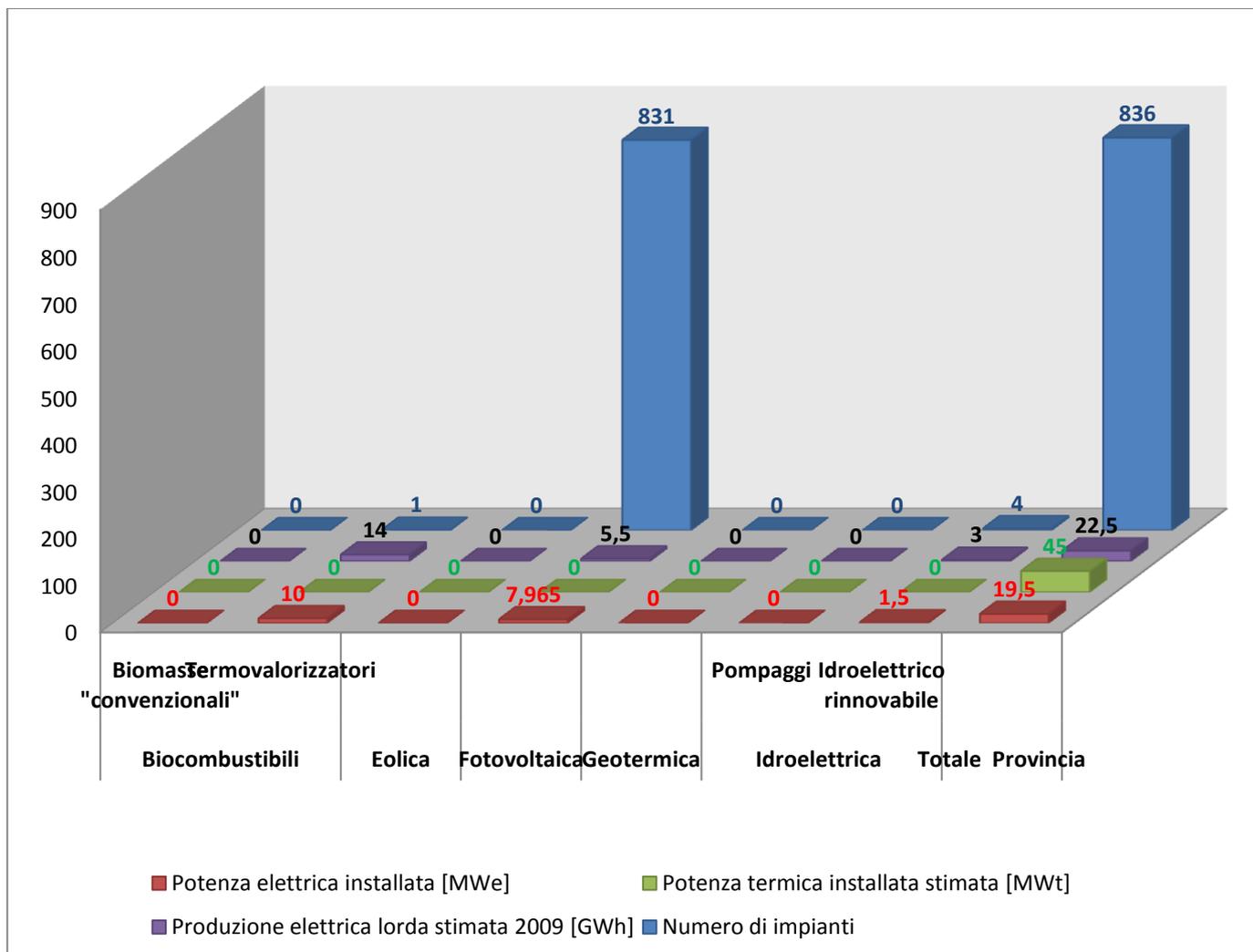


Figura 20.33: stato del parco "rinnovabile" in esercizio nella Provincia di Rimini al 2010

Nel seguito si andrà a considerare la ripartizione percentuale –tra le varie fonti energetiche rinnovabili- della potenza elettrica lorda installata sul territorio provinciale, nonché della produzione elettrica lorda, che sarà così confrontata con la richiesta (in termini di consumi energetici) stimata –al 31/12/2009- per la Provincia stessa: tale dato proviene da Terna (vedi "Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009"), ed è contenuto nel capitolo dedicato alla Regione Emilia Romagna.

20.10.2 - POTENZA ELETTRICA LORDA: RIPARTIZIONE TRA LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Si evidenzia (come sottolineato anche in precedenza) il fatto che, dal punto di vista della potenza installata, la Provincia di Rimini sia caratterizzata da una distribuzione “ omogenea” tra le differenti fonti energetiche rinnovabili, ma anche da una ridotta diffusione delle stesse sul territorio.

In Figura 20.34 si è esplicitato il peso percentuale di ogni fonte energetica rinnovabile sul totale provinciale, in termini di potenza elettrica installata.

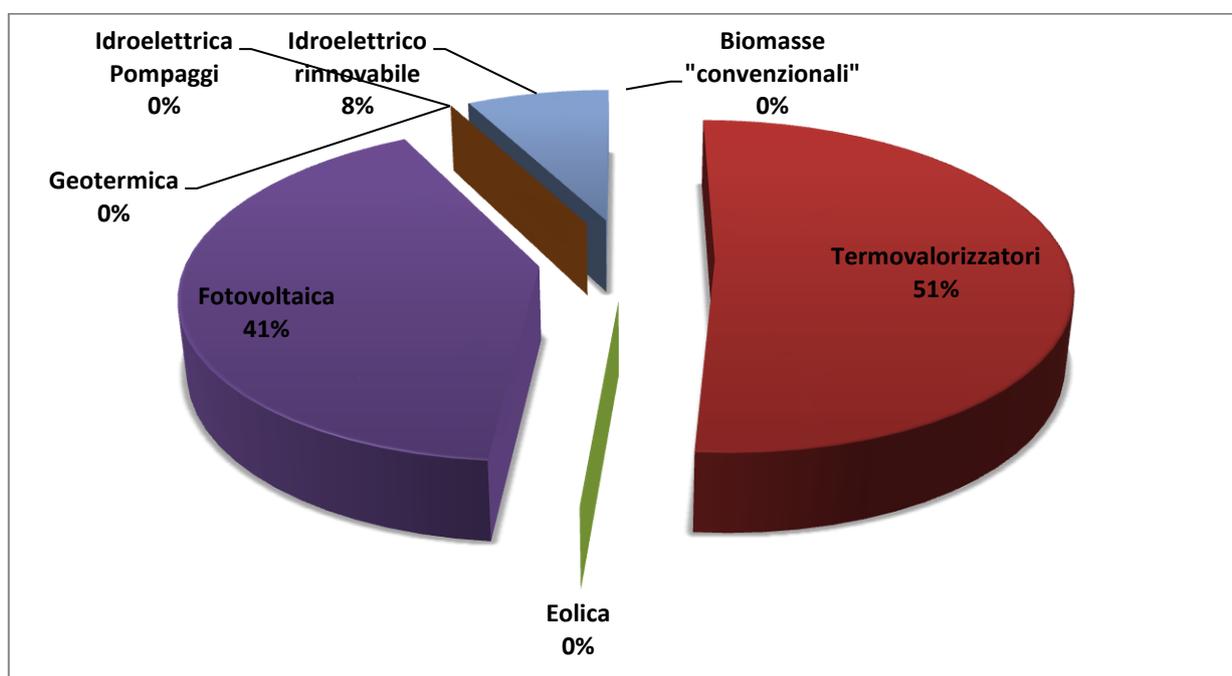


Figura 20.34: peso percentuale delle FER in termini di potenza elettrica installata nella Provincia di Rimini al 2010

Il primato, in termini di potenza elettrica installata da FER è associato alla fonte a biomasse (in realtà solo biomasse “assimilate”, ossia il termovalorizzatore, tenuto conto dell’assenza sul territorio riminese di installazioni a biomasse “convenzionali”) che, con circa 10 MW installati, copre il 51% della potenza globale installata da fonte rinnovabile.

Al secondo posto nella Provincia di Rimini, sempre in termini di potenza elettrica installata da fonte energetica rinnovabile, è la tecnologia fotovoltaica: sono circa 8 i MW installati da tale fonte, per il 41% del totale.

L’idroelettrico rinnovabile, con 1,5 MW installati, copre l’8% della potenza totale installata in Regione da fonte rinnovabile.

20.10.3 - PRODUZIONE ELETTRICA LORDA: RIPARTIZIONE TRA LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Tale proporzione tra le fonti energetiche rinnovabili (in termini di peso percentuale delle differenti fonti energetiche rinnovabili), risulta meno evidente -rispetto a quanto evidenziato precedentemente considerando la potenza elettrica lorda installata- andandone a considerare il “peso percentuale” dal punto di vista della produzione elettrica lorda, come evidenziato in Figura 20.35.

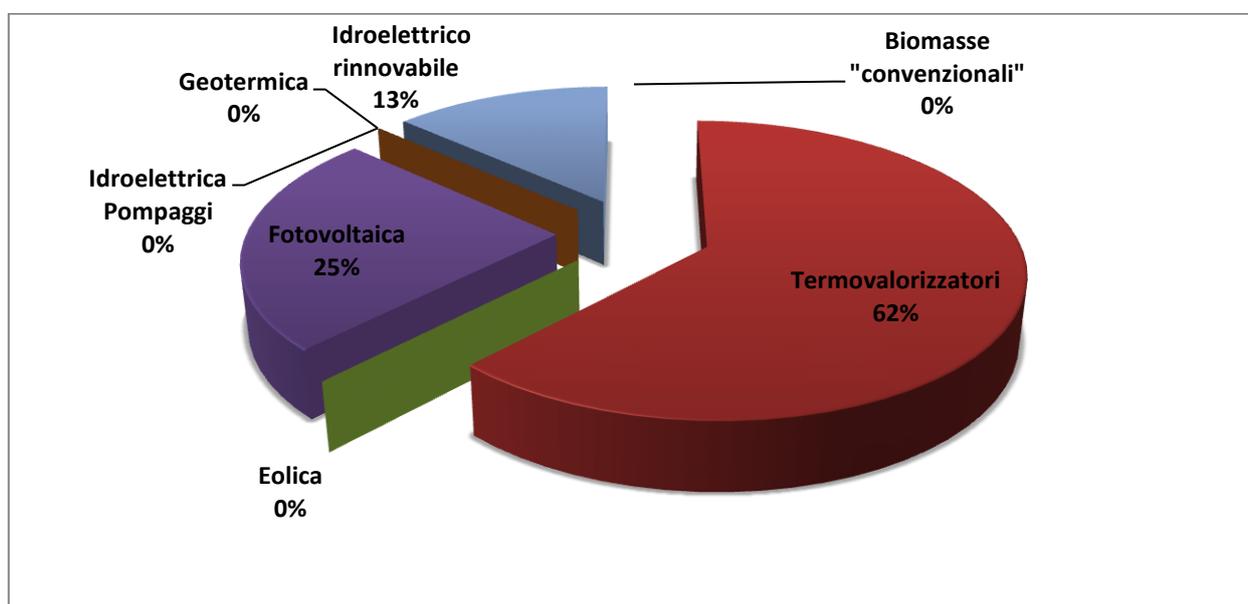


Figura 20.35: peso percentuale delle FER in termini di produzione elettrica stimata nella Provincia di Rimini al 2010

Il peso della fonte a biomasse (assimilate, essendo presente solo il termovalorizzatore, sul territorio della Provincia di Rimini, e non impianti a biomasse convenzionali) risulta diventare preponderante: i 14 GWh stimati prodotti, infatti, corrispondono al 62% della produzione elettrica lorda provinciale da fonti energetiche rinnovabili.

Peso rilevante anche per la tecnologia fotovoltaica, i cui 5,5 GWh prodotti corrispondono al 25% della produzione globale da FER.

La fonte idrica “rinnovabile”, con 3 GWh, copre il restante 13% della produzione elettrica.

Assenti le fonti eolica, geotermica, idroelettrica di puro pompaggio e, come già sottolineato, quella a biomasse “convenzionali”.

20.10.4 - CONTRIBUTO DELLE FER ALLA RICHIESTA ELETTRICA DELLA PROVINCIA

In base ai dati pubblicati da Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), i consumi elettrici stimati per la Provincia di Rimini al 2009 risultano pari a 1591,4 GWh totali: le fonti energetiche rinnovabili, quindi, si stima che incidano molto poco, per meno dell’1,5% sulla richiesta di energia elettrica provinciale.

Il peso percentuale delle differenti fonti energetiche rinnovabili sui consumi stimati al 2009 per la Provincia di Rimini, è riportato nella Tabella seguente.

Contributo percentuale fonti energetiche rinnovabili a richiesta elettrica Provincia di Rimini (2009)		
Fonte energetica rinnovabile	Produzione elettrica lorda stimata 2009 [GWh]	Peso percentuale sui consumi elettrici stimati per Provincia - 2009 (1591,4 [GWh])
Biocombustibili	14	0,88%
Eolica	0	0,00%
Fotovoltaica	5,5	0,35%
Geotermica	0	0%
Idroelettrica	3	0,19%
Totale FER Provincia	22,5	1,42%

Tale analisi è ulteriormente esplicitata in Figura 20.36:

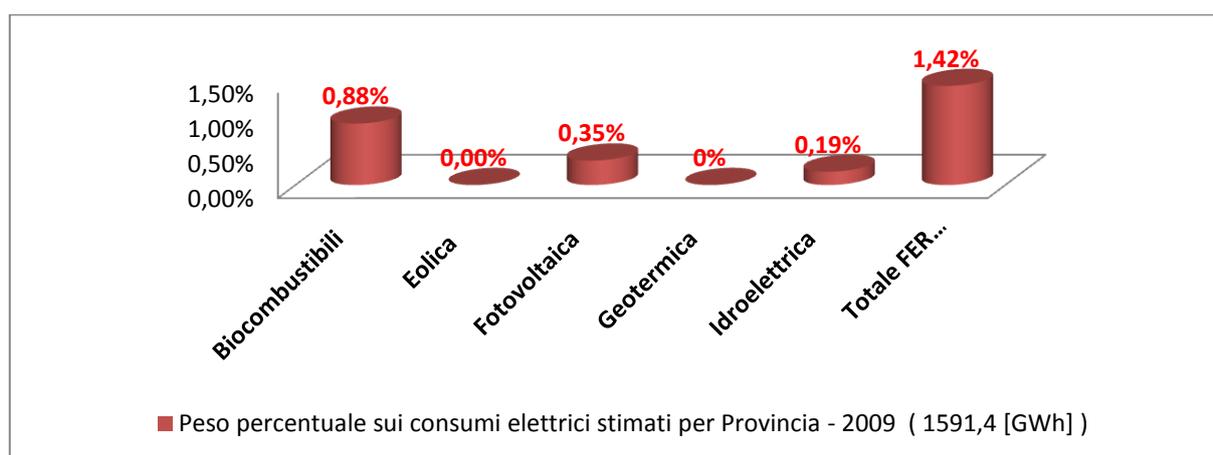


Figura 20.36: incidenza delle FER (produzione elettrica) sul CIL provinciale

Si evidenzia dunque un peso complessivamente ridotto (attorno all’1,4%) delle FER sul bilancio elettrico provinciale: il contributo maggiore viene dalla fonte a biocombustibili “assimilati”.

20.11 - STATO ATTUALE “COMPLESSIVO” DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI IN EMILIA ROMAGNA

Dopo aver considerato lo stato di tutte le fonti energetiche rinnovabili sul territorio di ciascuna Provincia, è ora possibile riepilogare questi dati considerandoli sull'intero territorio emiliano-romagnolo: la sintesi è riportata nella Tabella seguente.

Stato attuale complessivo Fonti Energetiche Rinnovabili nella Regione Emilia Romagna (2010)						
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Potenza termica installata stimata [MW_t]	Produzione elettrica lorda stimata 2009 [GWh]	Ore medie annue di funzionamento stimate 2009 [h/anno]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	50	201,55	237	756	3751
	Termovalorizzatori	8	132,75	312	544	4098
Eolica		3	16,3	0	20,6	1280
Fotovoltaica		9442	141,4	0	83,6	592
Geotermica		n.d.	0,0023	25	n.d.	n.d.
Idroelettrica	Pompaggi	1	330	0	205,8	624
	Idroelettrico rinnovabile	74	296,5	0	1067,8	3601
Totale Regione		9578	1118,5	574	2678	

Questa sintesi tiene conto, come evidenziato in precedenza, delle fonti energetiche rinnovabili “estese”: ciò significa che nel totale è stato considerato il contributo anche della fonte idroelettrica di “puro pompaggio” e della fonte a biomasse “assimilate” (cioè i termovalorizzatori).

Volendo tenere conto solo del contributo delle fonti energetiche rinnovabili “pure”, si può escludere dal totale il contributo dell’impianto idroelettrico di puro pompaggio; in questo caso lo stato delle fonti energetiche rinnovabili in Regione viene ridefinito come da Tabella seguente.

Stato attuale complessivo Fonti Energetiche Rinnovabili "pure" nella Regione Emilia Romagna (2010)						
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Potenza termica installata stimata [MW_t]	Produzione elettrica lorda stimata 2009 [GWh]	Ore medie annue di funzionamento stimate 2009 [h/anno]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	50	201,55	237	756	3751
	Termovalorizzatori	8	132,75	312	544	4098
Eolica		3	16,3	0	20,6	1280
Fotovoltaica		9442	141,4	0	83,6	592
Geotermica		n.d.	0,0023	25	n.d.	n.d.
Idroelettrico rinnovabile		74	296,5	0	1067,8	3601
Totale Regione		9577	788,5	574	2472	

Di seguito si farà riferimento a questo stato, in maniera concorde alle valutazioni di Terna (vedi “Dati statistici sull’energia elettrica in Italia – 2009”), GSE (“Rapporto statistico impianti a fonti rinnovabili – 2009”) e Regione Emilia Romagna (“Piano Energetico Regionale” e “Stato di attuazione e prospettive del PER”), che hanno sempre escluso gli impianti di puro pompaggio dal conteggio delle fonti energetiche rinnovabili.

Gli impianti a biomasse “assimilate” (ossia i termovalorizzatori) sono però stati considerati all’interno di tali bilanci, per cui si continuerà a tenerli in considerazione.

Di seguito (Figura 20.37) si è andati ad esplicitare lo stato delle fonti energetiche rinnovabili “pure” nella Regione Emilia Romagna, all’ottobre 2010.

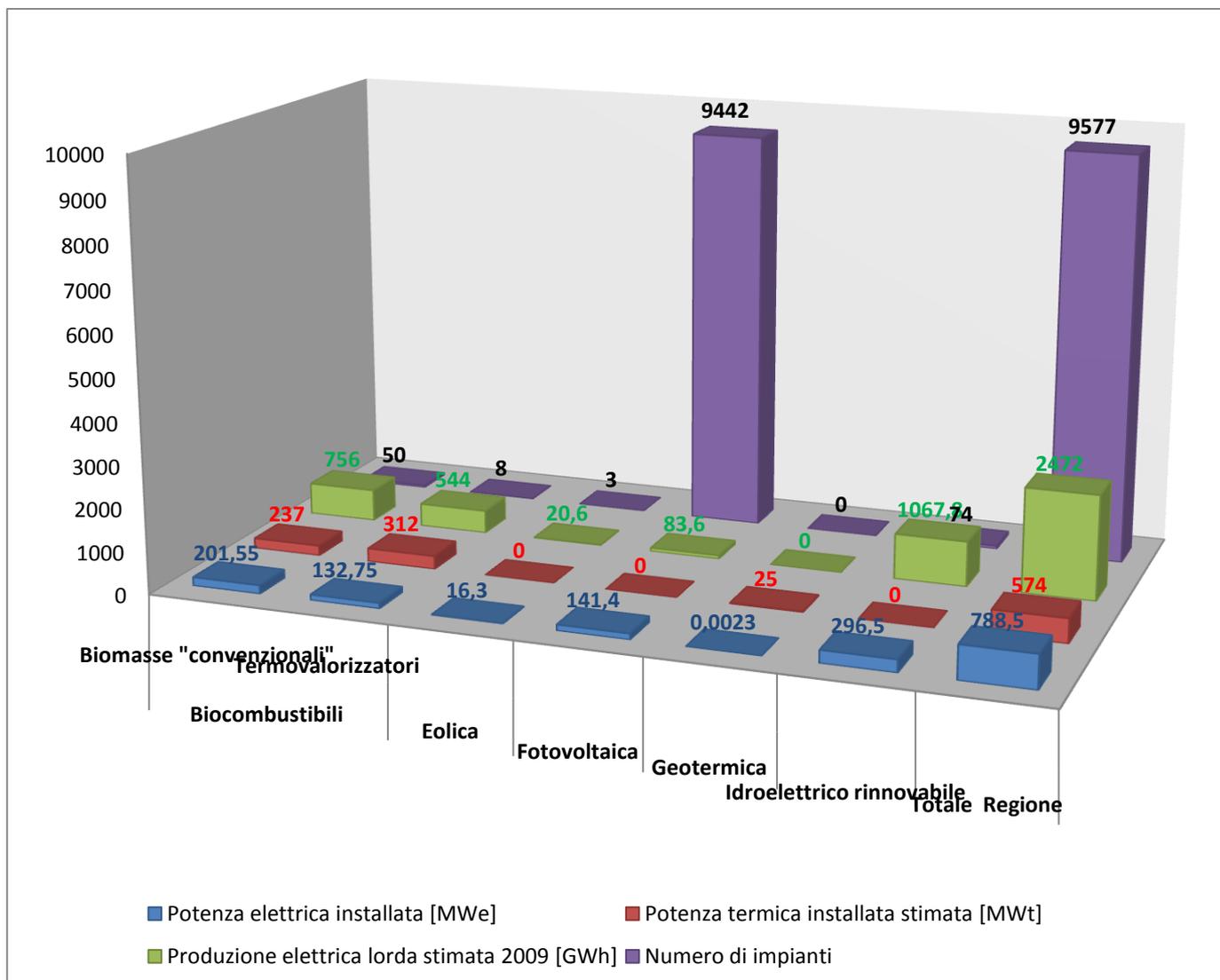


Figura 20.37: stato “complessivo” delle Fonti Energetiche Rinnovabili in Emilia Romagna al 2010

20.11.1 - CONTRIBUTO DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI “PURE” AL BILANCIO ELETTRICO EMILIANO ROMAGNOLO

La stima dell'energia elettrica complessivamente richiesta, per la Regione Emilia Romagna, risulta essere di 27674 GWh (fonte: Terna, “Dati statistici sull'energia elettrica in Italia – 2009”).

Risulta quindi che le fonti energetiche rinnovabili “pure”, al 2009, hanno coperto, con una produzione elettrica di 2472 GWh, l'8,93% del fabbisogno elettrico regionale.

Si può andare a valutare il contributo di ciascuna fonte energetica rinnovabile sul bilancio elettrico emiliano-romagnolo:

Contributo percentuale fonti energetiche rinnovabili a richiesta elettrica Regione Emilia Romagna (2009)		
Fonte energetica rinnovabile	Produzione elettrica lorda stimata 2009 [GWh]	Peso percentuale sui consumi elettrici stimati per Regione - 2009 (27674 [GWh])
Biocombustibili	1300	4,70%
Eolica	20,6	0,07%
Fotovoltaica	83,6	0,30%
Geotermica	0	0%
Idroelettrica rinnovabile	1067,8	3,86%
Totale FER Regione	2472	8,93%

Tale analisi è ulteriormente esplicitata in Figura 20.38:

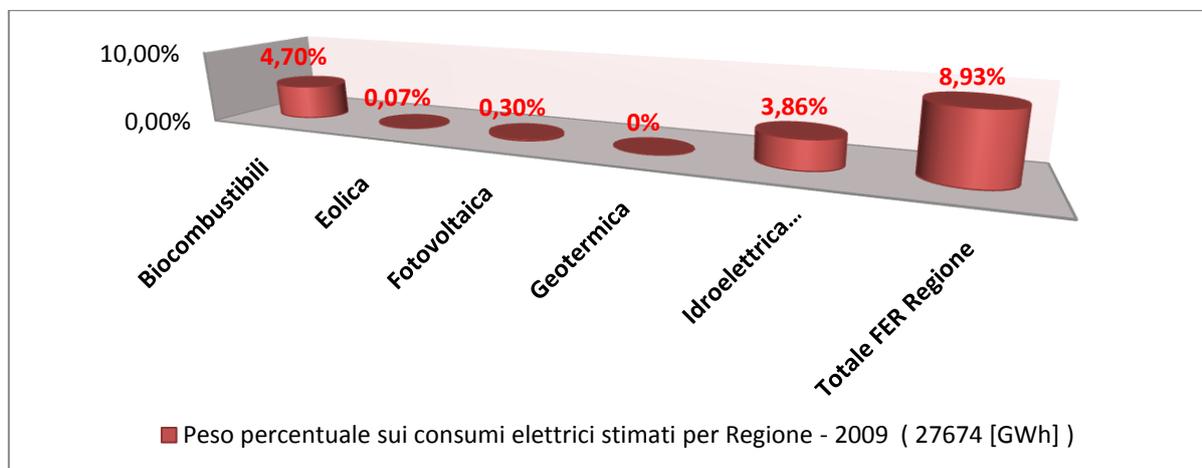


Figura 20.38: incidenza stimata (al 2009) delle FER sul CIL dell'Emilia Romagna

20.11.2 – INCIDENZA DELLA PRODUZIONE DA F.E.R. SUL C.I.L. : CONFRONTO TRA REGIONI ITALIANE

Le fonti energetiche rinnovabili, quindi, coprono quasi il 9% del fabbisogno interno lordo emiliano-romagnolo di energia elettrica, e producono il 4% circa dell'energia elettrica "normalizzata" derivante da fonte energetica rinnovabile in Italia (fonte: GSE, ("Rapporto statistico impianti a fonti rinnovabili – 2009"), pari a 63422 GWh.

Si può quindi valutare il peso delle fonti rinnovabili sul bilancio elettrico regionale, in relazione a ciò che risulta per le altre Regioni italiane.

Rapporto produzione FER / CIL per Regione nel 2009					
Regione	Produzione rinnovabile normalizzata		CIL		Quota rinnovabile regionale
	GWh	Ripartizione regionale	GWh	Ripartizione regionale	
Piemonte	7723	11,50%	26651	8%	27,3
Valle d'Aosta	2983	4,70%	1038	0,30%	287,4
Lombardia	11341	17,90%	66958	20,10%	16,9
Trentino Alto Adige	9098	14,30%	6670	2,00%	136,4
Veneto	4156	6,60%	31108	9,30%	13,4
Friuli Venezia Giulia	1746	2,80%	9839	3%	17,8
Liguria	373	0,60%	7559	2,30%	4,9
Emilia Romagna	2472	3,9%	27674	8,40%	8,9
Toscana	6468	10,20%	21463	6,40%	30,1
Umbria	1559	2,50%	5928	1,80%	26,3
Marche	696	1,10%	8063	2,40%	8,6
Lazio	1310	2,10%	28875	7,80%	5,1
Abruzzo	2020	3,20%	6788	2,00%	29,8
Molise	631	1,00%	1695	0,50%	37,2
Campania	2166	3,40%	19353	5,80%	11,2
Puglia	2853	4,50%	20095	6,00%	14,2
Basilicata	843	1,30%	3139	0,90%	26,8
Calabria	2156	3,40%	6938	2,10%	31,1
Sicilia	1775	2,80%	22796	6,80%	7,8
Sardegna	1464	2,30%	12979	3,90%	11,3
ITALIA	63422	100%	333296	100	19

I dati relativi alle altre Regioni provengono dal GSE, sono quelli pubblicati nel “Rapporto statistico impianti a fonti rinnovabili – 2009”, mentre quelli di produzione da rinnovabili stimati per l’Emilia Romagna sono quelli ricavati da questa tesi.

Si può quindi andare a “classificare” l’Emilia Romagna, all’interno del panorama nazionale delle fonti rinnovabili, dal punto di vista della produzione elettrica lorda da FER e dal punto di vista del suo peso percentuale rispetto alla produzione complessiva italiana di energia elettrica da fonte rinnovabile:

1) PRODUZIONE ELETTRICA LORDA DA FER

Si evidenzia dal Grafico seguente che (al 2009) l’Emilia Romagna è l’8° regione d’Italia per produzione elettrica stimata da fonti energetiche rinnovabili, dopo Lombardia, Trentino Alto Adige, Piemonte, Toscana, Veneto, Valle d’Aosta e Puglia (il dato relativo al totale italiano è stato “ridimensionato” in Figura 20.39).

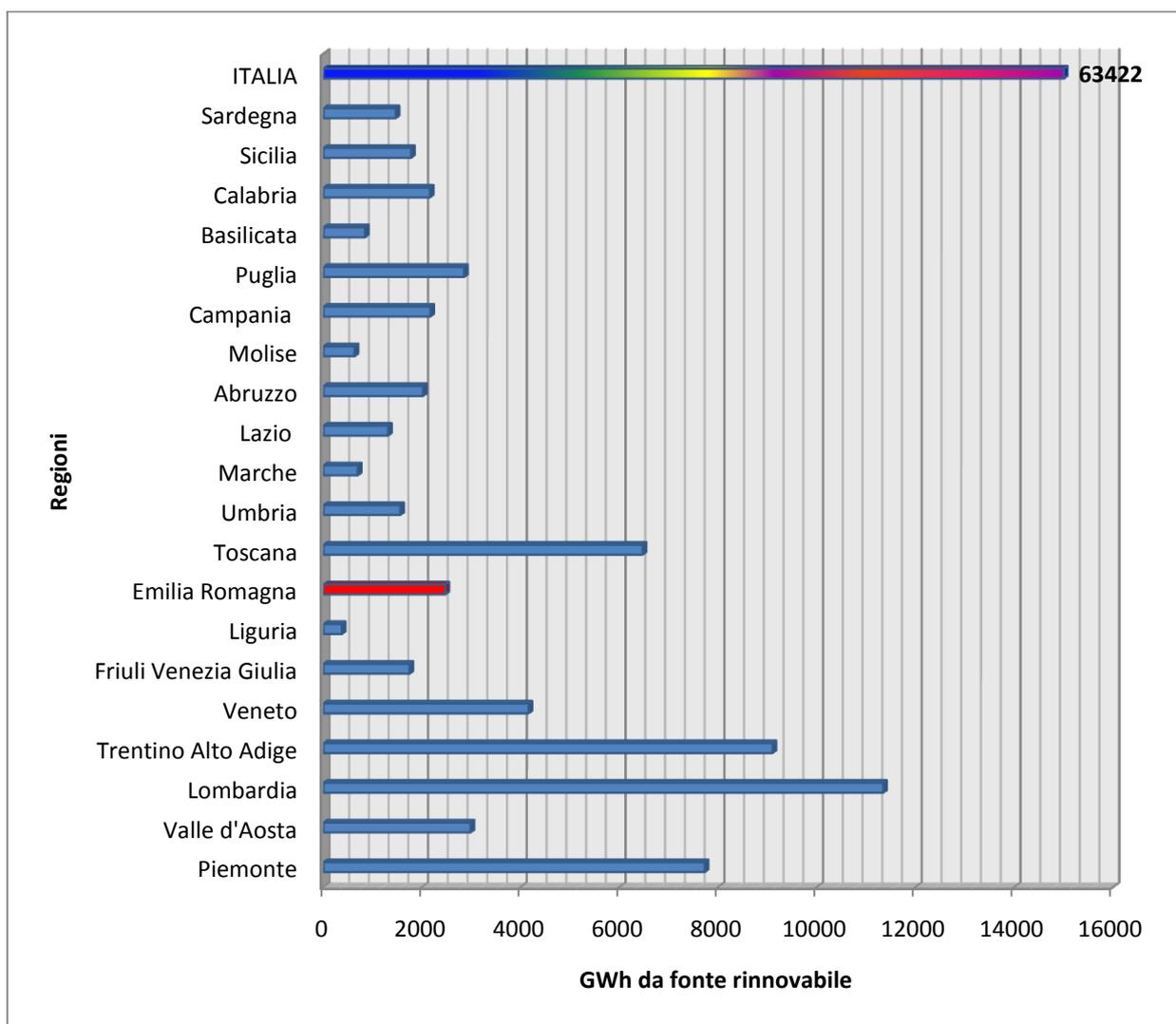


Figura 20.39: produzione elettrica da FER nelle regioni italiane (2009)

2) RIPARTIZIONE REGIONALE PERCENTUALE DELLE FER

Il peso percentuale di ogni regione italiana, dal punto di vista della produzione elettrica da fonti energetiche rinnovabili sul totale italiano è stato riportato in Figura 20.40:

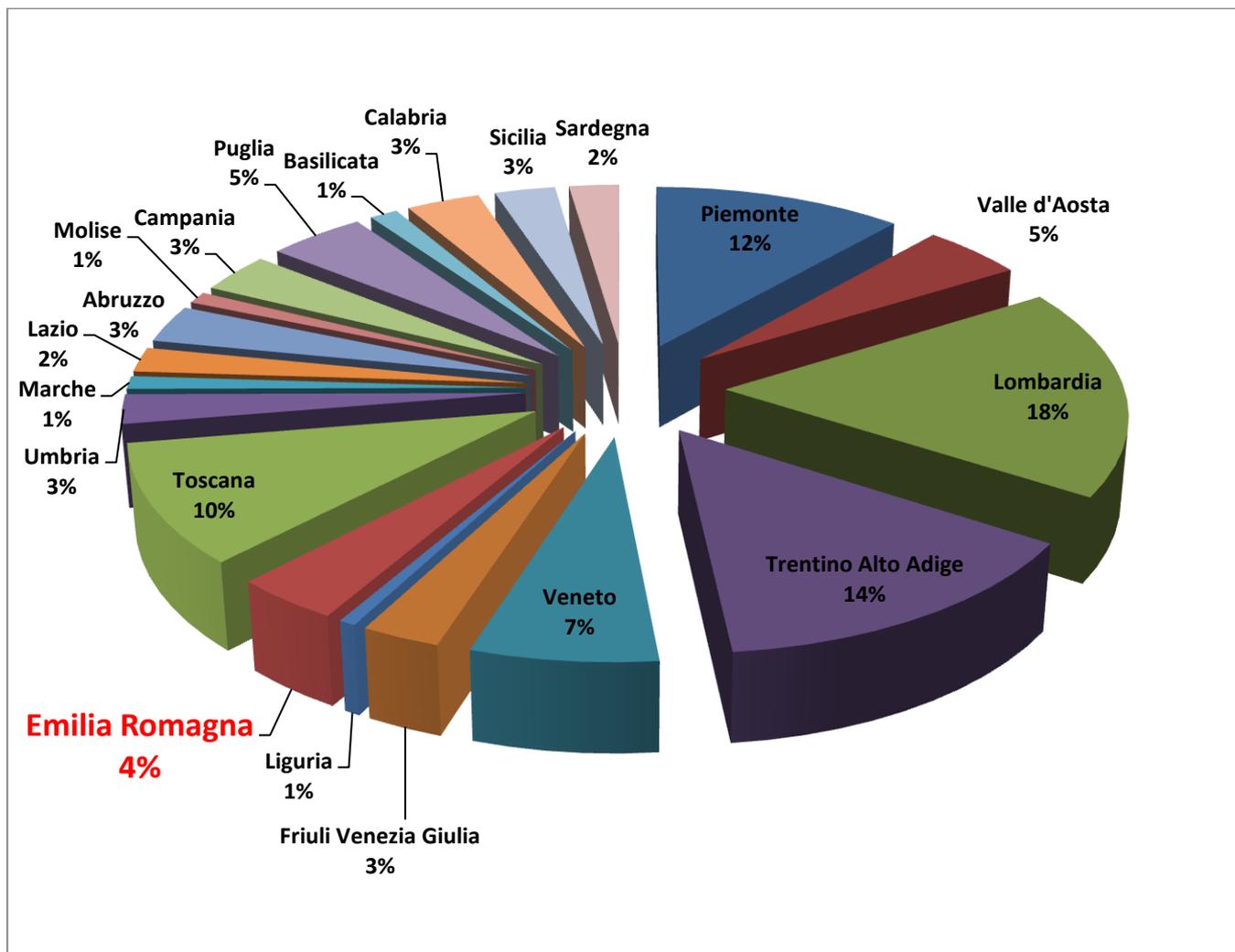


Figura 20.40: peso percentuale delle Regioni italiane in termini di produzione elettrica da FER sul totale prodotto in Italia (stima al 2009)

Come sottolineato anche in precedenza, i 2472 GWh prodotti da FER in Emilia Romagna corrispondono al 4% del totale nazionale (63422 GWh, fonte "GSE").

La Lombardia, prima regione italiana dal punto di vista della produzione elettrica da fonti energetiche rinnovabili, contribuisce per ben il 18% al totale nazionale, seguita dal Trentino Alto Adige con il 14% e dal Piemonte con il 12%.

3) QUOTA RINNOVABILE REGIONALE

E' definita come il rapporto tra il valore della produzione rinnovabile normalizzata e il CIL regionale, denominato "Quota rinnovabile regionale" valutato secondo quanto previsto dalla Direttiva 28/2009/CE (fonte: GSE, "Rapporto statistico impianti a fonti rinnovabili – 2009"), ed esprime quindi il "peso" delle fonti energetiche rinnovabili sui consumi elettrici regionali: nel caso dell'Emilia Romagna, come sottolineato in precedenza, le FER coprono circa l'8,8% del CIL elettrico (vedi Figura 20.41).

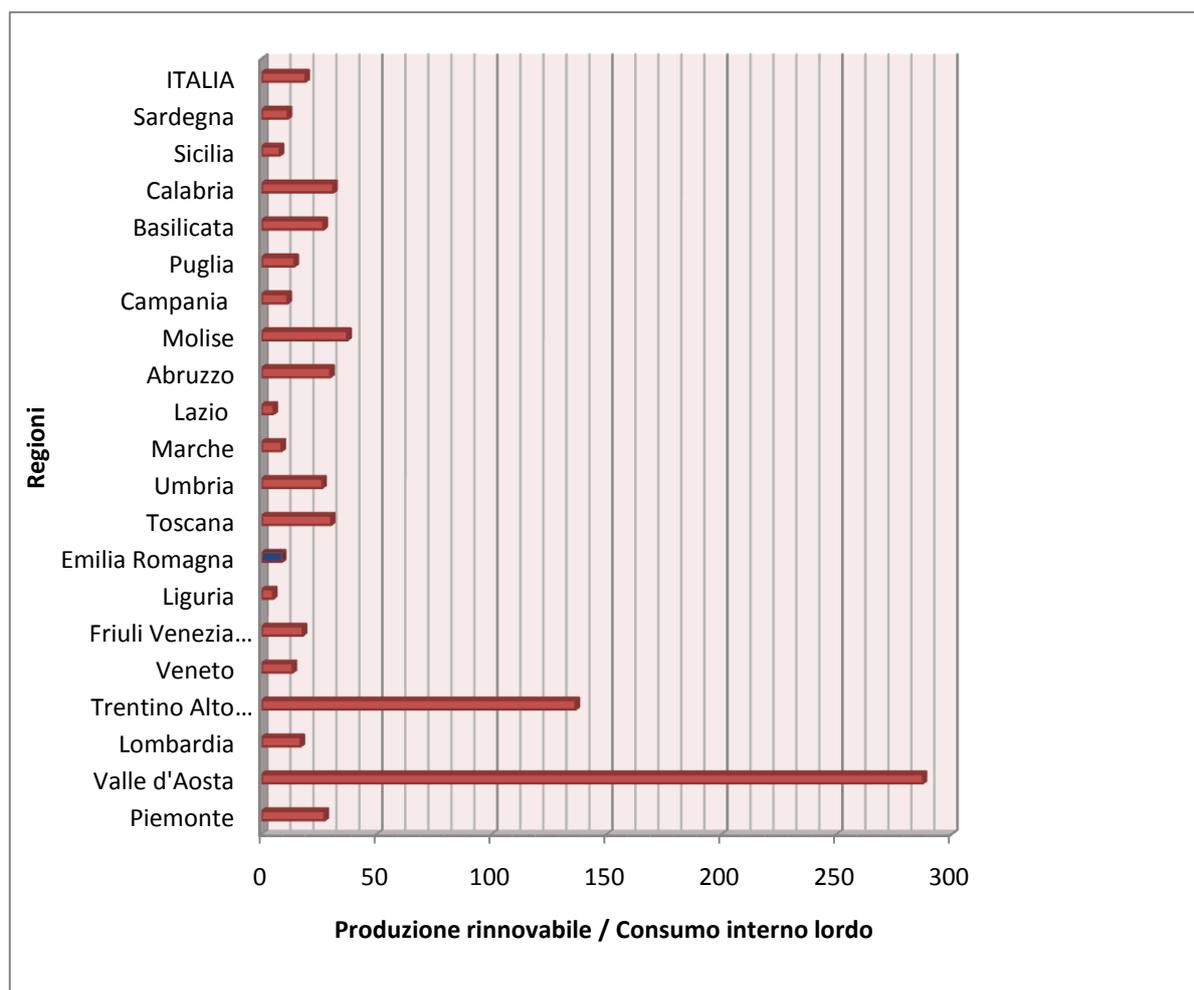


Figura 20.41: quote rinnovabili regionali stimate al 2009

Si evidenzia come, da questo punto di vista, l'Emilia Romagna sia una delle Regioni meno "rinnovabili" del panorama italiano, ossia una di quelle in cui le fonti energetiche rinnovabili incidono di meno sul bilancio elettrico complessivo: in questa particolare "classifica" è infatti al quintultimo posto (peggio fanno solo Liguria, Lazio, Sicilia e Marche) tra le 20 Regioni italiane.

Nelle Regioni della Val d'Aosta e del Trentino Alto Adige, a causa della grande produzione idroelettrica, la quota rinnovabile è superiore al 100%.

20.12 - ANALISI “PER FONTE” DELLO STATO ATTUALE DEL PARCO “RINNOVABILE PURO” EMILIANO ROMAGNOLO

Dopo aver considerato il quadro “globale” del parco a fonti energetiche rinnovabili complessivamente installato in Emilia Romagna al 2010, si può ora andare ad analizzarlo più nel dettaglio, prima di tutto dal punto di vista della tipologia delle fonti energetiche che lo costituiscono, in termini di potenza installata e di produzione elettrica.

1) RIPARTIZIONE PERCENTUALE TRA LE DIFFERENTI FER DELLA POTENZA ELETTRICA COMPLESSIVAMENTE INSTALLATA

Si evidenzia come, all’ottobre 2010, la fonte energetica rinnovabile cui corrisponde la maggiore potenza installata risultano essere i biocombustibili, considerati “complessivamente”: da impianti a biomasse convenzionali e da impianti a biomasse “assimilate” (termovalorizzatori) corrisponde il 42% (circa 334 MW) della potenza elettrica complessivamente installata da FER in Emilia Romagna. Di questi, il 25% del totale regionale è associato ad impianti a biomasse convenzionali (202 MW) e il 17% a termovalorizzatori (circa 133 MW).

Al secondo posto, l’idroelettrico rinnovabile: i 296,5 MW installati corrispondono al 38% del totale installato da FER in regione.

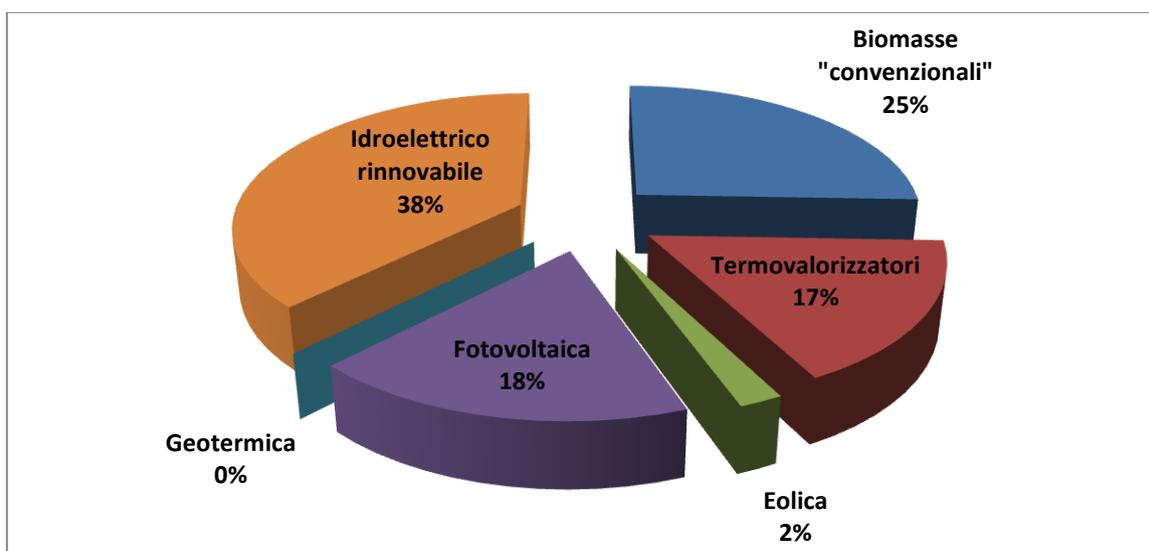


Figura 20.42: peso percentuale delle FER in termini di potenza elettrica installata in Emilia Romagna al 2010

Importante anche il contributo della fonte fotovoltaica, che con 141,4 MW_e installati, copre il 18% della potenza elettrica complessivamente installata in Regione da fonti energetiche rinnovabili.

La tecnologia eolica non è invece particolarmente "presente": i 16,3 MW_e installati corrispondono ad appena il 2% della potenza complessivamente installata da FER.

Completamente assente, come già evidenziato in precedenza, la potenza elettrica installata da fonte geotermica.

2) RIPARTIZIONE PERCENTUALE TRA LE DIFFERENTI FER DELLA PRODUZIONE ELETTRICA COMPLESSIVA

Altra analisi interessante è quella che considera la ripartizione della produzione elettrica lorda –in termini di peso percentuale- tra le differenti fonti energetiche rinnovabili: tale studio è sintetizzato in Figura 20.43:

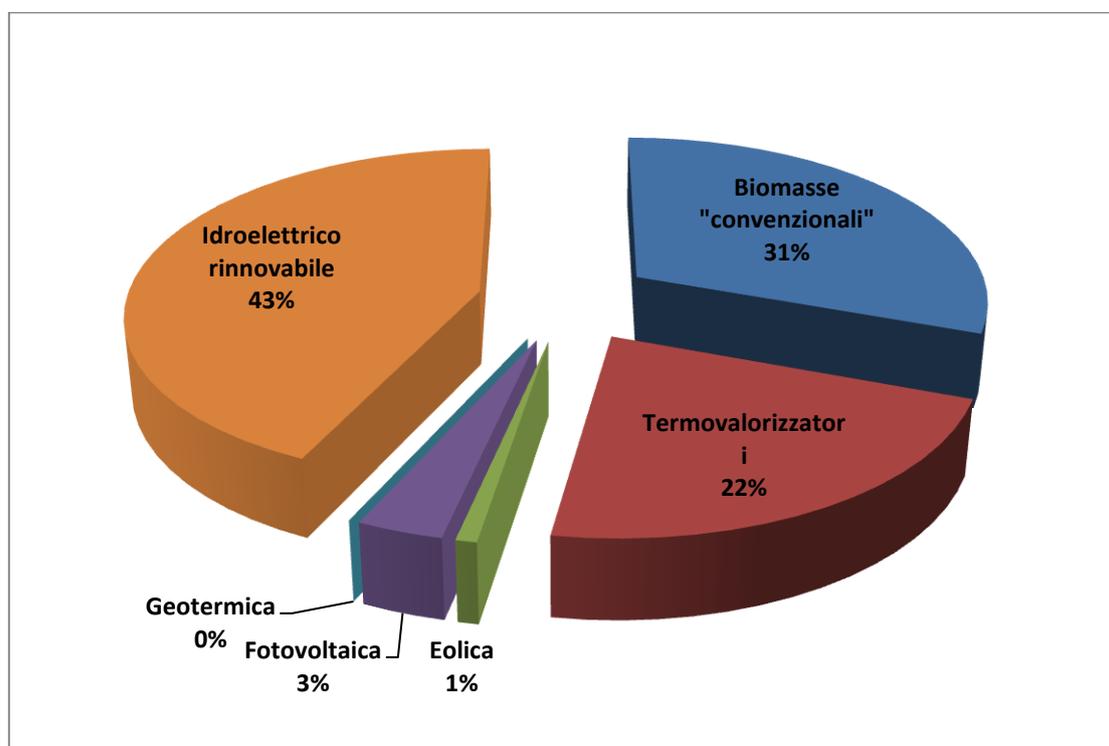


Figura 20.43: peso percentuale delle FER in termini di produzione elettrica lorda in Emilia Romagna stimata al 2009

E' dunque palese come la sproporzione, in termini di peso percentuale delle differenti FER sul totale regionale, si accentui rispetto a quanto visto considerando la potenza installata: la produzione elettrica lorda da FER è quasi completamente dovuta a due fonti solamente, ossia i biocombustibili e l'idroelettrico rinnovabile.

I biocombustibili contribuiscono per il 53% della produzione elettrica lorda regionale da FER (1300 GWh): il 31% di questo totale deriva da impianti a biomasse "convenzionali" (756 GWh), il 22% da termovalorizzatori (biomasse "assimilate", che quindi hanno un peso notevole, 544 GWh).

Gli impianti idroelettrici rinnovabili, invece, producono il 43% della potenza elettrica complessiva regionale da FER, risultando (qualora si considerassero separatamente le biomasse convenzionali ed assimilate) la principale FER dal punto di vista della produzione (1068 GWh prodotti stimati al 2009).

La fonte fotovoltaica, che ha un peso rilevante dal punto di vista della potenza installata (il 18% del totale), considerando la produzione elettrica lorda incide invece poco sul totale: appena il 3% (per una produzione di quasi 84 GWh), come del resto è ragionevole aspettarsi da un parco fotovoltaico costituito da piccoli impianti destinati principalmente all'autoproduzione.

La tecnologia eolica incide per appena l'1% (corrispondente a 20,6 GWh prodotti).

20.13 - ANALISI “PER PROVINCIA” DELLO STATO ATTUALE DEL PARCO “RINNOVABILE PURO” EMILIANO ROMAGNOLO

Dopo aver considerato la situazione del parco a fonti energetiche rinnovabili della Regione Emilia Romagna dal punto di vista del “peso percentuale” delle differenti FER (in termini di potenza elettrica installata e produzione elettrica lorda), si andrà ora a considerare il “peso percentuale” delle varie Province (considerandone i dati complessivi aggregati, relativi alle FER valutate nel loro complesso), sempre dal punto di vista della potenza elettrica installata e della produzione elettrica lorda.

In conclusione si andrà poi anche a valutare la “rinnovabilità” delle differenti Province del territorio emiliano romagnolo, considerando il peso che le FER hanno sui rispettivi bilanci elettrici provinciali.

Di seguito è sintetizzato il quadro relativo allo stato delle fonti energetiche rinnovabili sul territorio delle Province emiliano romagnole, in termini di potenza installata (e percentuale sul totale regionale), produzione elettrica lorda (e percentuale sul totale regionale), peso percentuale delle FER in termini di produzione elettrica lorda rispetto ai consumi interni lordi stimati per ogni Provincia (dati diffusi dal GSE, “Rapporto statistico impianti a fonti rinnovabili - 2009”).

Stato riassuntivo (potenza installata e produzione elettrica) delle FER nelle Province emiliano-romagnole (2010)					
Provincia	Potenza elettrica installata da FER (2010) [MW_e]	Ripartizione percentuale potenza regionale da FER (%)	Produzione elettrica lorda stimata da FER (2009) [GWh]	Ripartizione percentuale produzione elettrica lorda regionale da FER (2009)	Peso percentuale FER su CIL provinciale
Bologna	146,7	18,60%	276	11,16%	5,52%
Ferrara	58,2	7,38%	246	9,95%	10,90%
Forlì-Cesena	58,7	7,45%	156	6,31%	8,47%
Modena	107	13,57%	205	8,30%	4,78%
Parma	52	6,59%	157	6,35%	5,00%
Piacenza	127,2	16,13%	602	24,35%	39,27%
Ravenna	169,2	21,46%	691	27,95%	24,56%
Reggio Emilia	50	6,34%	116	4,69%	3,74%
Rimini	19,5	2,47%	23	0,93%	1,42%
Totale Emilia Romagna	788,5	100%	2472	100%	8,93%

1) RIPARTIZIONE TERRITORIALE DELLA POTENZA ELETTRICA INSTALLATA DA FER

In Figura 20.44 si è esplicitata la potenza elettrica complessivamente installata da fonte energetica rinnovabile (“pura”, quindi non sono stati considerati gli impianti idroelettrici di pompaggio) sul territorio di ogni Provincia emiliano romagnola.

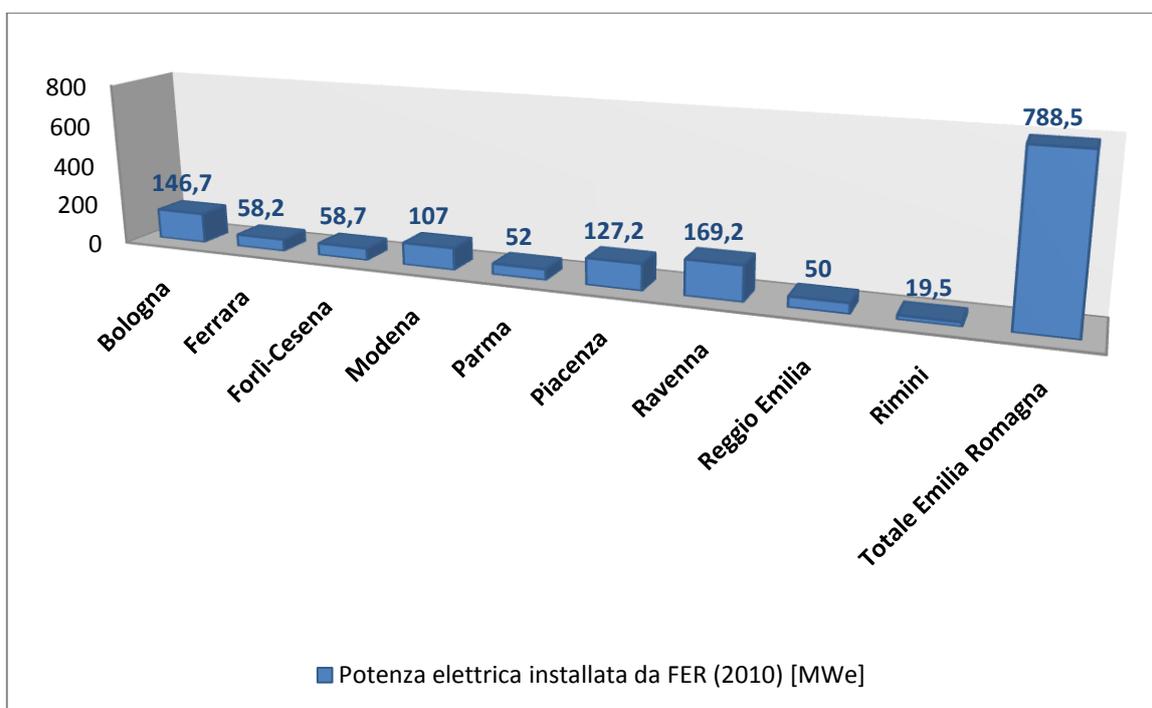


Figura 20.44: potenza elettrica installata da FER al 2010 su ogni Provincia dell’Emilia Romagna

Sono quattro le Province con più di 100 MW installati da FER; la Provincia che detiene il primato è quella di Ravenna, con quasi 170 MW, connessi principalmente a installazioni a biocombustibili (convezionali e assimilati).

Al secondo posto, la Provincia di Bologna (caratterizzata, come si è visto, da una distribuzione decisamente più omogenea tra le differenti FER), con circa 147 MW installati da fonte energetiche rinnovabili.

Segue la Provincia di Piacenza, i cui 130 MW circa da FER derivano principalmente dalle grandi installazioni idroelettriche rinnovabili presenti sul territorio: questo è infatti il principale distretto idrico rinnovabile della Regione.

Ferrara, Forlì-Cesena, Parma e Reggio Emilia sono tutte caratterizzate da potenze installate da FER comprese tra 50 e 60 MW.

La Provincia su cui è installata la minor potenza elettrica da FER è chiaramente quella di Rimini, con appena 19,5 MW complessivi (oltretutto perlopiù correlati al termovalorizzatore di Coriano), segno di un mercato delle fonti rinnovabili che deve ancora svilupparsi.

Di seguito si è andato ulteriormente a esplicitare il peso percentuale di ognuna di queste Province del territorio emiliano romagnolo, dal punto di vista della potenza elettrica installata da FER, rispetto al totale regionale: tale analisi è riportata in Figura 20.45.

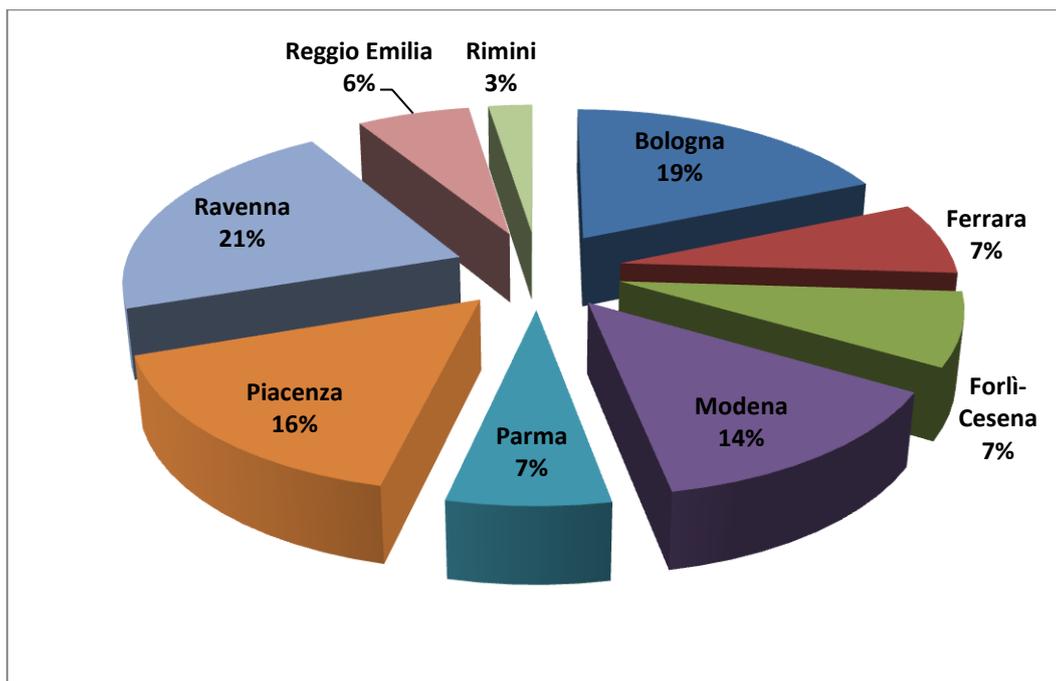


Figura 20.45: peso percentuale delle Province emiliano-romagnole in termini di potenza elettrica installata da impianti FER sul totale regionale da FER (al 2010)

Si nota una distribuzione complessivamente omogenea sul territorio regionale, di tale potenza installata da FER; ai circa 170 MW installati nella Provincia di Ravenna (la prima della Regione in termini di potenza installata da fonti rinnovabili) corrisponde il 21% del totale emiliano-romagnolo da FER.

Bologna, con circa 150 MW, copre il 19% del totale regionale di potenza elettrica da fonte energetica rinnovabile, seguita da Piacenza (128 MW, 16% del totale regionale) e Modena (107 MW, il 14% del totale regionale).

Forlì-Cesena, Ferrara e Parma si equivalgono al 7% del totale regionale di potenza elettrica installata da FER, seguite da Reggio Emilia, al 6%.

Ridotto il peso della Provincia di Rimini, che copre solo il 3% della potenza elettrica complessivamente installata nella Regione da fonti energetiche rinnovabili.

2) POTENZA INSTALLATA PER KM²

E' possibile andare a considerare anche la "valorizzazione" delle fonti energetiche rinnovabili sul territorio Provinciale, considerando quella che è la potenza di generazione elettrica per km² derivante da fonti energetiche rinnovabili: tale analisi è riassunta nella Tabella seguente.

Potenza complessiva installata per km² da FER in esercizio per Provincia all'Ottobre 2010			
Provincia	Potenza installata da FER (2010) [MW_e]	Estensione Provincia [km²]	Potenza da FER installata per km² [kW / km²]
Bologna	146,7	3703	39,61
Ferrara	58,2	2631	22,12
Forli-Cesena	58,7	2377	24,69
Modena	107	2689	39,79
Parma	52	3449	15,1
Piacenza	127,2	2589	49,13
Ravenna	169,2	1858	91,1
Reggio Emilia	50	2293	21,8
Rimini	19,5	864	22,57
Totale Emilia Romagna	788,5	22453	35,12

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata in Figura 20.46:

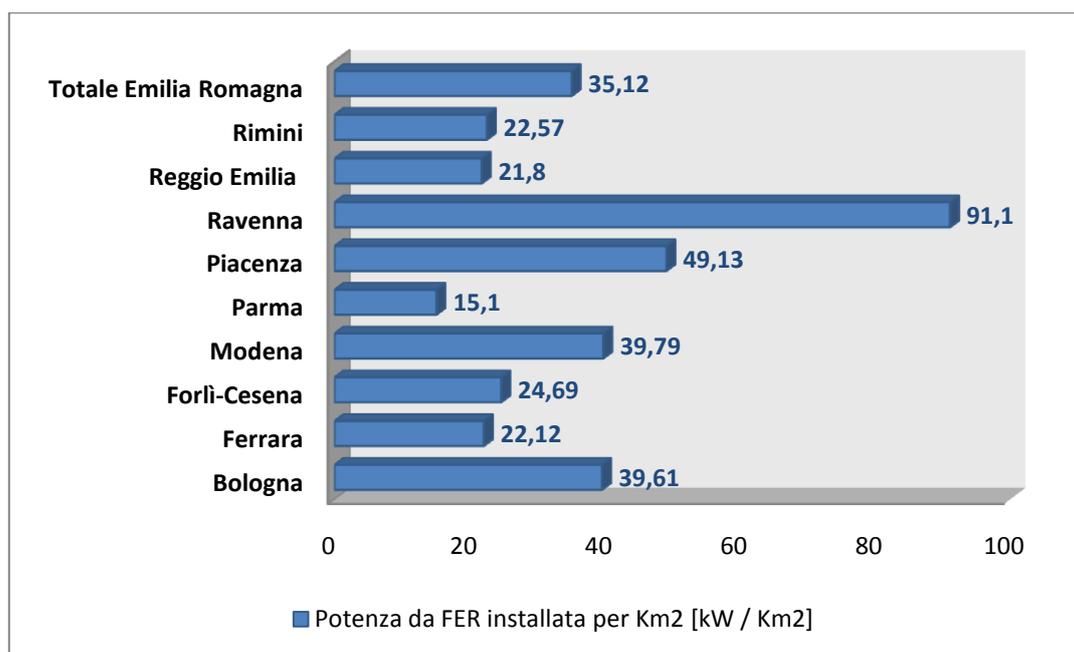


Figura 20.46: potenza installata da FER per km² di territorio provinciale

Si verifica come la Provincia di Ravenna, oltre ad essere caratterizzata dalla maggior potenza elettrica installata da FER, sia anche quella caratterizzata dalla maggior potenza elettrica installata da FER per km², con un primato assolutamente non in discussione (ben il 159% in più rispetto alla media regionale, di 35,12 kW / km²).

Al secondo posto la Provincia di Piacenza, anch'essa sopra la media regionale, con 49,13 kW / km² (il 39,9% in più rispetto al valore medio emiliano romagnolo).

Sopra la media regionale anche la Provincia di Modena (39,79 kW / km²) e quella di Bologna, che pur essendo al secondo posto in Regione in termini di potenza elettrica complessivamente installata da FER, scala al quarto in questa classifica di potenza specifica per km², per via della notevole estensione territoriale della Provincia stessa.

Particolare interessante è quello secondo cui la Provincia di Rimini, almeno in questa particolare classifica, non risulta più all'ultimo posto in Regione, nonostante la ridotta potenza installata: questo per via della ridotta estensione territoriale della Provincia stessa.

All'ultimo posto risulta invece essere la Provincia di Parma, con 15,1 kW / km², "penalizzata" dalla notevole estensione territoriale, a fronte di una potenza complessivamente installata tra le più ridotte della Regione.

E' interessante confrontare questo dato –a livello regionale- con l'obiettivo definito dalla normativa UE 20-20-20, che fissa un traguardo intermedio al 2015 pari a 50 kW / km², in prospettiva da ritenersi assolutamente raggiungibile (si veda il paragrafo dedicato all'evoluzione a medio termine del parco rinnovabile emiliano romagnolo).

3) RIPARTIZIONE TERRITORIALE DELLA PRODUZIONE ELETTRICA LORDA DA FER

In Figura 20.47 si è esplicitata la produzione elettrica lorda derivante da impianti a fonte energetica rinnovabile (“pura”, quindi non sono stati considerati gli impianti idroelettrici di pompaggio) sul territorio di ogni Provincia emiliano romagnola.

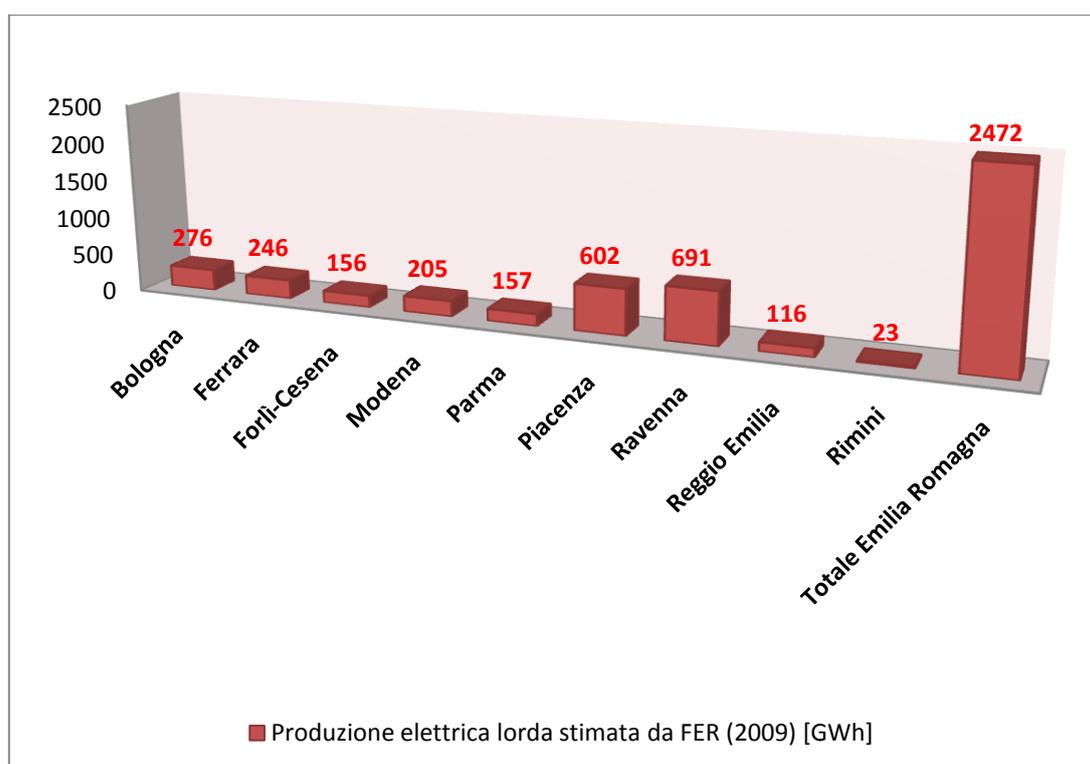


Figura 20.47: produzione elettrica lorda stimata da FER al 2009 nelle Province dell'Emilia Romagna

Si evidenzia immediatamente il ruolo preponderante, dal punto di vista della produzione elettrica lorda da FER, di due Province emiliano romagnole: la Provincia di Ravenna e la Provincia di Piacenza.

Queste infatti sono i due principali “distretti” regionali delle due più importanti fonti energetiche rinnovabili in Regione: sul territorio della Provincia di Ravenna si concentra la grandissima parte degli impianti termoelettrici a biomasse emiliano-romagnoli, a Piacenza ci sono le installazioni idroelettriche rinnovabili di maggiori dimensioni del territorio regionale.

La Provincia di Ravenna detiene così il primato regionale in termini di produzione elettrica lorda da FER, con ben 691 GWh stimati al 2009, seguita dai 602 GWh di produzione stimata relativi alla Provincia di Piacenza.

Sopra i 200 GWh prodotti da fonte energetica rinnovabile si evidenziano le Province di Bologna (276 GWh, è la terza Provincia della Regione per produzione da FER), Ferrara (246 GWh) e Modena.

Ancora una volta si evidenzia il ruolo “minoritario” del territorio Riminese, da questo punto di vista: la Provincia di Rimini contribuisce infatti con appena 23 GWh alla produzione elettrica regionale da FER, ed è l’unico distretto della Regione in cui tale produzione risulti inferiore a 100 GWh.

Tale analisi può essere ulteriormente esplicitata (Figura 20.48) considerando il peso percentuale della produzione elettrica lorda da fonti energetiche rinnovabili di ogni Provincia della Regione rispetto al totale regionale:

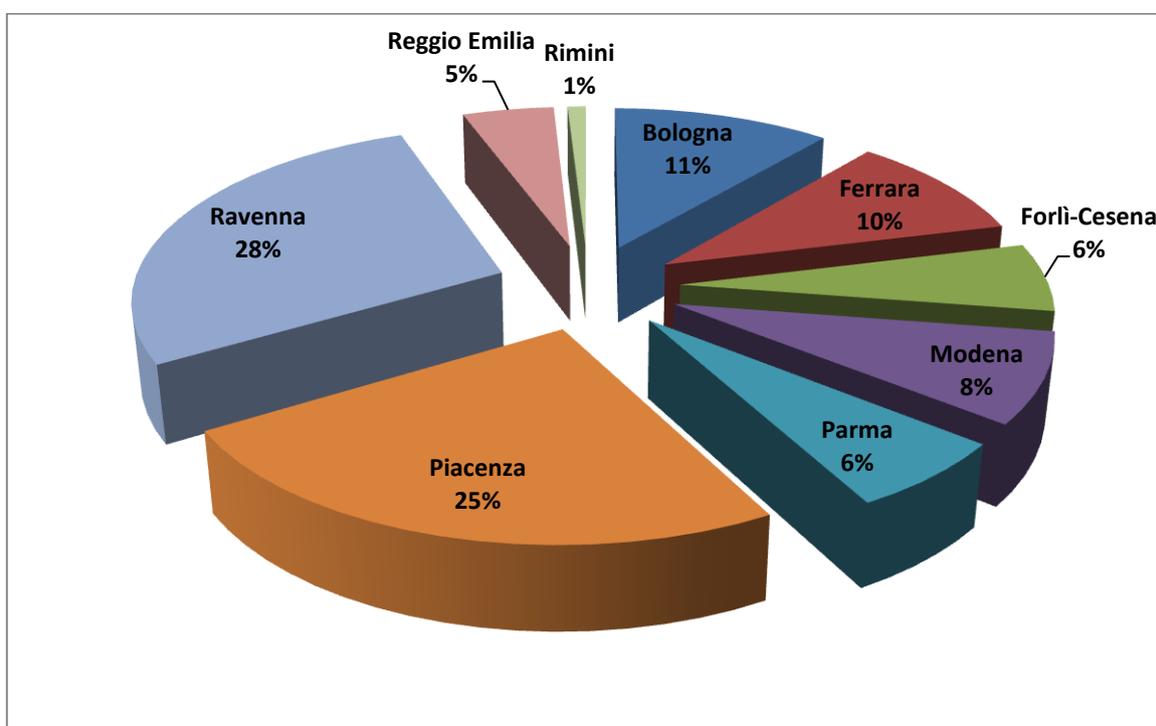


Figura 20.48: peso percentuale delle Province emiliano-romagnole in termini di produzione elettrica da FER rispetto al totale regionale prodotto da FER

Le Province di Ravenna e Piacenza coprono quindi complessivamente più della metà della produzione elettrica lorda regionale da FER (per la precisione, il 53%): in particolare la Provincia di Ravenna produce il 28% del totale regionale, quella di Piacenza il 25%. Già questa prima analisi permette di comprendere come la distribuzione della produzione elettrica lorda da FER sia decisamente meno omogenea rispetto alla distribuzione della potenza elettrica lorda da FER tra le Province del territorio.

Peso rilevante hanno anche la Provincia di Bologna (cui corrisponde l’11% del totale di energia elettrica prodotta da FER a livello regionale) e Ferrara (al 10% del totale).

4) LA “CLASSIFICA DI RINNOVABILITA’” DELLE PROVINCE EMILIANO ROMAGNOLE

Finora si è quindi considerato “l’importanza” di ogni Provincia emiliano romagnola in termini di potenza elettrica e produzione elettrica lorda da fonte energetica rinnovabile, definendone il “peso” rispetto al rispettivo totale regionale.

Per capire però quale sia la reale incidenza delle fonti energetiche rinnovabili sul territorio di ogni Provincia, bisogna andare a considerare il parametro precedentemente definito come “Peso percentuale FER su CIL Provinciale”: ciò significa andare a considerare quanto la produzione elettrica lorda da fonte energetica rinnovabile ha inciso sul bilancio elettrico provinciale, in particolare quale quota del “Consumo Interno Lordo” di energia elettrica risulta avere coperto.

I dati di produzione sono quelli stimati all’interno di questa tesi, i CIL di ogni Provincia sono quelli pubblicati da Terna (vedi “Dati statistici sull’Energia Elettrica in Italia – 2009”).

Tale peso percentuale, relativo ad ogni Provincia del territorio, è riportato in Figura 20.49:

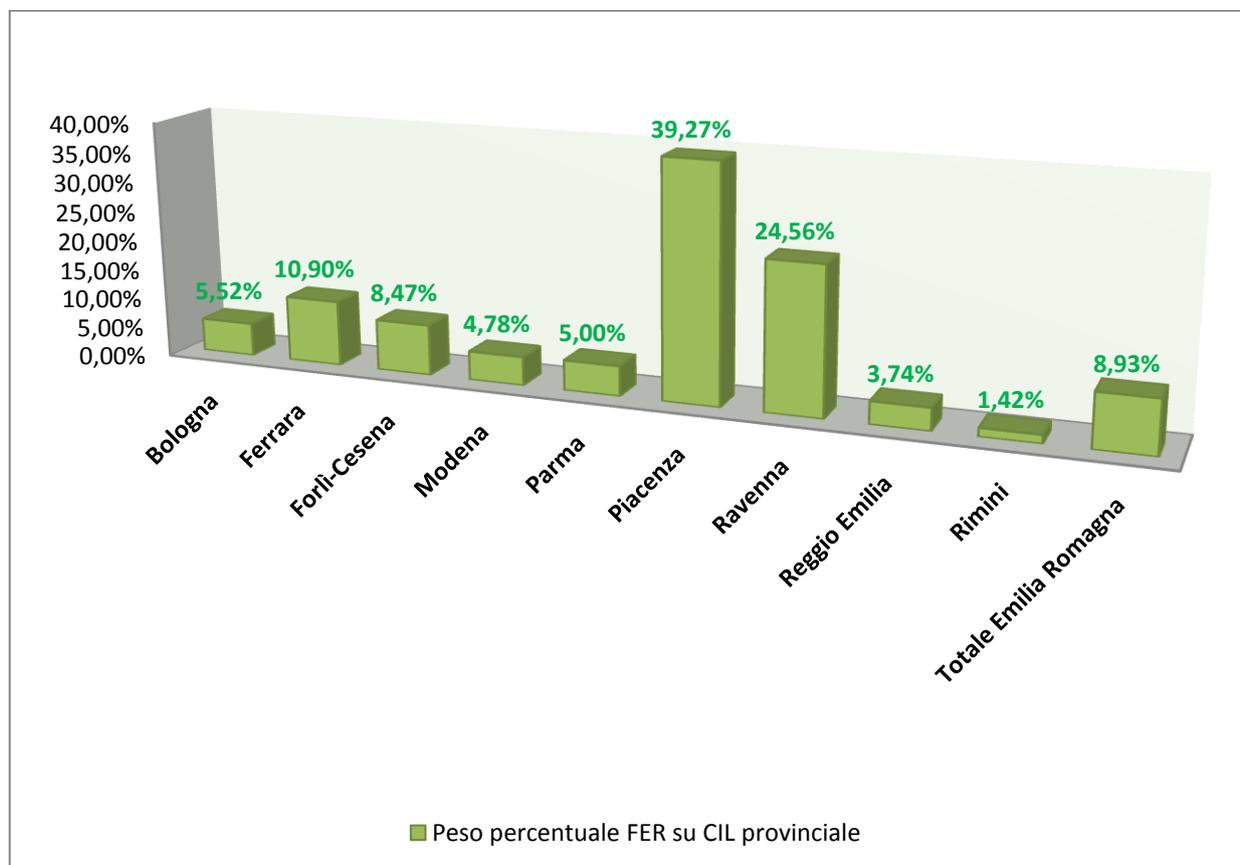


Figura 20.49: quota rinnovabile (FER/CIL) delle Province emiliano-romagnole al 2009

Si evidenzia come questa “classifica” risulti significativamente differente rispetto a quelle definite sulla base della potenza elettrica installata o della produzione elettrica lorda da FER, segno del fatto che questi parametri non sono sufficienti, da soli, per valutare il peso delle fonti energetiche rinnovabili sui vari distretti della Regione.

Si evidenzia il fatto che la Provincia di Piacenza è la prima della Regione come “rinnovabilità”: la produzione elettrica lorda da fonte energetica rinnovabile, infatti, copre quasi il 40% dei consumi elettrici interni lordi della Provincia stessa, indice di un peso rilevantissimo delle FER, legato principalmente alla produzione elettrica derivante dagli impianti idroelettrici rinnovabili.

Al secondo posto la Provincia di Ravenna, in cui la produzione elettrica lorda da FER copre quasi il 25% dei consumi elettrici interni lordi: in questo caso, come sottolineato in precedenza, la maggior parte di tale produzione deriva da impianti a biocombustibili (convenzionali e assimilati).

L’unica altra Provincia della Regione in cui il peso percentuale delle fonti energetiche rinnovabili sul CIL provinciale superi quello medio regionale (8,94%), è la Provincia di Ferrara, dove le FER coprono quasi l’11% dei consumi elettrici interni.

Le Province “meno rinnovabili” del territorio sono quelle di Modena (le FER pesano per il 4,8% circa sui consumi interni elettrici), Reggio Emilia (3,7%) e Rimini, che conferma il suo ultimo posto anche da questo punto di vista, oltre che sotto l’aspetto della potenza elettrica installata e produzione elettrica lorda da fonti energetiche rinnovabili: nella Provincia di Rimini, infatti, la produzione elettrica lorda da FER copre appena l’1,4% dei consumi elettrici interni.

Tale “classifica” è sintetizzata nella Tabella seguente.

Classifica Province "più rinnovabili" Regione Emilia Romagna		
1	Piacenza	39,30%
2	Ravenna	24,60%
3	Ferrara	10,90%
4	Forlì-Cesena	8,47%
5	Bologna	5,52%
6	Parma	5%
7	Modena	4,78%
8	Reggio Emilia	3,74%
9	Rimini	1,42%

E' possibile andare allora a realizzare una "classifica regionale di rinnovabilità" delle Province emiliano-romagnole, considerandole in termini di:

- Potenza elettrica complessivamente installata e in esercizio da FER sul territorio;
- Potenza elettrica per km² di provincia , complessivamente installata e in esercizio da FER;
- Produzione elettrica lorda da FER;
- Incidenza della produzione elettrica da FER sui Consumi Interni Lordi (CIL) provinciali.

Quest'ultimo parametro è chiaramente quello più indicativo del "peso" che le fonti energetiche rinnovabili hanno su ogni territorio provinciale, ma anche gli altri consentono di realizzare un quadro maggiormente completo della condizione delle FER sul territorio emiliano romagnolo.

Queste "classifiche" sono state esplicitate nella Tabella seguente, dove per ogni parametro è stata messa in evidenza la Provincia prima in classifica e l'ultima in classifica all'interno della Regione.

"Classifica globale di rinnovabilità" delle Province emiliano-romagnole (2010)				
Provincia	Potenza installata da FER (2010) [MW_e] - piazzamento Provincia	Potenza da FER installata per Km² [kW / Km²] - piazzamento Provincia	Produzione elettrica lorda da FER stimata al 2009 [GWh] - piazzamento Provincia	"Indice Provinciale di rinnovabilità" (incidenza produzione elettrica da FER su CIL) - piazzamento Provincia
Bologna	2	4	3	5
Ferrara	6	7	4	3
Forlì-Cesena	5	5	7	4
Modena	4	3	5	7
Parma	7	9	6	6
Piacenza	3	2	2	1
Ravenna	1	1	1	2
Reggio Emilia	8	8	8	8
Rimini	9	6	9	9

Da questa analisi si possono trarre alcune indicazioni di massima:

- Le Province in cui le Fonti Energetiche Rinnovabili hanno la maggiore importanza (in termini di peso rispetto al bilancio elettrico interno) sono quelle caratterizzate dal fatto di essere i più importanti “distretti” regionali delle due principali fonti energetiche rinnovabili: quella a biocombustibili e quella idrica. In particolare, Piacenza risulta essere il principale distretto “idrico rinnovabile” della Regione, Ravenna e Ferrara sono i due principali distretti “a biocombustibili” della Regione.
- Province come quelle di Bologna e di Modena, pur essendo ai primi posti in Regione dal punto di vista della potenza elettrica installata e della produzione elettrica lorda da FER, sono tra le “meno rinnovabili”, a causa degli elevati consumi interni lordi.
- Una Provincia come quella di Forlì-Cesena risulta essere “più rinnovabile” (rispetto a Modena o Bologna) nonostante non sia uno dei principali distretti regionali per nessuna delle FER: ciò testimonia la possibilità di un ulteriore sviluppo del mercato delle fonti energetiche rinnovabili sul territorio, che evidentemente sono ancora lontane dal raggiungere i limiti di saturazione dello stesso.
- La Provincia di Rimini si conferma all’ultimo posto in Regione sotto ogni aspetto relativo alle fonti energetiche rinnovabili: potenza installata, produzione elettrica lorda, peso delle FER sul bilancio elettrico provinciale. Ciò testimonia il fatto che il “mercato” delle rinnovabili su questo territorio deve ancora significativamente svilupparsi, risultando “in ritardo” rispetto a quanto evidenziato per le altre Province emiliano-romagnole.

20.14 - EVOLUZIONE TEMPORALE DEL “PARCO RINNOVABILE” EMILIANO ROMAGNOLO: CONFRONTO CON DATI STORICI

Dopo aver valutato l'attuale condizione del parco complessivo “rinnovabile” emiliano-romagnolo (cioè l'insieme degli impianti a fonti energetiche rinnovabili installati sul territorio della Regione), è interessante ora andare a considerarne l'evoluzione temporale.

Tale analisi sarà condotta dal punto di vista della potenza elettrica installata e della produzione elettrica lorda, considerando –per lo stato attuale- i dati ricavati all'interno di questa tesi, mentre per i dati “storici” si farà riferimento al precedente “Piano Energetico Regionale” (2007), al successivo “Stato di attuazione e prospettive del P.E.R.” (2009), nonché alle pubblicazioni di GSE (“Bilanci elettrici nazionali”) e Terna (“Dati statistici sull'energia elettrica in Italia”).

Lo stato complessivo del parco elettrico rinnovabile emiliano romagnolo risulta essere riassunto all'interno della Tabella seguente:

Evoluzione temporale "parco elettrico rinnovabile" Regione Emilia Romagna			
Anno	Numero complessivo impianti FER	Potenza elettrica complessivamente installata da FER[MW]	Produzione elettrica lorda complessiva [GWh]
2000	103	371	1252,7
2004	323	482,7	1834,6
2007	1043	505,4	1694,3
2010	9577	788,5	2472

Si nota la grandissima evoluzione di tale parco rinnovabile, dal punto di vista di tutti i parametri considerati fino ad ora: numero di impianti installati, potenza elettrica complessivamente installata, produzione elettrica lorda complessiva.

Tale analisi sarà esplicitata parametro per parametro nel seguito.

1) EVOLUZIONE TEMPORALE DEL NUMERO DI IMPIANTI A FER

L'evoluzione nel tempo del numero di impianti a fonte energetica rinnovabile "puri" (ossia considerando nel novero le biomasse assimilate ma non gli impianti idrici di puro pompaggio), disaggregati anche per fonte energetica, è riportata nella Tabella seguente:

Evoluzione temporale numero di impianti FER Regione Emilia Romagna					
Anno	Impianti biocombustibili	Impianti eolici	Impianti fotovoltaici	Impianti idrici "rinnovabili"	Totale Emilia Romagna
2000	26	1	15	61	103
2004	39	2	220	62	323
2007	46	2	1229	62	1339
2010	58	3	9442	74	9577

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata in Figura 20.50:

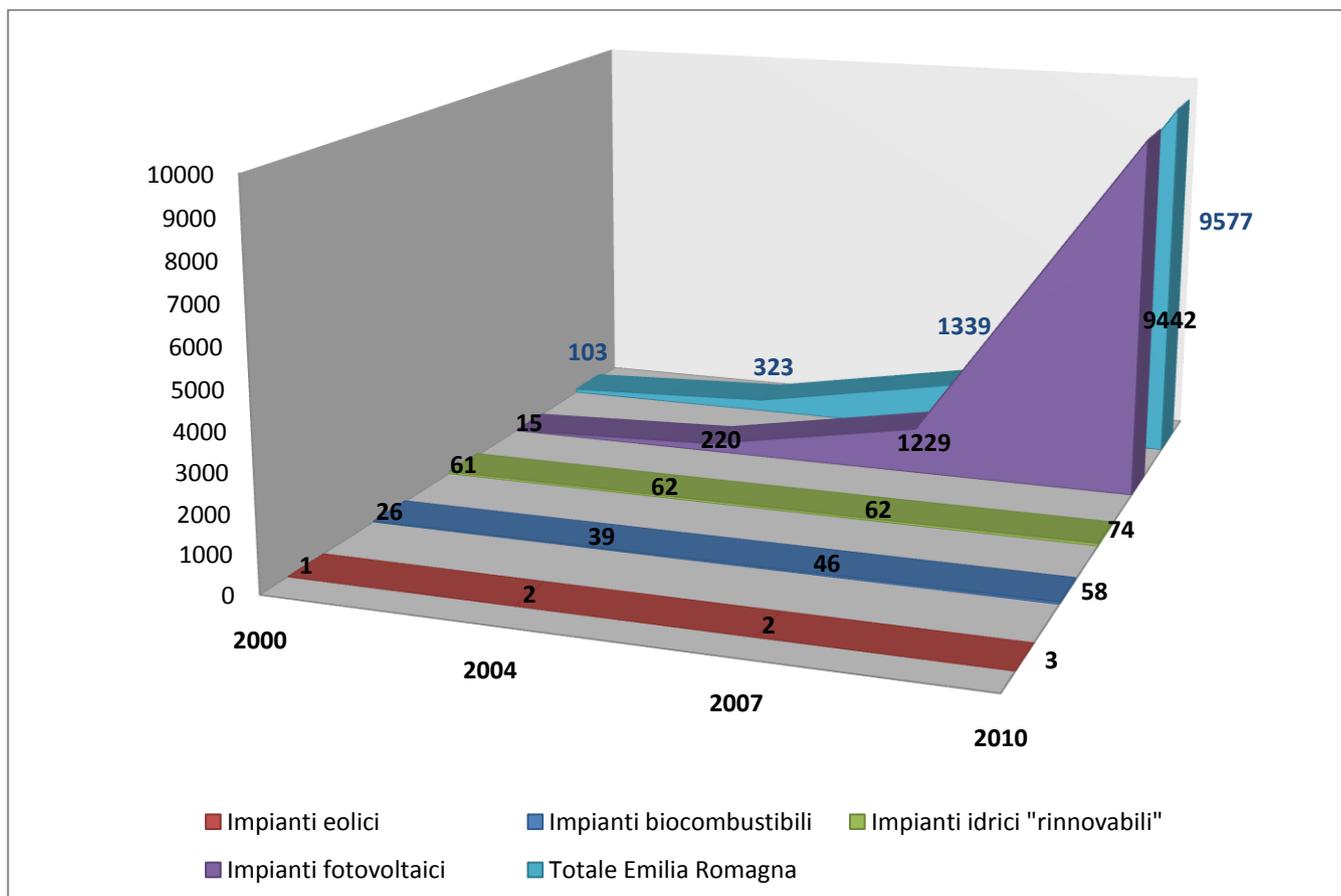


Figura 20.50: evoluzione temporale del numero di impianti F.E.R installati in Emilia Romagna (2000-2010)

Esplicitando i dati tra le differenti FER, si evidenzia come la crescita del numero di impianti sia stata trainata in maniera assoluta dalle installazioni fotovoltaiche, cresciute del 668% solamente nel periodo 2007-2010 (da 1229 a 9442).

Pressoché inalterato il numero degli impianti eolici installati in regione (da 1 a 3 dal 2000 al 2010), il numero delle installazioni idroelettriche rinnovabili pure è cresciuto del 21% (da 61 a 74).

La crescita più "omogenea" nel tempo si è avuta per gli impianti a biomasse (convenzionali e assimilate), aumentati di 13 unità (il 50%) dal 2000 al 2004, di 7 (corrispondenti ad un incremento del 15,2%) dal 2004 al 2007 e di 12 (per un incremento del 26%) nel periodo 2007-2010.

2) EVOLUZIONE TEMPORALE DELLA POTENZA ELETTRICA INSTALLATA DA IMPIANTI A FER

Più interessante può essere considerare ora l'evoluzione nel tempo della potenza elettrica complessivamente installata da impianti a fonte energetica rinnovabile "puri" (ciò significa considerare nel novero le biomasse assimilate, ma non gli impianti idrici di puro pompaggio).

Tale analisi, ottenuta disaggregando i dati anche sulla base della differente fonte energetica, è riportata nella Tabella seguente:

Evoluzione temporale potenza elettrica installata da impianti FER Regione Emilia Romagna					
Anno	Impianti biocombustibili [MW]	Impianti eolici [MW]	Impianti fotovoltaici [MW]	Impianti idrici "rinnovabili" [MW]	Totale Emilia Romagna [MW]
2000	89	3,5	0,2	278,4	371
2004	190,4	3,5	1,8	287	482,7
2007	204,4	3,5	8,5	290,3	505,4
2010	334,3	16,3	141,41	296,5	788,5

Questa evoluzione è stata ulteriormente esplicitata riportando questi dati in Figura 20.51.

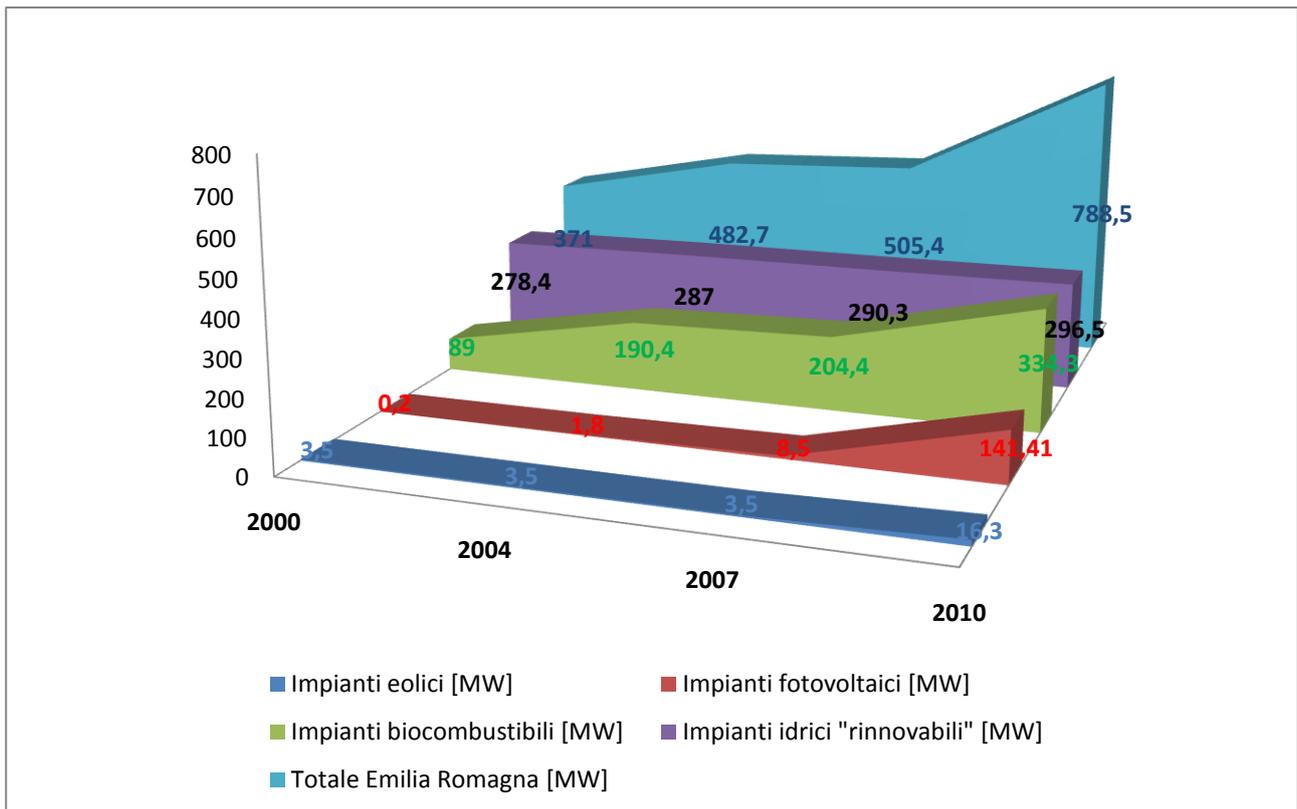


Figura 20.51: evoluzione temporale della potenza elettrica associata a impianti F.E.R installati in Emilia Romagna (2000-2010)

Analizzando la potenza derivante da impianti eolici, si nota come questa sia rimasta inalterata nel periodo 2000-2007 (a 3,5 MW), per poi incrementarsi del 366% (cioè 12,8 MW) nel periodo 2007-2010, arrivando a 16,3 MW complessivi.

Un incremento di potenza distribuito nel tempo in questa maniera (cioè concentrato nel periodo 2007-2010) è quello che ha caratterizzato anche gli impianti fotovoltaici; la potenza nel periodo 2000-2007 si è incrementata complessivamente di soli 8,3 MW (incremento percentualmente rilevante, comunque, pari al 4150% rispetto agli 0,2 MW installati al 2000), e di ben 132,6 MW tra il 2007 e il 2010 (con un incremento percentuale pari al 1560%).

Come si era evidenziato in fase di valutazione del numero di installazioni, anche in termini di potenza installata la crescita della tecnologia a biomasse è risultata distribuita in maniera più omogenea nel tempo: tra il 2000 e il 2007, infatti, si è registrato un incremento di 115,4 MW (con un incremento percentuale del 130%), mentre tra il 2007 e il 2010 tale incremento è stato pari a 129,9 MW, ossia del 63,55%.

Decisamente più ridotta la crescita nel tempo della potenza installata da fonte idroelettrica rinnovabile, incrementatasi di 11,9 MW tra il 2000 e il 2007 (+4,27%) e di 6,2 MW (+2,2%) tra 2007 e 2010.

Complessivamente, la potenza elettrica da fonte energetica rinnovabile installata in Regione, è cresciuta di 134 MW (+36,22%) tra il 2004 e il 2007, mentre la crescita nel periodo 2007-2010 è risultata di 283,1 MW (+56%).

Le considerazioni che si possono trarre da questa analisi sono le seguenti:

- Il trend di crescita nel tempo del mercato eolico e fotovoltaico evidenzia come questi siano mercati in espansione nell'ultimo periodo temporale (2007-2010), mentre precedentemente risultavano essere ancora in fase di evoluzione. La crescita di questi mercati (in particolar modo di quello fotovoltaico) ha trainato la crescita dell'intero parco rinnovabile emiliano romagnolo e (in base alle considerazioni realizzate nei Capitoli dedicate a queste fonti, sulla base dei procedimenti autorizzativi in corso) si suppone che tale crescita continuerà anche nel breve / medio termine.
- Il mercato dei biocombustibili, già maturo nel periodo antecedente al 2007, manifesta un trend di crescita omogeneo, che si suppone potrà continuare anche nei prossimi anni.
- La fonte energetica a idroelettrico rinnovabile risulta aver raggiunto condizioni prossime a quelle di saturazione delle proprie potenzialità: per tale motivo la crescita risulta ridotta (e si presume, sempre sulla base delle considerazioni realizzate nel Capitolo dedicato alla fonte idrica, relative alle autorizzazioni in corso, che sarà così anche in uno Scenario di breve / medio termine), essendo dovuta all'installazione di piccole installazioni mini-idroelettriche.

3) EVOLUZIONE TEMPORALE DELLA PRODUZIONE ELETTRICA DA IMPIANTI A FER

Di seguito si andrà ora a considerare l'evoluzione nel tempo della produzione elettrica stimata derivante da impianti a fonte energetica rinnovabile "puri" (ciò significa considerare nel novero le biomasse assimilate, ma non gli impianti idrici di puro pompaggio).

Tale analisi, ottenuta disaggregando i dati anche sulla base della differente fonte energetica, è riportata nella Tabella seguente:

Evoluzione temporale produzione elettrica stimata da impianti FER Regione Emilia Romagna					
Anno	Impianti biocombustibili [GWh]	Impianti eolici [GWh]	Impianti fotovoltaici [GWh]	Impianti idrici "rinnovabili" [GWh]	Totale Emilia Romagna [GWh]
2000	336,5	3	0,14	913	1252,7
2004	797	3	1,6	1033	1834,6
2007	936	3,6	3,8	750,9	1694,3
2010	1300	20,6	83,6	1067,8	2472

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata in Figura 20.52:

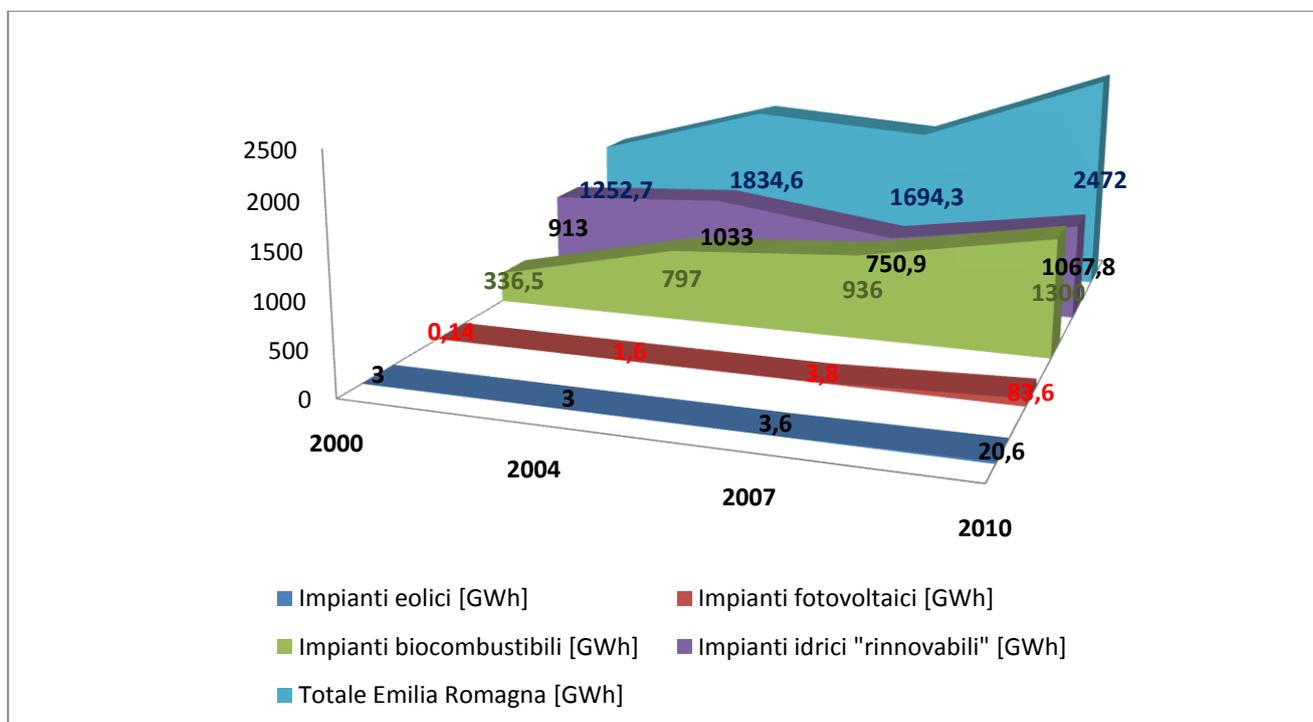


Figura 20.51: evoluzione temporale della produzione elettrica dovuta a impianti F.E.R installati in Emilia Romagna (2000-2010)

Si evidenzia come la crescita nel tempo, in termini di produzione, degli impianti eolici e fotovoltaici ricalchi la crescita della potenza installata da queste stesse fonti rinnovabili: ridotta nel periodo 2000-2007, poi significativamente maggiore tra 2007 e 2010.

Nel caso degli impianti eolici, tale crescita è stata di appena 0,6 GWh (+20%) tra 2004 e 2007 e di ben 17 GWh (+472%) tra 2007 e 2010.

Per le installazioni fotovoltaiche, l'incremento di produzione registrato tra 2000 e 2007 risulta essere stato pari a 3,66 GWh (+ 2615%) e di 79,8 GWh tra 2007 e 2010 (+2100%).

Crescita "omogenea" nel tempo anche in termini di produzione elettrica (oltre che dal punto di vista del numero di impianti installati e della potenza elettrica ad essi connessa), considerando la fonte a biomasse: l'incremento tra il 2000 e il 2007 si stima pari a 599,5 GWh (+178%), e di 364 GWh tra 2007 e 2010 (+39%) tra 2007 e 2010.

L'unica fonte in "controtendenza" rispetto a questo scenario di crescita continua e di sviluppo positivo nel tempo, risulta quella idroelettrica: nel periodo 2000-2007 tale produzione è calata di ben 162,1 GWh (-17,8%), per poi incrementarsi di 316,9 GWh (+42,2%) tra 2007 e 2010.

Tale andamento altalenante, però, si giustifica con il fatto che, per tale fonte, la produzione elettrica è strettamente dipendente dalle condizioni climatiche, orografiche e di disponibilità naturale della risorsa (molto più di quanto non accada per la fonte eolica e fotovoltaica, specialmente tenuto conto del fatto che il parco idroelettrico, in questo periodo temporale, non ha registrato un'espansione –in termini di nuove installazioni sul territorio- che permettesse di "compensare" la minore produzione elettrica specifica delle singole installazioni): il 2007, come sottolineato nel Capitolo dedicato alla fonte idrica, non è stato infatti un anno "felice" e la produzione elettrica ne ha risentito.

La produzione elettrica da FER nella Regione Emilia Romagna è risultata crescere complessivamente, tra il 2000 e il 2007, di 441,6 GWh (+35,25%), pur registrando un andamento "mutuato" da quello della fonte idrica (con un calo di produzione nel 2004). Tra il 2007 e il 2010 la crescita di produzione elettrica lorda registrata è risultata pari a 777,7 GWh (+45,9%), con un significativo incremento anche del "peso" di tali fonti energetiche rinnovabili all'interno del bilancio elettrico regionale.

20.15 - CONFRONTO TRA L'ATTUALE PARCO RINNOVABILE E GLI OBIETTIVI AL 2010 DEFINITI NEL PRECEDENTE P.E.R.

Una volta definito il quadro attuale relativo allo stato delle Fonti Energetiche Rinnovabili sul territorio della Regione Emilia-Romagna, si può quindi procedere al confronto con gli obiettivi definiti al 2010 all'interno del precedente Piano Energetico Regionale.

Confronto tra stato "rinnovabile" attuale e obiettivi al 2010 da precedente PER						
Fonte	Potenza elettrica			Produzione elettrica		
	Potenza installata [MW]	Obiettivo al 2010 [MW]	Raggiungimento obiettivo	Produzione lorda [GWh]	Obiettivo al 2010 [GWh]	Raggiungimento obiettivo
Biocombustibili	335-350	350	SI' (sostanziale)	1300	1400	NO
Eolico	16,3	15-20	SI'	20,6	100 (solare + eolico)	SI'
Fotovoltaico	141	20-35	SI' (superamento)	83,6	100 (solare + eolico)	SI'
Geotermico	0	n.d.	-	0	n.d.	-
Idroelettrico	296,5	294,4	SI' (superamento)	1067,8	1400	NO (situazioni contingenti)

Si evidenzia dunque come gli obiettivi definiti per le Fonti Energetiche Rinnovabili all'interno del precedente Piano Energetico Regionale siano stati sostanzialmente raggiunti: questo è vero in particolar modo per quanto riguarda le potenze installate (nel caso della fonte idroelettrica e, soprattutto, di quella fotovoltaica, risulta addirittura un cospicuo superamento di questi obiettivi).

Per quanto riguarda la produzione elettrica, gli obiettivi per la fonte eolica e fotovoltaica (che erano definiti in maniera aggregata, nell'ultimo PER) risultano raggiunti e superati; non sono stati raggiunti quelli relativi alla produzione da biomasse e, soprattutto, da fonte idroelettrica (ma bisogna tenere conto delle situazioni contingenti –climatiche e orografiche- non prevedibili a priori, che hanno ridotto la disponibilità idrica e la conseguente capacità produttiva).

CAPITOLO 21 - EVOLUZIONE A BREVE TERMINE (2012) DEL PARCO RINNOVABILE IN EMILIA ROMAGNA

21.1 - INTRODUZIONE

Di seguito si andrà a considerare il parco elettrico a fonti energetiche rinnovabili stimato, per uno “Scenario di breve termine” (al 2011-12) sulle differenti Province della Regione, ottenuto raccogliendo i dati relativi agli “Scenari di breve termine” definiti per ciascuna fonte energetica rinnovabile.

Si andrà a definire lo stato complessivo stimato per ogni Provincia, disaggregato tra le differenti FER, nonché il quadro delle nuove installazioni già autorizzate e non ancora realizzate (disaggregate tra le differenti fonti): l'ipotesi alla base della realizzazione, infatti, è quella secondo cui si suppone che –in questo Scenario di breve termine- gli impianti FER già autorizzati nella Provincia ma non ancora realizzati, entreranno a far parte del parco elettrico a fonti energetiche rinnovabili entro il termine temporale considerato (2011-12).

Nel definire lo “stato complessivo” del parco elettrico alimentato da FER sul territorio provinciale, nel caso delle Province di Modena, Parma e Piacenza si è tenuto conto anche delle tre installazioni eoliche già realizzate, ma per motivi diversi non ancora in funzione.

Le stime al 2011-2012 (“Scenario di breve termine”) riguarderanno il numero di impianti, le potenze elettrica e termica installate per ogni tipologia di FER sul territorio provinciale e regionale, nonché la produzione elettrica lorda da tali impianti.

La produzione elettrica lorda è stata stimata in maniera tale da poter valutare il “peso” effettivo delle differenti fonti energetiche rinnovabili sul bilancio elettrico; per realizzare tali stime di produzione, si è proceduto a realizzare alcune ipotesi di

base, relativamente alle ore di funzionamento medie annue per le differenti tipologie impiantistiche (la produzione elettrica è stata infatti ottenuta dalla moltiplicazione della potenza elettrica installata per le differenti FER, moltiplicata per il numero di ore medie annue di funzionamento stimato per le varie tipologie di impianto).

Le ore medie annue di funzionamento delle differenti tipologie di impianti alimentati da FER sono state stimate –in maniera indicativa- considerando i valori medi attuali: si è così assunto un numero medio di ore di funzionamento pari a 900 [h/anno] per gli impianti fotovoltaici, 1700 [h/anno] per gli impianti eolici, 6000 [h/anno] per gli impianti a biomasse.

Per gli impianti idroelettrici “rinnovabili” e per i termovalorizzatori, invece, si è assunto, su ogni Provincia, il dato “attuale” (al 2009), ipotizzando quindi uno scenario “business as usual”, in cui non si abbiano modificazioni delle caratteristiche di funzionamento degli impianti stessi nel tempo: il dato delle ore medie annue di funzionamento, quindi, è quello riportato nel Capitolo relativo allo “Scenario attuale” complessivo per la Regione Emilia Romagna.

In conclusione di questo Capitolo si andrà poi a definire lo stato complessivo stimato al 2011-2012 per il parco elettrico a FER emiliano romagnolo, considerandone l'evoluzione temporale anche in termini di sviluppo delle singole fonti energetiche sul territorio, e definendo una “Classifica di rinnovabilità” definita per le Province del territorio.

21.2 - PROVINCIA DI BOLOGNA

21.2.1 – PARCO RINNOVABILE STIMATO AL 2012

Di seguito è stato riassunto lo stato stimato -considerandone l'evoluzione in uno "Scenario di breve termine" (al 2011-12)- del parco elettrico alimentato da fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Bologna, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza per ogni FER, a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna.

Stato stimato Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Bologna "Scenario a breve termine" (2011-12)					
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Potenza termica installata stimata stimata[MW_t]	Produzione elettrica lorda stimata [GWh]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	14	20	23,4	120
	Termovalorizzatori	1	26	5,6	130
Eolica		2	16,7	0	28,4
Fotovoltaica*		1820	39	0	35,1
Geotermica		n.d.	0	0,0075	0
Idroelettrico rinnovabile		14	49,5	0	84,2
Totale Provincia		1852	151,2	29,01	397,7
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"					

Si ricorda che questa stima risulta avere margini di incertezza specialmente dal punto di vista della potenza termica stimata installata (come sottolineato in precedenza, manca una "banca dati" di riferimento, ufficiale) con cui confrontare tali dati, e dal punto di vista degli impianti fotovoltaici installati: la maggior parte delle nuove installazioni che si realizzeranno nel periodo individuato dallo "Scenario di breve termine", infatti, saranno impianti "fotovoltaici comunali", che quindi non risultano noti in termini di autorizzazione e sono quindi esclusi dalla stima qui realizzata.

La produzione elettrica è stata stimata sulla base delle ore medie di funzionamento definite nell'introduzione e nel Capitolo relativo allo "stato attuale".

Lo stato complessivo del parco elettrico a FER stimato al 2011-12 sul territorio della Provincia, è stato ulteriormente esplicitato in Figura 21.1:

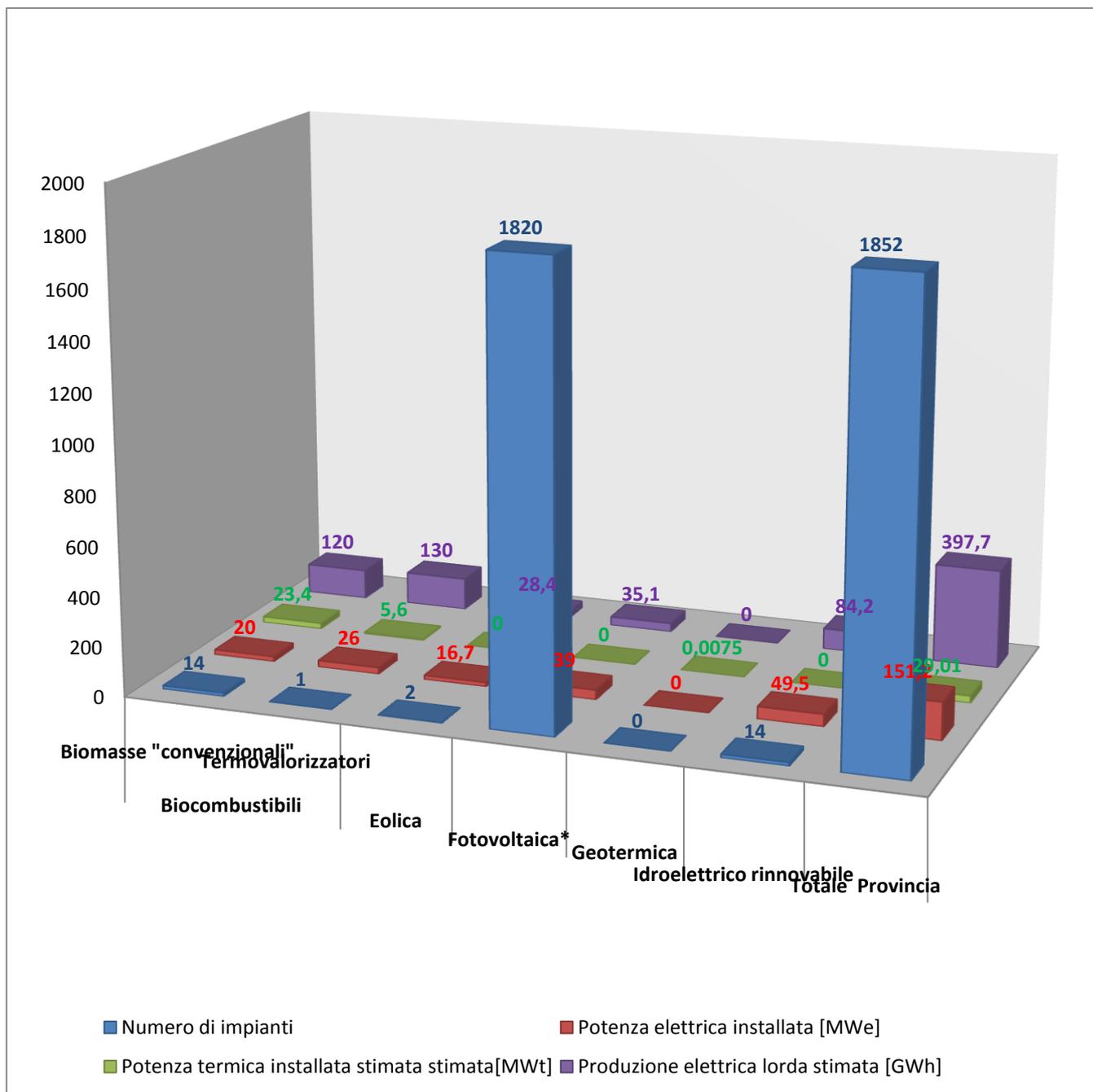


Figura 21.1: parco rinnovabile stimato in esercizio nella Provincia di Bologna al 2012

21.2.2 – ANALISI DELLE NUOVE INSTALLAZIONI FER STIMATE AL 2012

Si è considerata, di seguito, anche la ripartizione delle nuove installazioni stimate sulla Provincia in questo "Scenario di breve termine", disaggregate per FER.

Nuove installazioni stimate nella Provincia di Bologna - "Scenario a breve termine" (2011-12)			
Fonte		Numero nuovi impianti	Potenza elettrica incrementale installata [MW _e]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	3	3
	Termovalorizzatori	0	0
Eolica		2	0,515
Fotovoltaica*		2	0,385
Geotermica		n.d.	n.d.
Idroelettrico rinnovabile		1	0,2
Totale Provincia		8	4,1

*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata in Figura 21.2:

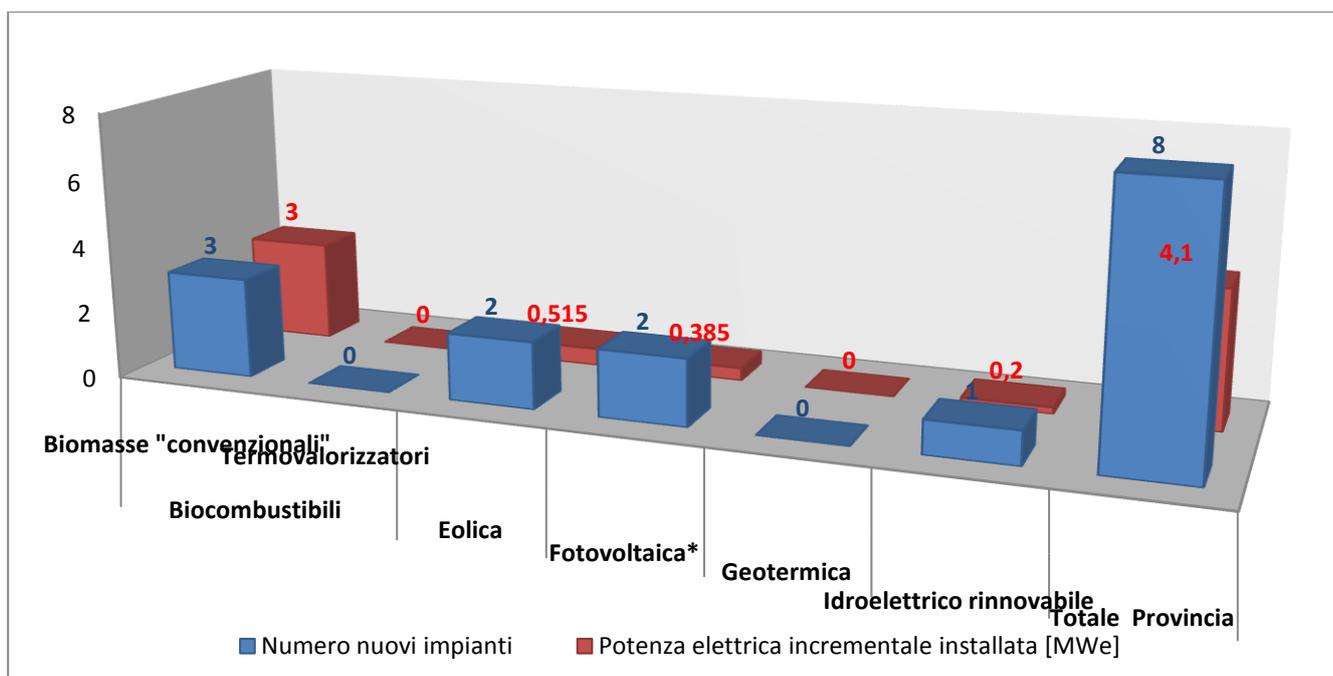


Figura 21.2: nuove installazioni FER stimate al 2012 nella Provincia di Bologna

21.3 - PROVINCIA DI FERRARA

21.3.1 – PARCO RINNOVABILE STIMATO AL 2012

Di seguito è stato riassunto lo stato stimato -considerandone l'evoluzione in uno "Scenario di breve termine" (al 2011-12)- del parco elettrico alimentato da fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Ferrara, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza per ogni FER, a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna.

Stato stimato Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Ferrara "Scenario a breve termine" (2011-12)					
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Potenza termica installata stimata [MW_t]	Produzione elettrica lorda stimata [GWh]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	10	27,5	25	165
	Termovalorizzatori	1	22	55,7	176
Eolica		0	0	0	0
Fotovoltaica*		596	16	0	14,4
Geotermica		n.d.	0	28	0
Idroelettrica	Pompaggi	0	0	0	0
	Idroelettrico rinnovabile	0	0	0	0
Totale Provincia		604	65,5	83,7	355,4
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"					

Si ricorda che questa stima risulta avere margini di incertezza specialmente dal punto di vista della potenza termica stimata installata (come sottolineato in precedenza, manca una "banca dati" di riferimento, ufficiale) con cui confrontare tali dati, e dal punto di vista degli impianti fotovoltaici installati: la maggior parte delle nuove installazioni che si realizzeranno nel periodo individuato dallo "Scenario di breve termine", infatti, saranno impianti "fotovoltaici comunali", che quindi non risultano noti in termini di autorizzazione e sono quindi esclusi dalla stima qui realizzata.

La produzione elettrica è stata stimata sulla base delle ore medie di funzionamento definite nell'introduzione e nel Capitolo relativo allo "stato attuale".

Lo stato complessivo del parco elettrico a FER stimato al 2011-12 sul territorio della Provincia, è stato ulteriormente esplicitato in Figura 21.3:

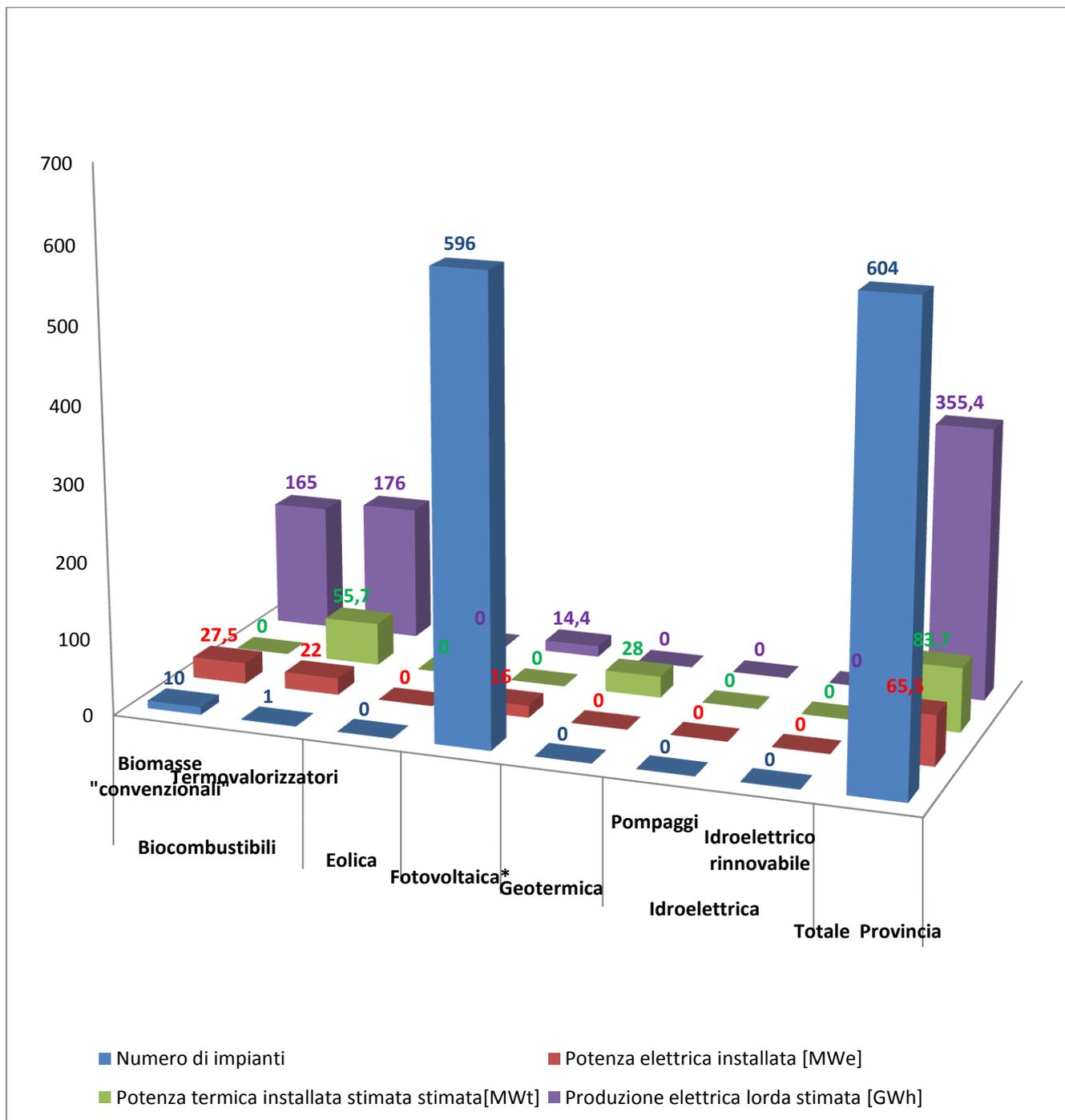


Figura 21.3: parco rinnovabile stimato in esercizio nella Provincia di Ferrara al 2012

21.3.2 – ANALISI DELLE NUOVE INSTALLAZIONI FER STIMATE AL 2012

Si è considerata, di seguito, anche la ripartizione delle nuove installazioni stimate sulla Provincia in questo "Scenario di breve termine", disaggregate per FER.

Nuove installazioni stimate nella Provincia di Ferrara "Scenario a breve termine" (2011-12)			
Fonte		Numero nuovi impianti	Potenza elettrica incrementale installata [MW _e]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	3	2,25
	Termovalorizzatori	0	0
Eolica		0	0
Fotovoltaica*		10	4,5
Geotermica		n.d.	n.d.
Idroelettrico rinnovabile		0	0
Totale Provincia		13	6,75
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"			

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata nel Grafico seguente:

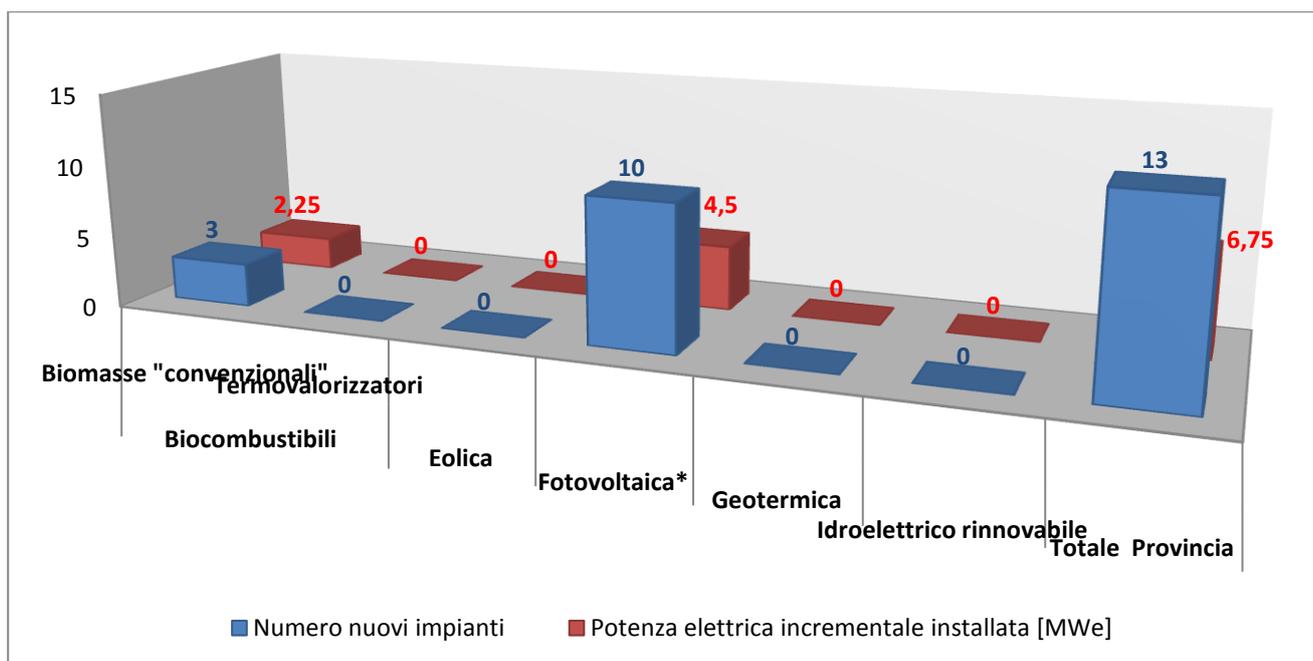


Figura 21.4: nuove installazioni FER stimate al 2012 nella Provincia di Ferrara

21.4 - PROVINCIA DI FORLÌ - CESENA

21.4.1 – PARCO RINNOVABILE STIMATO AL 2012

Di seguito è stato riassunto lo stato stimato -considerandone l'evoluzione in uno "Scenario di breve termine" (al 2011-12)- del parco elettrico alimentato da fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Forlì-Cesena, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza per ogni FER, a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna.

Stato stimato Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Forlì-Cesena "Scenario a breve termine" (2011-12)					
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Potenza termica installata stimata [MW_t]	Produzione elettrica lorda stimata [GWh]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	8	5,4	2	32,4
	Termovalorizzatori	1	22,1	46,5	79,6
Eolica		0	0	0	0
Fotovoltaica*		1155	27	0	24,3
Geotermica		n.d.	0	8,5	0
Idroelettrica	Pompaggi	0	0	0	0
	Idroelettrico rinnovabile	16	14,1	0	56,7
Totale Provincia		1180	68,6	57	193
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"					

Si ricorda che questa stima risulta avere margini di incertezza specialmente dal punto di vista della potenza termica stimata installata (come sottolineato in precedenza, manca una "banca dati" di riferimento, ufficiale) con cui confrontare tali dati, e dal punto di vista degli impianti fotovoltaici installati: la maggior parte delle nuove installazioni che si realizzeranno nel periodo individuato dallo "Scenario di breve termine", infatti, saranno impianti "fotovoltaici comunali", che quindi non risultano noti in termini di autorizzazione e sono quindi esclusi dalla stima qui realizzata.

La produzione elettrica è stata stimata sulla base delle ore medie di funzionamento definite nell'introduzione e nel Capitolo relativo allo "stato attuale".

Lo stato complessivo del parco elettrico a FER stimato al 2011-12 sul territorio della Provincia, è stato ulteriormente esplicitato in Figura 21.5:

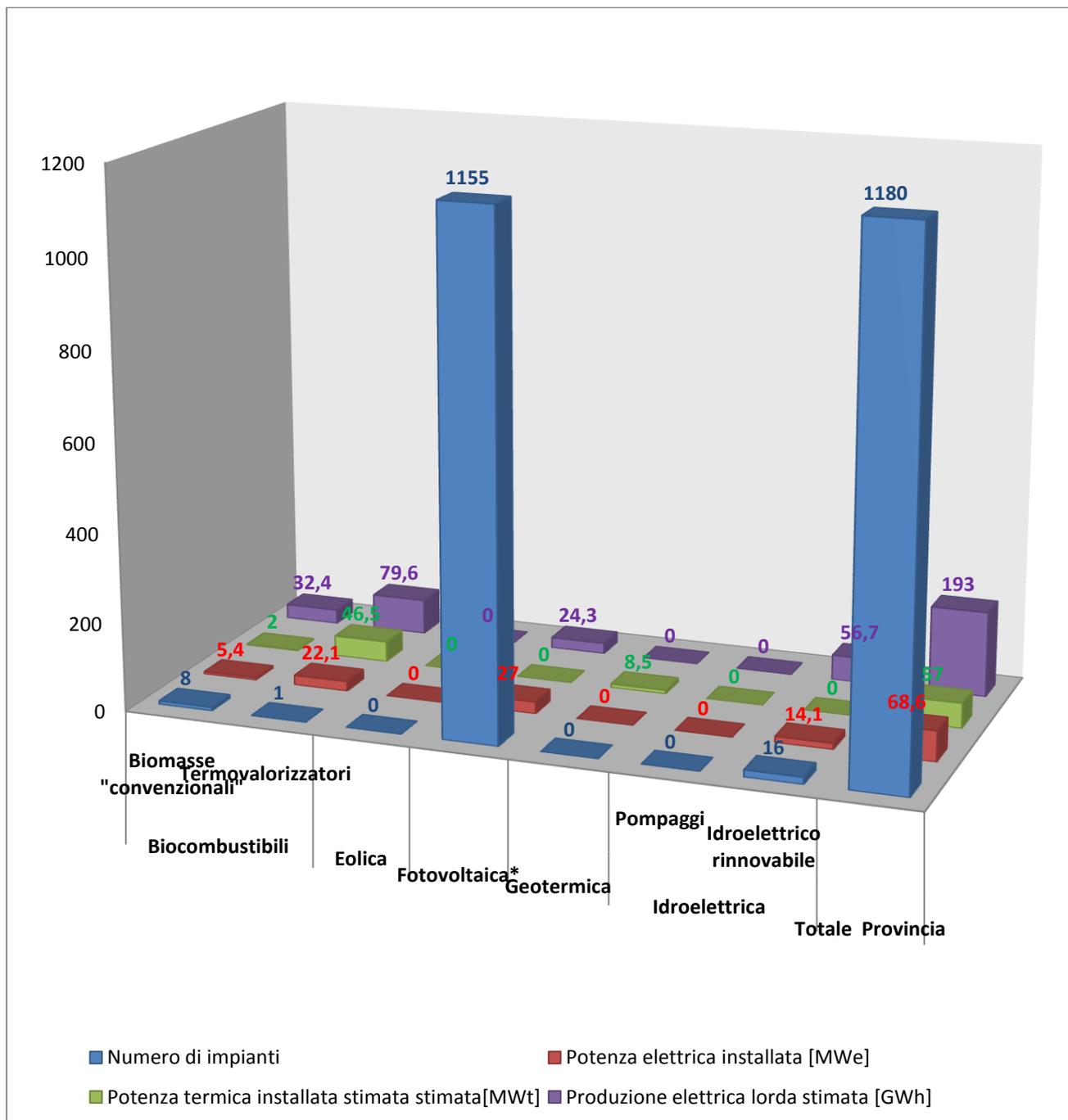


Figura 21.5: parco rinnovabile stimato in esercizio nella Provincia di Forlì-Cesena al 2012

21.4.2 – ANALISI DELLE NUOVE INSTALLAZIONI FER STIMATE AL 2012

Si è considerata, di seguito, anche la ripartizione delle nuove installazioni stimate sulla Provincia in questo "Scenario di breve termine", disaggregate per FER.

Nuove installazioni stimate nella Provincia di Forlì-Cesena "Scenario a breve termine" (2011-12)			
Fonte		Numero nuovi impianti	Potenza elettrica incrementale installata [MW _e]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	0	0
	Termovalorizzatori	0	0
Eolica		0	0
Fotovoltaica*		12	9,227
Geotermica		n.d.	n.d.
Idroelettrico rinnovabile		0	0
Totale Provincia		12	9,227
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"			

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata in Figura 21.6:

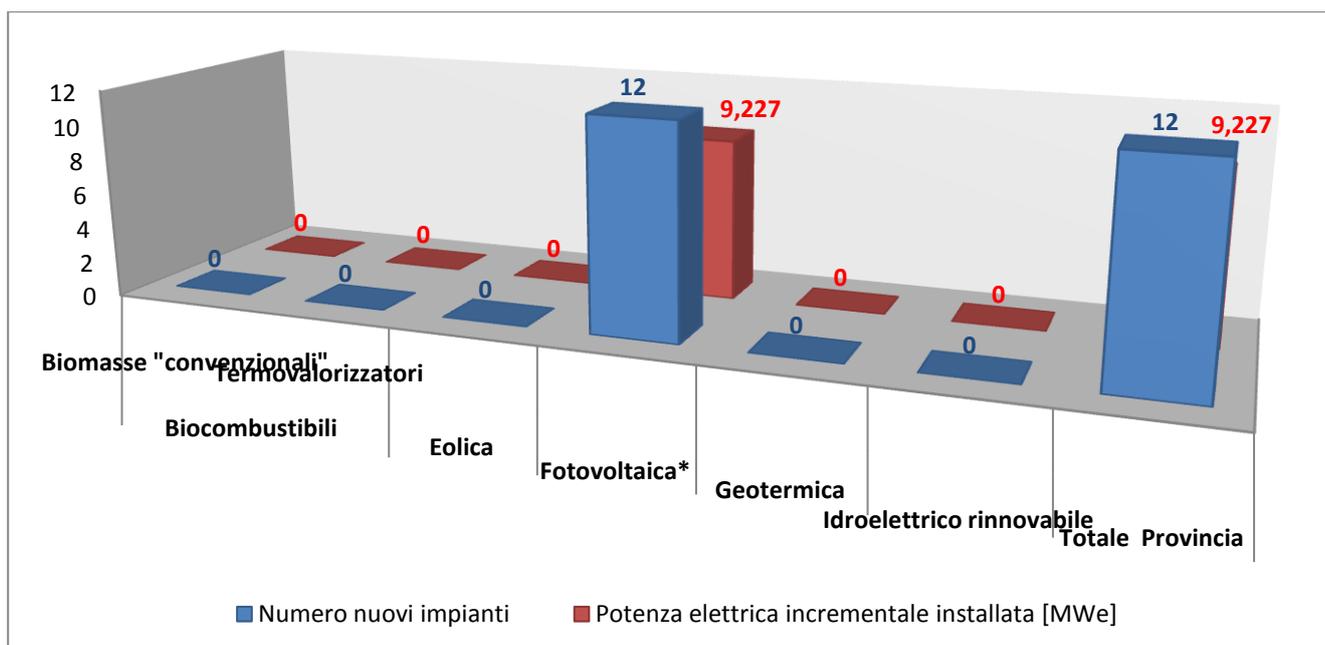


Figura 21.6: nuove installazioni FER stimate al 2012 nella Provincia di Forlì-Cesena

21.5 - PROVINCIA DI MODENA

21.5.1 – PARCO RINNOVABILE STIMATO AL 2012

Di seguito è stato riassunto lo stato stimato -considerandone l'evoluzione in uno "Scenario di breve termine" (al 2011-12)- del parco elettrico alimentato da fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Modena, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza per ogni FER, a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna.

Stato stimato Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Modena "Scenario a breve termine" (2011-12)					
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Potenza termica installata stimata [MW_t]	Produzione elettrica lorda stimata [GWh]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	9	17,1	61	102,6
	Termovalorizzatori	1	29,4	105,7	35,2
Eolica		1	0,264	0	0,45
Fotovoltaica*		1704	29	0	26,1
Geotermica		n.d.	0	0,234	0
Idroelettrica	Pompaggi	0	0	0	0
	Idroelettrico rinnovabile	13	54,9	0	156,6
Totale Provincia		1727	130,7	167	320,1
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"					

Si ricorda che questa stima risulta avere margini di incertezza specialmente dal punto di vista della potenza termica stimata installata (come sottolineato in precedenza, manca una "banca dati" di riferimento, ufficiale) con cui confrontare tali dati, e dal punto di vista degli impianti fotovoltaici installati: la maggior parte delle nuove installazioni che si realizzeranno nel periodo individuato dallo "Scenario di breve termine", infatti, saranno impianti "fotovoltaici comunali", che quindi non

risultano noti in termini di autorizzazione e sono quindi esclusi dalla stima qua realizzata.

La produzione elettrica è stata stimata sulla base delle ore medie di funzionamento definite nell'introduzione e nel Capitolo relativo allo "stato attuale".

Lo stato complessivo del parco elettrico a FER stimato al 2011-12 sul territorio della Provincia, è stato ulteriormente esplicitato in Figura 21.7:

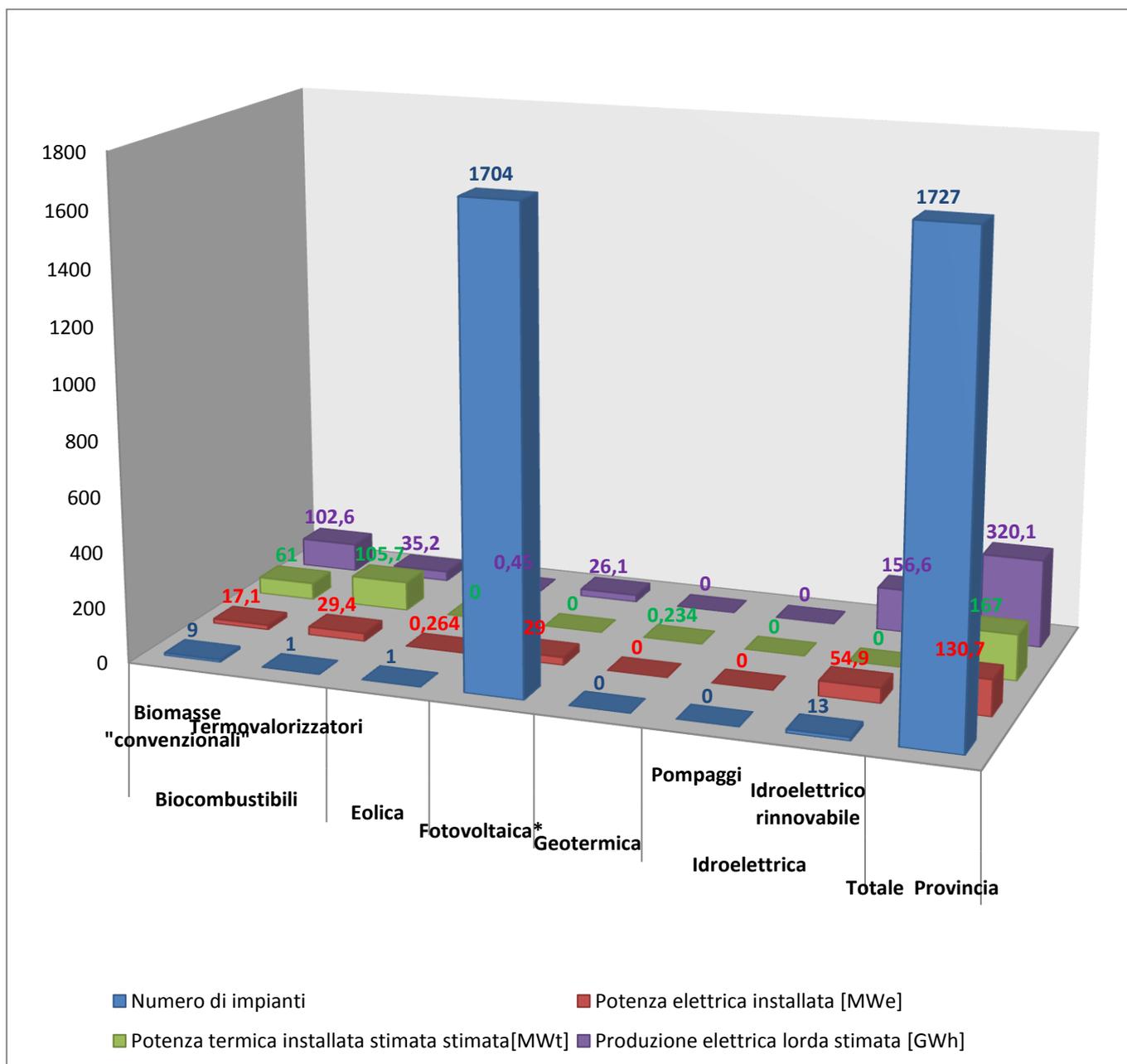


Figura 21.7: parco rinnovabile stimato in esercizio nella Provincia di Modena al 2012

21.5.2 – ANALISI DELLE NUOVE INSTALLAZIONI FER STIMATE AL 2012

Si è considerata, di seguito, anche la ripartizione delle nuove installazioni stimate sulla Provincia in questo "Scenario di breve termine", disaggregate per FER.

Nuove installazioni stimate nella Provincia di Modena "Scenario a breve termine" (2011-12)			
Fonte		Numero nuovi impianti	Potenza elettrica incrementale installata [MW _e]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	3	13,5
	Termovalorizzatori	0	0
Eolica		0	0
Fotovoltaica*		4	9,632
Geotermica		n.d.	n.d.
Idroelettrico rinnovabile		2	0.03
Totale Provincia		9	23,1
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"			

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata in Figura 21.8:

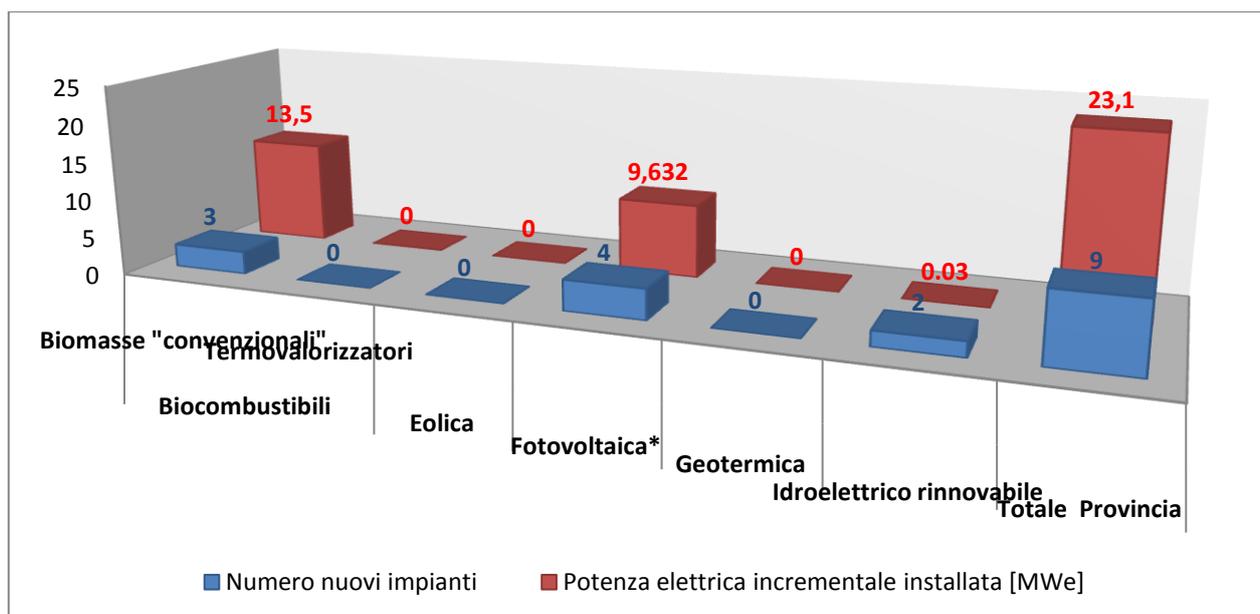


Figura 21.8: nuove installazioni FER stimate al 2012 nella Provincia di Modena

21.6 - PROVINCIA DI PARMA

21.6.1 – PARCO RINNOVABILE STIMATO AL 2012

Di seguito è stato riassunto lo stato stimato -considerandone l'evoluzione in uno "Scenario di breve termine" (al 2011-12)- del parco elettrico alimentato da fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Parma, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza per ogni FER, a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna.

Stato stimato Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Parma "Scenario a breve termine" (2011-12)					
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Potenza termica installata stimata [MW_t]	Produzione elettrica lorda stimata [GWh]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	12	7,214	13,8	43,3
	Termovalorizzatori	0	0	0	0
Eolica		3	4,8	0	8,2
Fotovoltaica*		706	9	0	8,1
Geotermica		n.d.	0	1,3	0
Idroelettrica	Pompaggi	0	0	0	0
	Idroelettrico rinnovabile	17	42,73	0	152,5
Totale Provincia		736	63,8	15,1	212,1
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"					

Si ricorda che questa stima risulta avere margini di incertezza specialmente dal punto di vista della potenza termica stimata installata (come sottolineato in precedenza, manca una "banca dati" di riferimento, ufficiale) con cui confrontare tali dati, e dal punto di vista degli impianti fotovoltaici installati: la maggior parte delle nuove installazioni che si realizzeranno nel periodo individuato dallo "Scenario di breve termine", infatti, saranno impianti "fotovoltaici comunali", che quindi non risultano noti in termini di autorizzazione e sono quindi esclusi dalla stima qui realizzata.

La produzione elettrica è stata stimata sulla base delle ore medie di funzionamento per impianto definite nell'introduzione e nel Capitolo relativo allo "stato attuale".

Lo stato complessivo del parco elettrico a FER stimato al 2011-12 sul territorio della Provincia, è stato ulteriormente esplicitato in Figura 21.9:

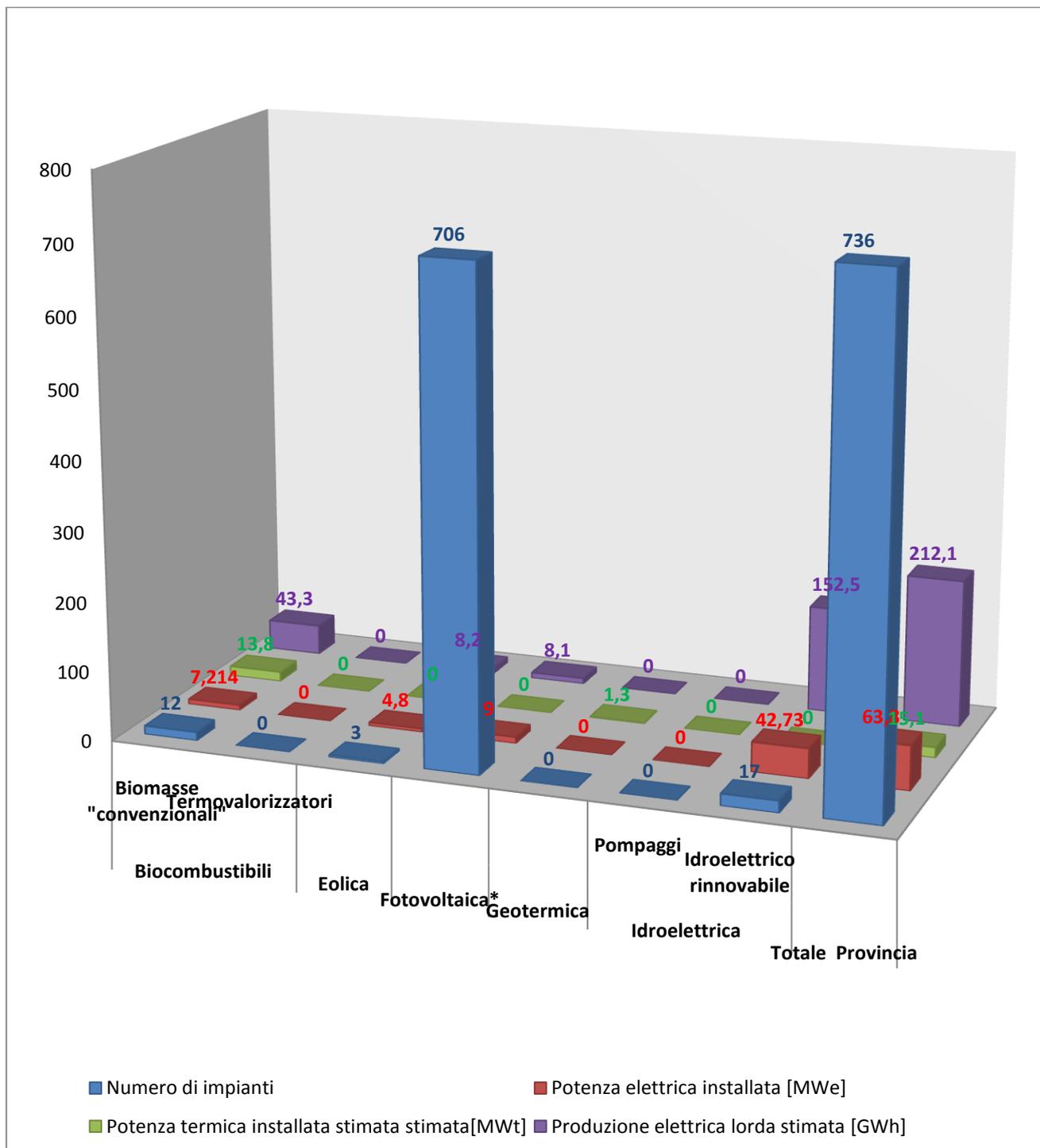


Figura 21.9: parco rinnovabile stimato in esercizio nella Provincia di Parma al 2012

21.6.2 – ANALISI DELLE NUOVE INSTALLAZIONI FER STIMATE AL 2012

Si è considerata, di seguito, anche la ripartizione delle nuove installazioni stimate sulla Provincia in questo "Scenario di breve termine", disaggregate per FER.

Nuove installazioni stimate nella Provincia di Parma "Scenario a breve termine" (2011-12)			
Fonte		Numero nuovi impianti	Potenza elettrica incrementale installata [MW _e]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	9	6,07
	Termovalorizzatori	0	0
Eolica		2	4,2
Fotovoltaica*		43	0,545
Geotermica		n.d.	n.d.
Idroelettrico rinnovabile		2	0,43
Totale Provincia		56	11,3
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"			

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata in Figura 21.10:

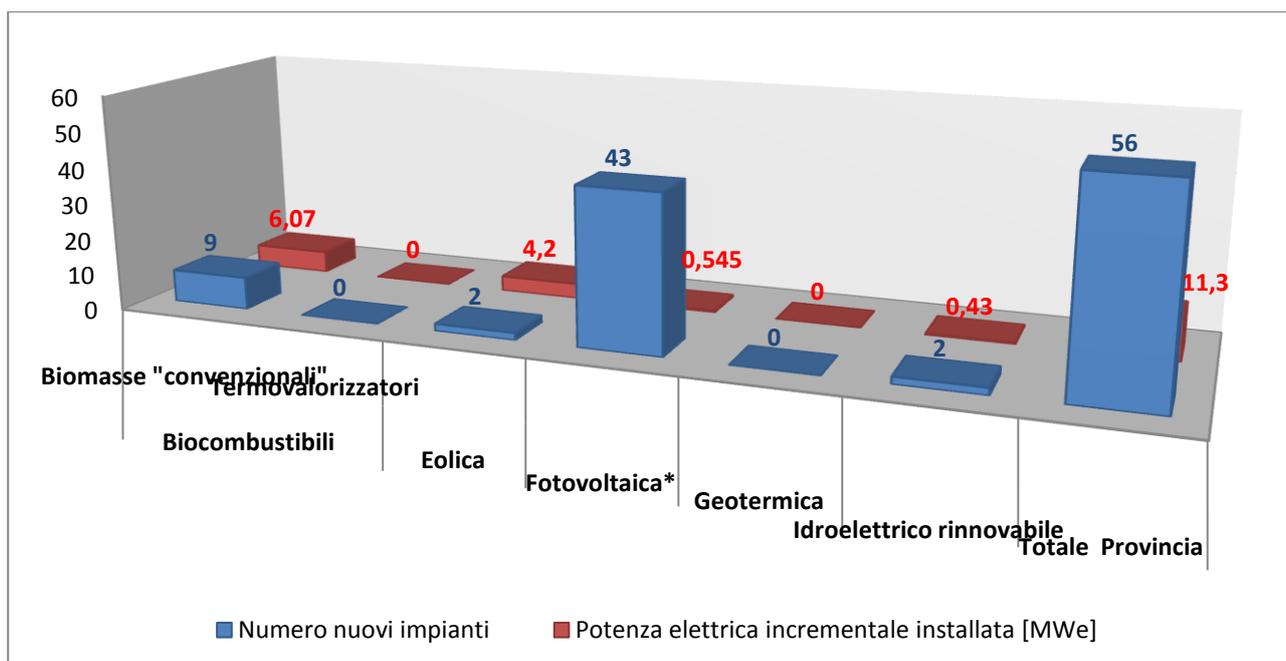


Figura 21.10: nuove installazioni FER stimate al 2012 nella Provincia di Parma

21.7 - PROVINCIA DI PIACENZA

21.7.1 – PARCO RINNOVABILE STIMATO AL 2012

Di seguito è stato riassunto lo stato stimato -considerandone l'evoluzione in uno "Scenario di breve termine" (al 2011-12)- del parco elettrico alimentato da fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Piacenza, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza per ogni FER, a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna.

Stato stimato Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Piacenza "Scenario a breve termine" (2011-12)					
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Potenza termica installata stimata [MW_t]	Produzione elettrica lorda stimata [GWh]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	5	1,845	4,4	11,1
	Termovalorizzatori	1	11,3	7	38,6
Eolica		1	0,6	0	1
Fotovoltaica*		477	16	0	14,4
Geotermica		n.d.	0	0	0
Idroelettrica	Pompaggi	0	0	0	0
	Idroelettrico rinnovabile	7	105,8	0	557
Totale Provincia		491	135,6	11,4	622,1
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"					

Si ricorda che questa stima risulta avere margini di incertezza specialmente dal punto di vista della potenza termica stimata installata (come sottolineato in precedenza, manca una "banca dati" di riferimento, ufficiale) con cui confrontare tali dati, e dal punto di vista degli impianti fotovoltaici installati: la maggior parte delle nuove installazioni che si realizzeranno nel periodo individuato dallo "Scenario di breve termine", infatti, saranno impianti "fotovoltaici comunali", che quindi non risultano noti in termini di autorizzazione e sono quindi esclusi dalla stima qui realizzata.

La produzione elettrica è stata stimata sulla base delle ore medie di funzionamento per impianto definite nell'introduzione e nel Capitolo relativo allo "stato attuale".

Lo stato complessivo del parco elettrico a FER stimato al 2011-12 sul territorio della Provincia, è stato ulteriormente esplicitato in Figura 21.11:

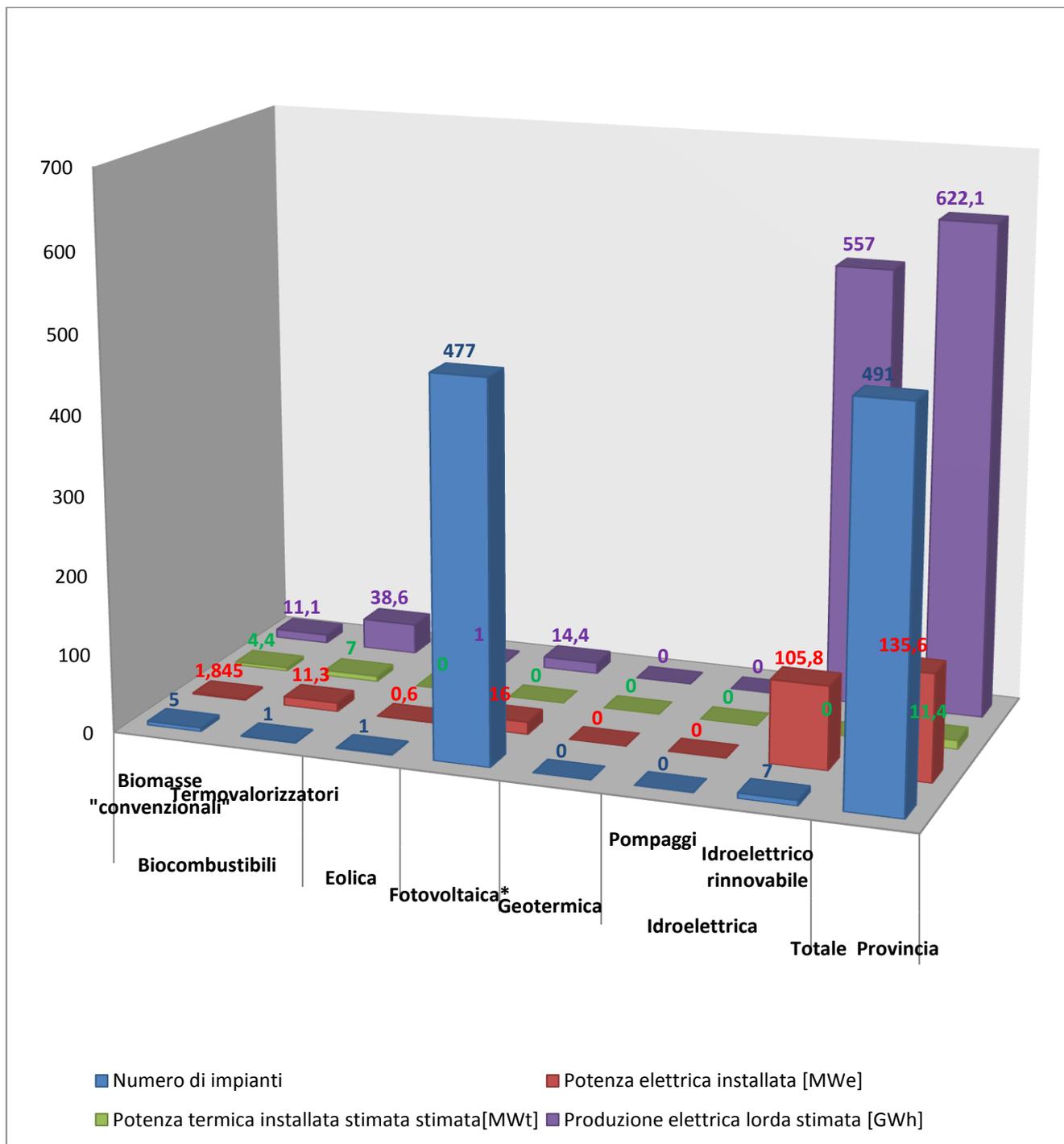


Figura 21.11: parco rinnovabile stimato in esercizio nella Provincia di Piacenza al 2012

21.7.2 – ANALISI DELLE NUOVE INSTALLAZIONI FER STIMATE AL 2012

Si è considerata, di seguito, anche la ripartizione delle nuove installazioni stimate sulla Provincia in questo "Scenario di breve termine", disaggregate per FER.

Nuove installazioni stimate nella Provincia di Piacenza "Scenario a breve termine" (2011-12)			
Fonte		Numero nuovi impianti	Potenza elettrica incrementale installata [MW _e]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	1	0,845
	Termovalorizzatori	0	0
Eolica		0	0
Fotovoltaica*		5	6,839
Geotermica		n.d.	n.d.
Idroelettrico rinnovabile		0	0
Totale Provincia		6	7,7
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"			

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata in Figura 21.12:

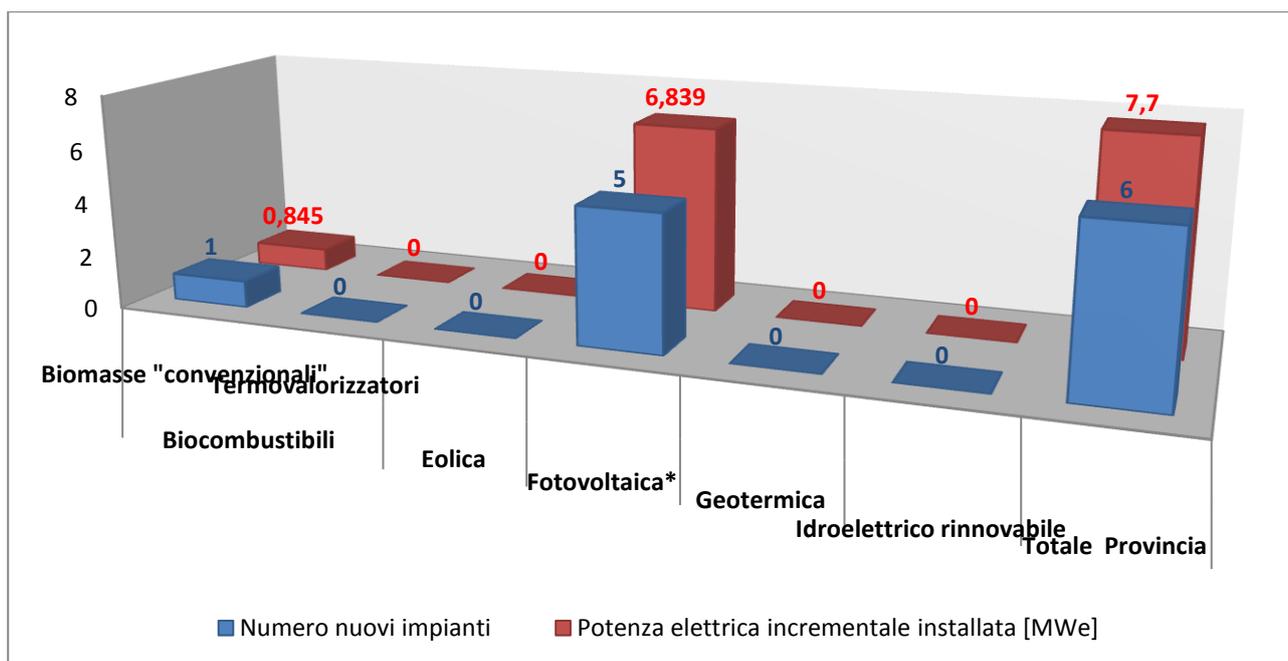


Figura 21.12: nuove installazioni FER stimate al 2012 nella Provincia di Piacenza

21.8 - PROVINCIA DI RAVENNA

21.8.1 – PARCO RINNOVABILE STIMATO AL 2012

Di seguito è stato riassunto lo stato stimato -considerandone l'evoluzione in uno "Scenario di breve termine" (al 2011-12)- del parco elettrico alimentato da fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Ravenna, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza per ogni FER, a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna.

Stato stimato Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Ravenna "Scenario a breve termine" (2011-12)					
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Potenza termica installata stimata [MW_t]	Produzione elettrica lorda stimata [GWh]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	15	158	210	948
	Termovalorizzatori	1	6,25	27,8	50
Eolica		2	2,5	0	4,2
Fotovoltaica*		1203	21,5	0	19,3
Geotermica		n.d.	0,0023	0,03	0
Idroelettrica	Pompaggi	0	0	0	0
	Idroelettrico rinnovabile	1	0,7	0	2,7
Totale Provincia		1220	189	238	1024,2
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"					

Si ricorda che questa stima risulta avere margini di incertezza specialmente dal punto di vista della potenza termica stimata installata (come sottolineato in precedenza, manca una "banca dati" di riferimento, ufficiale) con cui confrontare tali dati, e dal punto di vista degli impianti fotovoltaici installati: la maggior parte delle nuove installazioni che si realizzeranno nel periodo individuato dallo "Scenario di breve termine", infatti, saranno impianti "fotovoltaici comunali", che quindi non risultano noti in termini di autorizzazione e sono quindi esclusi dalla stima qui realizzata.

La produzione elettrica è stata stimata sulla base delle ore medie di funzionamento per impianto definite nell'introduzione e nel Capitolo relativo allo "stato attuale".

Lo stato complessivo del parco elettrico a FER stimato al 2011-12 sul territorio della Provincia, è stato ulteriormente esplicitato in Figura 21.13:

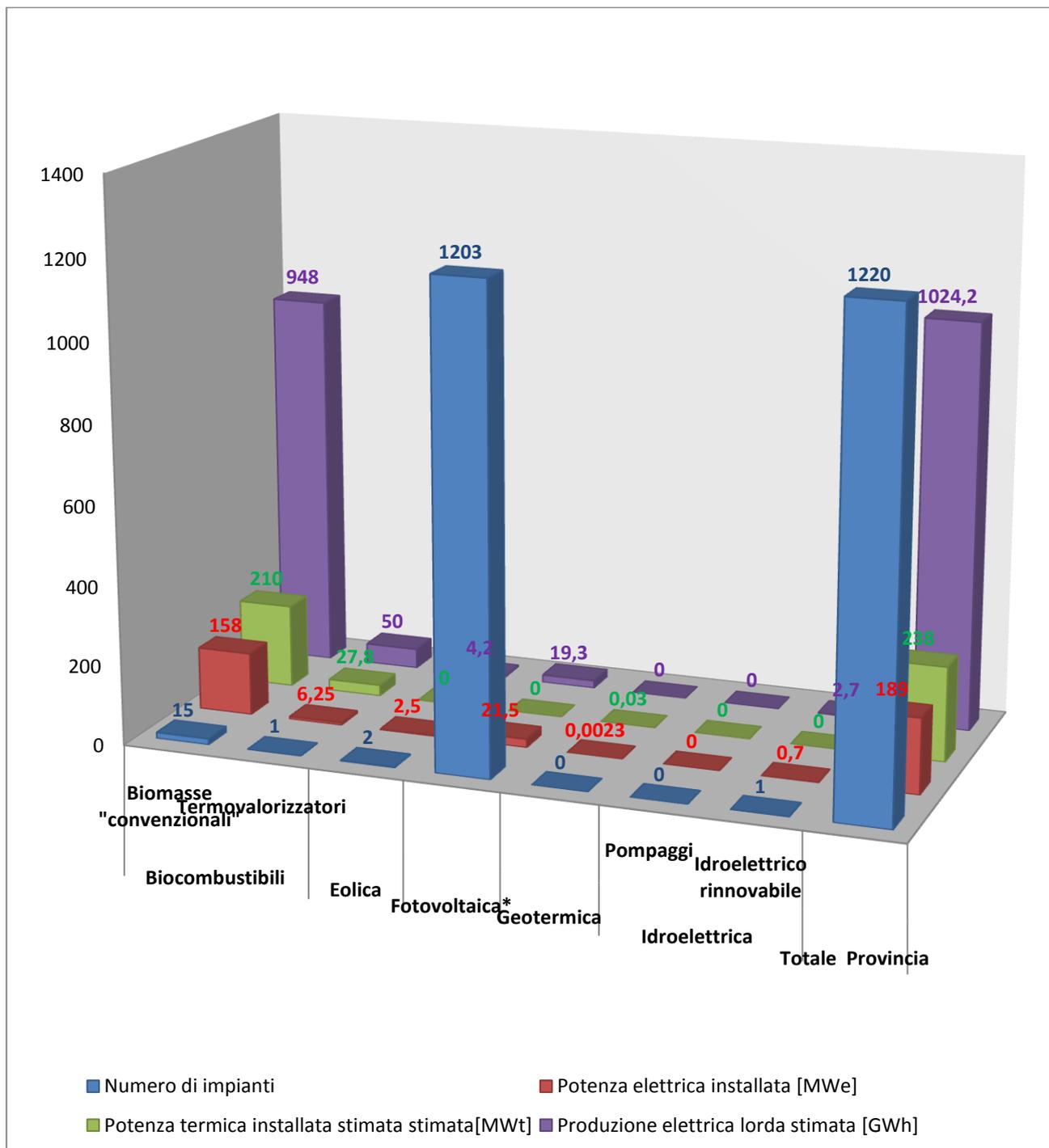


Figura 21.13: parco rinnovabile stimato in esercizio nella Provincia di Ravenna al 2012

21.8.2 – ANALISI DELLE NUOVE INSTALLAZIONI STIMATE AL 2012

Si è considerata, di seguito, anche la ripartizione delle nuove installazioni stimate sulla Provincia in questo "Scenario di breve termine", disaggregate per FER.

Nuove installazioni stimate nella Provincia di Ravenna "Scenario a breve termine" (2011-12)			
Fonte		Numero nuovi impianti	Potenza elettrica incrementale installata [MW _e]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	8	16
	Termovalorizzatori	0	0
Eolica		2	2,503
Fotovoltaica*		3	1,106
Geotermica		n.d.	n.d.
Idroelettrico rinnovabile		0	0
Totale Provincia		13	19,6
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"			

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata in Figura 21.14:

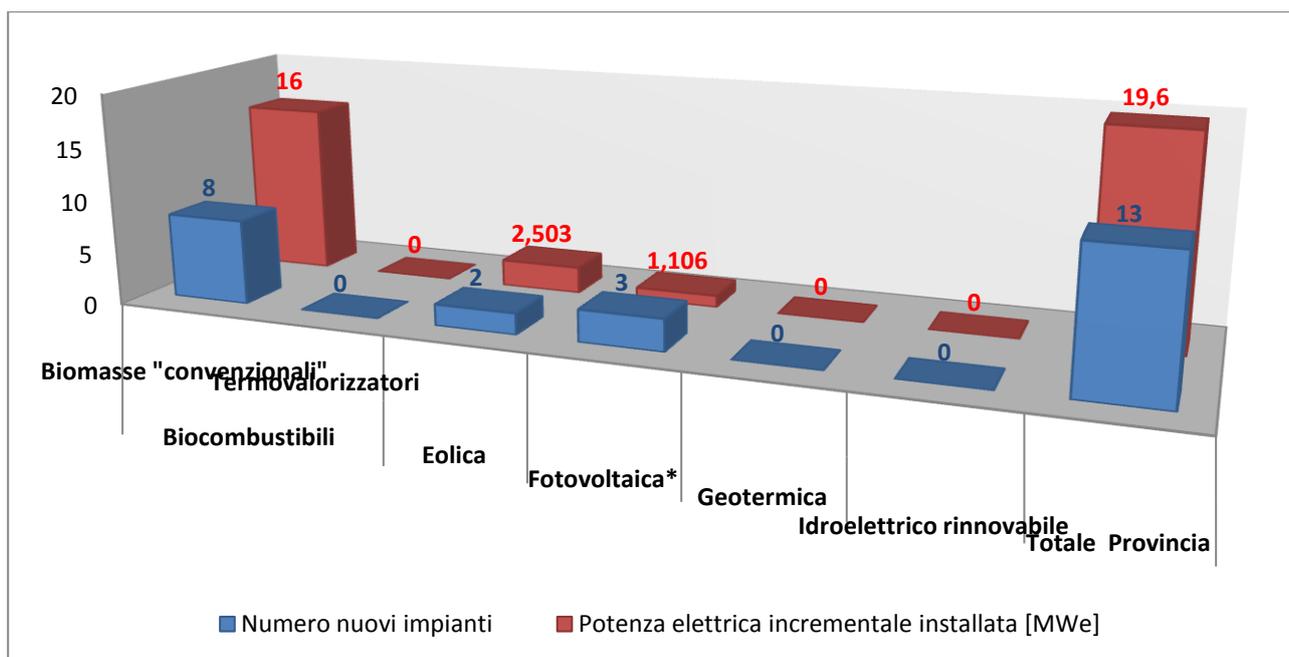


Figura 21.14: nuove installazioni FER stimate al 2012 nella Provincia di Ravenna

21.9 - PROVINCIA DI REGGIO EMILIA

21.9.1 – PARCO RINNOVABILE STIMATO AL 2012

Di seguito è stato riassunto lo stato stimato -considerandone l'evoluzione in uno "Scenario di breve termine" (al 2011-12)- del parco elettrico alimentato da fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Reggio Emilia, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza per ogni FER, a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna.

Stato stimato Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Reggio Emilia "Scenario a breve termine" (2011-12)					
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Potenza termica installata stimata [MW_t]	Produzione elettrica lorda stimata [GWh]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	7	7,8	5	46,8
	Termovalorizzatori	1	5,7	18	23,1
Eolica		1	0,1	0	0,2
Fotovoltaica*		1130	13	0	11,7
Geotermica		n.d.	0	0	0
Idroelettrica	Pompaggi	0	0	0	0
	Idroelettrico rinnovabile	6	28,2	0	61,4
Totale Provincia		1145	54,8	23	143,2
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"					

Si ricorda che questa stima risulta avere margini di incertezza specialmente dal punto di vista della potenza termica stimata installata (come sottolineato in precedenza, manca una "banca dati" di riferimento, ufficiale) con cui confrontare tali dati, e dal punto di vista degli impianti fotovoltaici installati: la maggior parte delle nuove installazioni che si realizzeranno nel periodo individuato dallo "Scenario di breve termine", infatti, saranno impianti "fotovoltaici comunali", che quindi non risultano noti in termini di autorizzazione e sono quindi esclusi dalla stima qui realizzata.

La produzione elettrica è stata stimata sulla base delle ore medie di funzionamento per impianto definite nell'introduzione e nel Capitolo relativo allo "stato attuale".

Lo stato complessivo del parco elettrico a FER stimato al 2011-12 sul territorio della Provincia, è stato ulteriormente esplicitato in Figura 21.15:

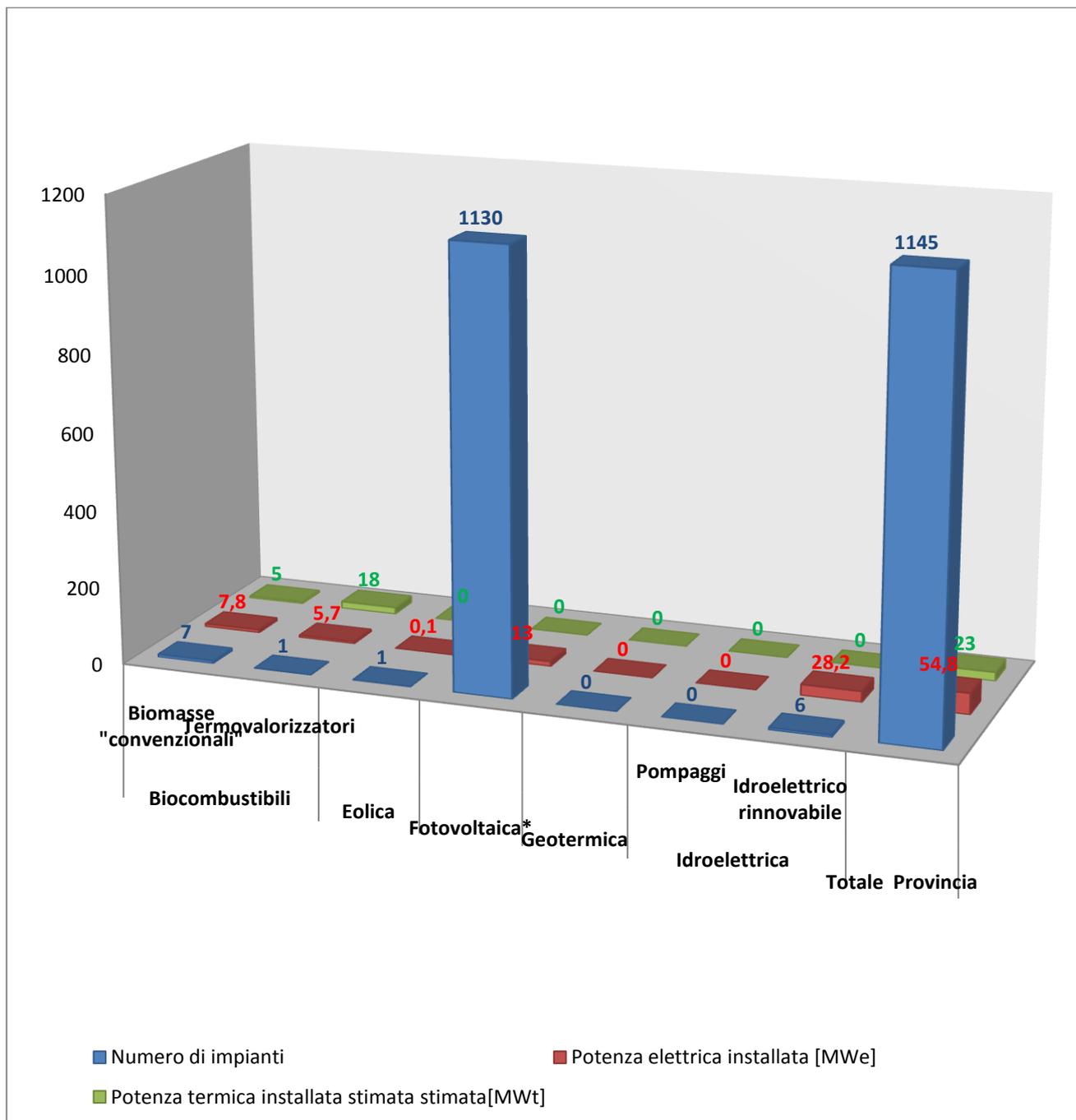


Figura 21.15: parco rinnovabile stimato in esercizio nella Provincia di Reggio Emilia al 2012

21.9.2 – ANALISI DELLE NUOVE INSTALLAZIONI STIMATE AL 2012

Si è considerata, di seguito, anche la ripartizione delle nuove installazioni stimate sulla Provincia in questo "Scenario di breve termine", disaggregate per FER.

Nuove installazioni stimate nella Provincia di Reggio Emilia "Scenario a breve termine" (2011-12)			
Fonte		Numero nuovi impianti	Potenza elettrica incrementale installata [MW _e]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	3	1,5
	Termovalorizzatori	0	0
Eolica		0	0
Fotovoltaica*		101	3
Geotermica		n.d.	n.d.
Idroelettrico rinnovabile		0	0
Totale Provincia		104	4,5
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"			

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata in Figura 21.16:

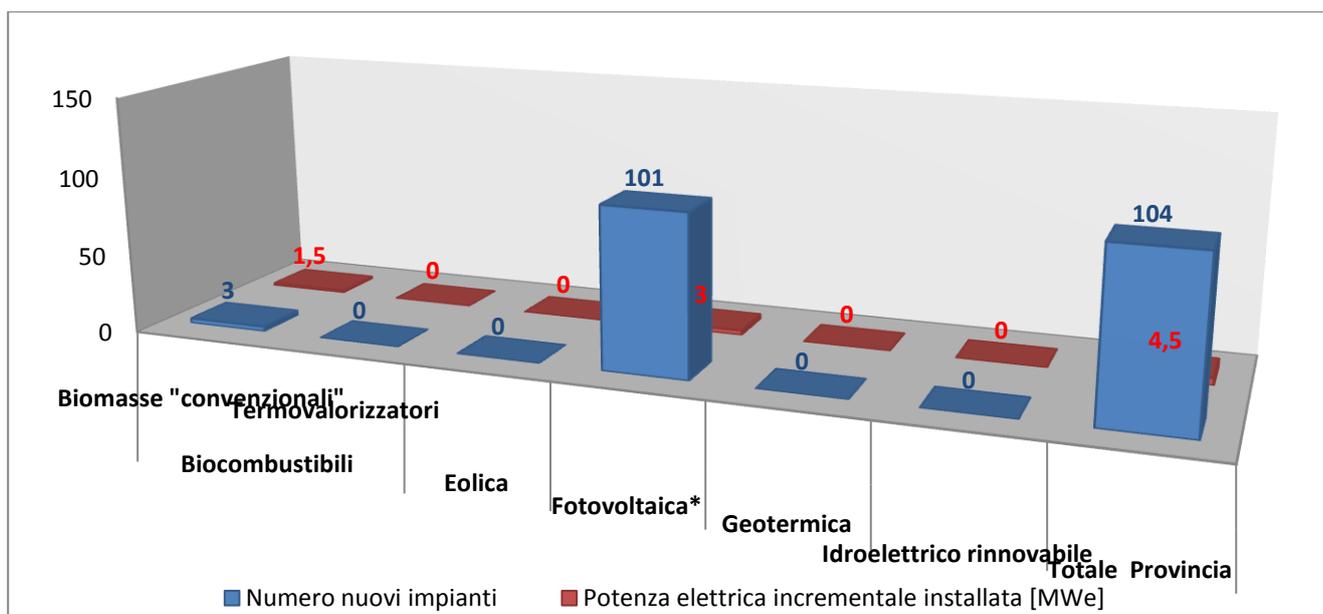


Figura 21.16: nuove installazioni FER stimate al 2012 nella Provincia di Reggio Emilia

21.10 - PROVINCIA DI RIMINI

21.10.1 – PARCO RINNOVABILE STIMATO AL 2012

Di seguito è stato riassunto lo stato stimato -considerandone l'evoluzione in uno "Scenario di breve termine" (al 2011-12)- del parco elettrico alimentato da fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Rimini, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza per ogni FER, a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna.

Stato stimato Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Rimini "Scenario a breve termine" (2011-12)					
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Potenza termica installata stimata [MW_t]	Produzione elettrica lorda stimata [GWh]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	0	0	0	0
	Termovalorizzatori	1	15,7	68,4	22
Eolica		0	0	0	0
Fotovoltaica*		835	10,4	0	9,4
Geotermica		n.d.	0	0	0
Idroelettrica	Pompaggi	0	0	0	0
	Idroelettrico rinnovabile	4	1,5	0	3
Totale Provincia		840	27,6	68,4	34,4
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"					

Si ricorda che questa stima risulta avere margini di incertezza specialmente dal punto di vista della potenza termica stimata installata (come sottolineato in precedenza, manca una "banca dati" di riferimento, ufficiale) con cui confrontare tali dati, e dal punto di vista degli impianti fotovoltaici installati: la maggior parte delle nuove installazioni che si realizzeranno nel periodo individuato dallo "Scenario di breve termine", infatti, saranno impianti "fotovoltaici comunali", che quindi non risultano noti in termini di autorizzazione e sono quindi esclusi dalla stima qui realizzata.

La produzione elettrica è stata stimata sulla base delle ore medie di funzionamento per impianto definite nell'introduzione e nel Capitolo relativo allo "stato attuale".

Lo stato complessivo del parco elettrico a FER stimato al 2011-12 sul territorio della Provincia, è stato ulteriormente esplicitato nel Grafico seguente:

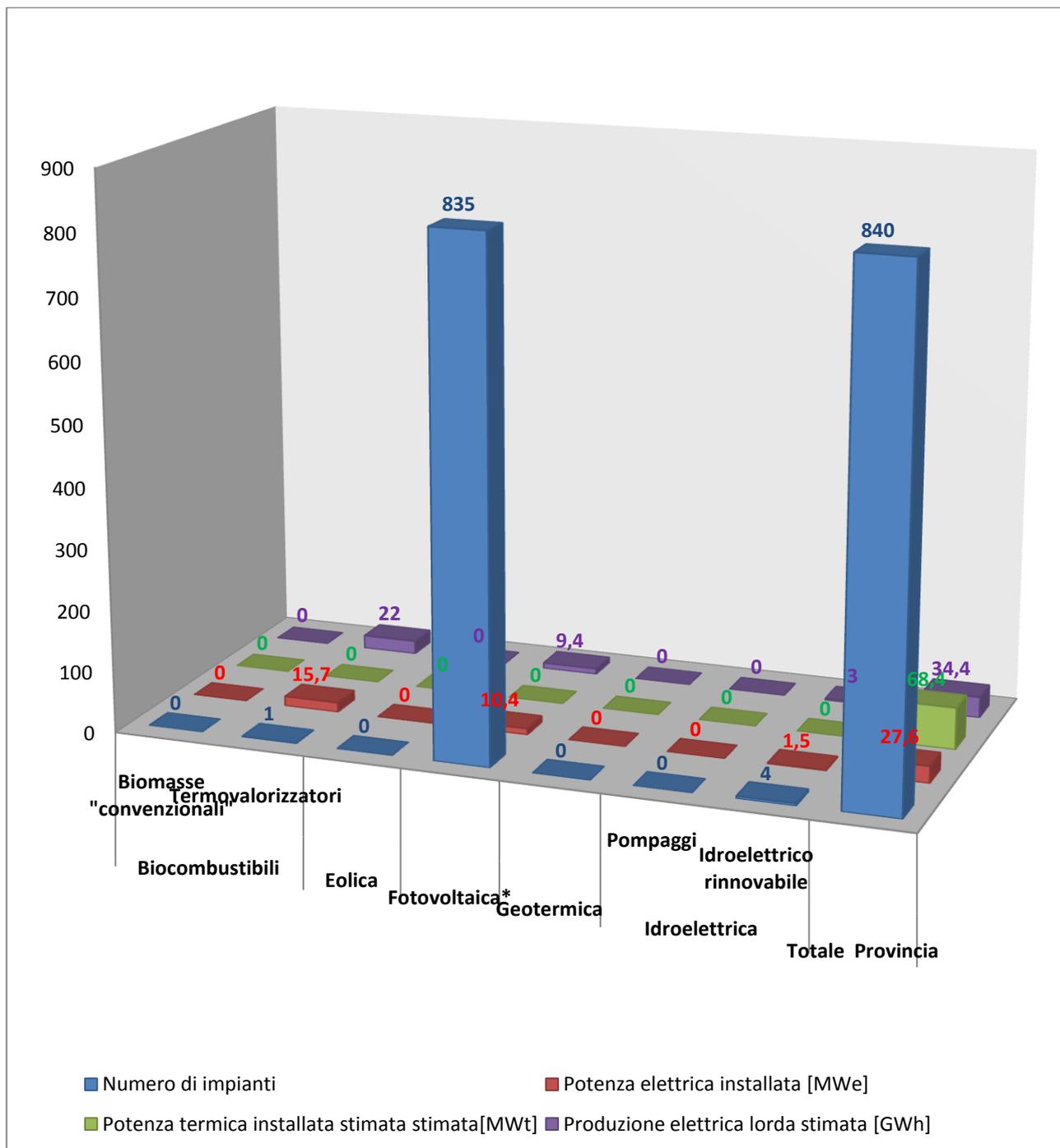


Figura 21.17: parco rinnovabile stimato in esercizio nella Provincia di Rimini al 2012

21.10.2 – ANALISI DELLE NUOVE INSTALLAZIONI FER STIMATE AL 2012

Si è considerata, di seguito, anche la ripartizione delle nuove installazioni stimate sulla Provincia in questo "Scenario di breve termine", disaggregate per FER.

Nuove installazioni stimate nella Provincia di Rimini "Scenario a breve termine" (2011-12)			
Fonte		Numero nuovi impianti / interventi	Potenza elettrica incrementale installata [MW _e]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	0	0
	Termovalorizzatori	0	5,7**
Eolica		0	0
Fotovoltaica*		4	2,381
Geotermica		n.d.	n.d.
Idroelettrico rinnovabile		0	0
Totale Provincia		4	8
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"			
**: tale incremento è legato alla conclusione della costruzione della nuova linea di processo del termovalorizzatore di Coriano; non ci saranno nuove installazioni, quindi, ma si incrementerà la potenza elettrica di quella già esistente			

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata in Figura 21.18:

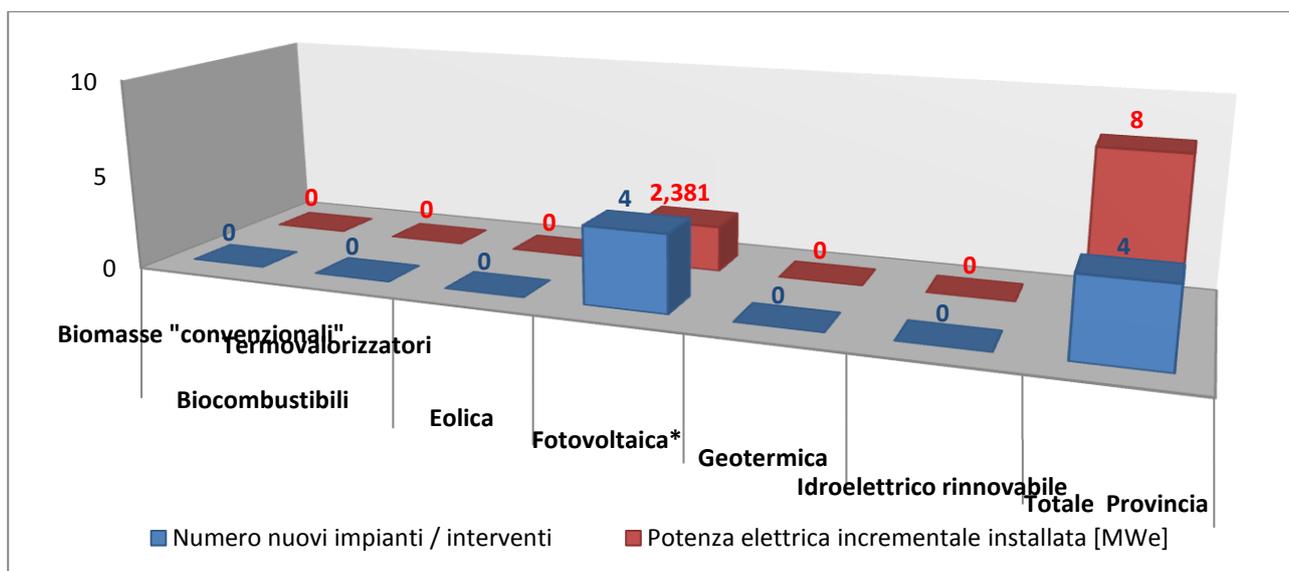


Figura 21.18: nuove installazioni FER stimate al 2012 nella Provincia di Rimini

21.11 - STATO “COMPLESSIVO” DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI IN EMILIA ROMAGNA AL 2011-2012 (“SCENARIO A BREVE TERMINE”)

Dopo aver considerato lo stato stimato al 2011-12 (“Scenario di breve termine”) per tutte le fonti energetiche rinnovabili sul territorio di ciascuna Provincia, è ora possibile riepilogare questi dati considerandoli sull’intero territorio emiliano-romagnolo: la sintesi è riportata nella Tabella seguente.

Stato attuale complessivo Fonti Energetiche Rinnovabili "pure" stimate Regione Emilia Romagna - "Scenario a breve termine" (2011-12)					
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Potenza termica installata stimata [MW_t]	Produzione elettrica lorda [GWh]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	80	244,65	395	1469,2
	Termovalorizzatori	8	138,45	335,7	554,5
Eolica		12	25,2	0	42,4
Fotovoltaica		9626	181	0	162,8
Geotermica		n.d.	0,0023	39	0,0023
Idroelettrico rinnovabile		78	297,4	0	1074,1
Totale Regione		9804	887	770	3303

Questa analisi ha fatto riferimento alle sole fonti energetiche rinnovabili “pure”, di conseguenza non si è tenuto conto dell’impianto idroelettrico di puro pompaggio installato sul territorio emiliano-romagnolo, mentre invece all’interno del totale delle biomasse sono state considerate anche quelle “assimilate” (cioè i rifiuti, e di conseguenza gli impianti di termovalorizzazione).

Come sottolineato in precedenza, la stima sulla produzione elettrica è stata ottenuta considerando dei dati “di massima” relativi alle ore medie annue di funzionamento per tipologia impiantistica, stimati sulla base dei dati storici.

E' possibile esplicitare ulteriormente tale analisi riportando i dati in Figura 21.19:

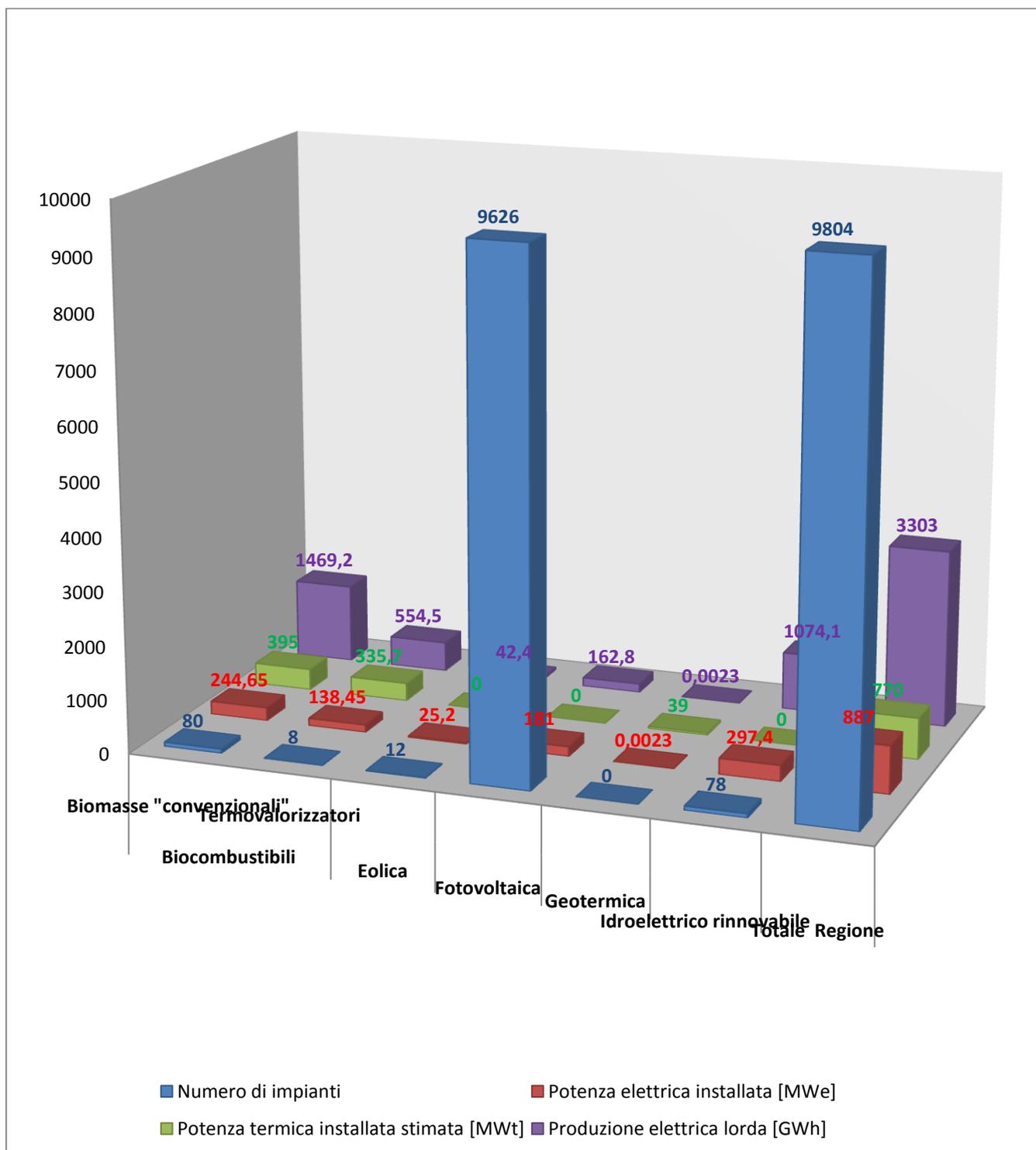


Figura 21.19: stato complessivo del parco elettrico rinnovabile puro stimato in esercizio in Emilia Romagna al 2012 secondo lo "Scenario di Breve Termine"

Come va sottolineato, la stima del numero degli impianti fotovoltaici è relativamente indicativa, mancando il dato relativo alle installazioni fotovoltaiche "comunali" di cui non si è a conoscenza.

21.12 - ANALISI DELLA POTENZA ELETTRICA RINNOVABILE INCREMENTALE STIMATA AL 2012

1) RIPARTIZIONE PERCENTUALE TRA LE FER

E' possibile andare a considerare come si ripartiscono tra le differenti FER, complessivamente, il numero di nuove installazioni, nonché la potenza elettrica e termica incrementali derivanti da nuove installazioni al 2011-2012.

Tale analisi è sintetizzata nella Tabella seguente

Nuove installazioni da Fonti Energetiche Rinnovabili "pure" stimate Regione Emilia Romagna - "Scenario a breve termine" (2011-12)				
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW _e]	Potenza termica installata stimata [MW _t]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	30	44	158,4
	Termovalorizzatori	0	6	23,4
Eolica		9	9	0
Fotovoltaica		184	38	0
Geotermica		0	0	14
Idroelettrico rinnovabile		4	1	0
Totale Regione		227	98	196

La ripartizione percentuale (in termini di potenza elettrica installata) tra le diverse FER è esplicitata in Figura 21.20:

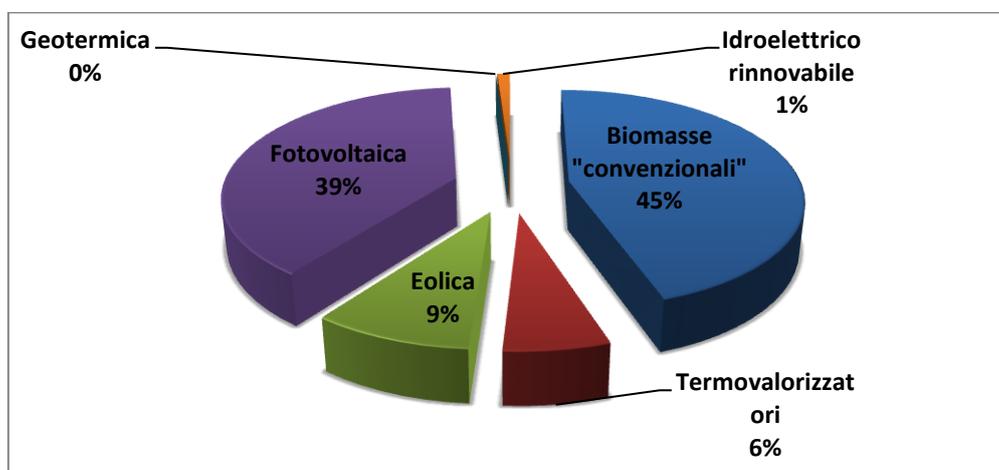


Figura 21.20: ripartizione percentuale tra le FER della potenza elettrica rinnovabile incrementale stimata al 2012

Si evidenzia dunque come la maggior parte della nuova potenza elettrica incrementale da FER, che si stima verrà installata in Regione tra il 2010 e il 2012, sia legata quasi per intero ad installazioni alimentate da biomasse convenzionali (il 45% della nuova potenza regionale da FER) e da impianti fotovoltaici (il 39% della nuova potenza regionale da FER), ossia le due tecnologie caratterizzate attualmente dal maggiore sviluppo e dal raggiungimento di una "maturità" economica di mercato.

Il 9% della nuova potenza elettrica da FER risulta derivare da nuove installazioni eoliche, il 6% da un intervento di "rifacimento parziale" di un termovalorizzatore (quello di Rimini), mentre solo l'1% della nuova potenza elettrica regionale da FER deriva da nuove installazioni idroelettriche rinnovabili.

2) RIPARTIZIONE PERCENTUALE TRA LE PROVINCE

E' ora possibile andare a considerare anche la ripartizione delle nuove installazioni da FER (che si stima vengano realizzate tra il 2010 e il 2012, data "limite" dello "Scenario a breve termine") tra le differenti Province della Regione: tale analisi è riassunta nella Tabella seguente.

Ripartizione tra le Province delle nuove installazioni da FER - "Scenario a breve termine"		
Provincia	Nuovi impianti	Potenza elettrica incrementale [MWe]
Bologna	8	5
Ferrara	13	7
Forlì-Cesena	12	10
Modena	9	23
Parma	56	12
Piacenza	6	8
Ravenna	13	20
Reggio Emilia	104	5
Rimini	4	8

Si possono esplicitare tali dati considerando la ripartizione percentuale della nuova potenza stimata installata da nuove installazioni FER tra le Province della Regione; tale analisi è esplicitata in Figura 21.21.

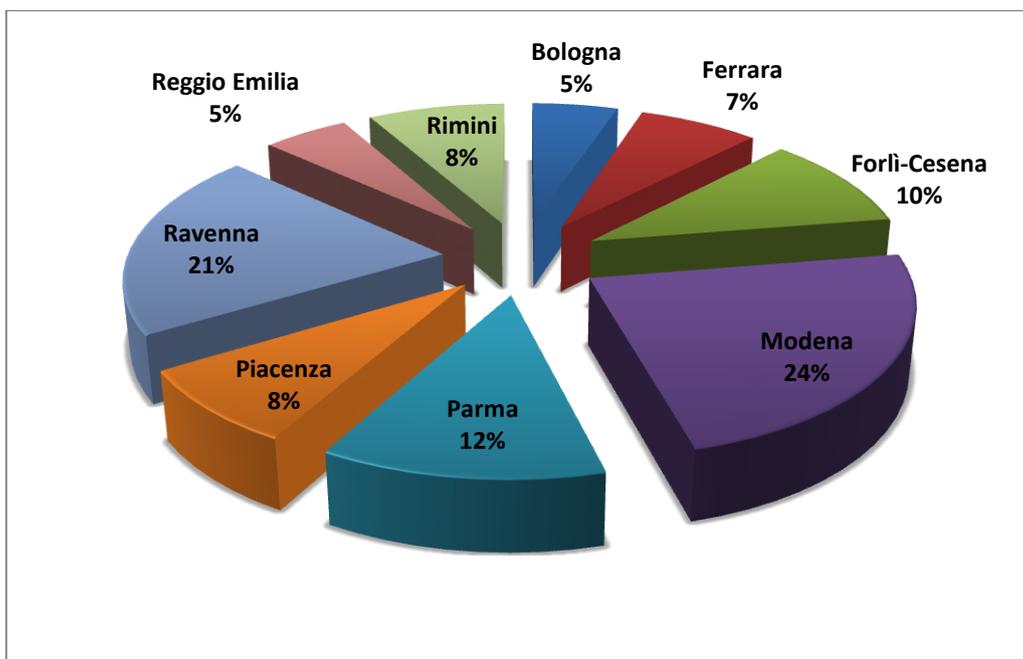


Figura 21.21: ripartizione percentuale tra le Province emiliano-romagnole della potenza elettrica rinnovabile incrementale stimata al 2012

Si evidenzia come la maggior parte della nuova potenza da FER che si stima installata al 2012, risulti in corrispondenza della Provincia di Modena (il 24% del totale regionale; e infatti la Provincia di Modena, in questo lasso temporale, si stima che cresca in maniera più che proporzionale rispetto alla media regionale), seguita dalla Provincia di Ravenna e da quella di Parma.

Le Province su cui si dovrebbe installare il minor quantitativo di nuova potenza elettrica da impianti FER, risultano essere la Provincia di Bologna e quella di Reggio Emilia.

21.13 – ANALISI PERCENTUALE DEL PARCO ELETTRICO RINNOVABILE STIMATO AL 2012

21.13.1 - RIPARTIZIONE PERCENTUALE TRA LE F.E.R. DELLA POTENZA ELETTRICA STIMATA INSTALLATA AL 2012

Dopo aver definito lo stato complessivo del parco elettrico a fonti rinnovabili stimato installato sul territorio emiliano romagnolo al 2011-2012 (cioè in questo “Scenario di breve termine”), è ora possibile andare a considerare come –secondo questa previsione- si andrà a modificare la ripartizione percentuale tra le differenti FER, in termini di potenza elettrica installata.

Tale analisi è riportata in Figura 21.22.

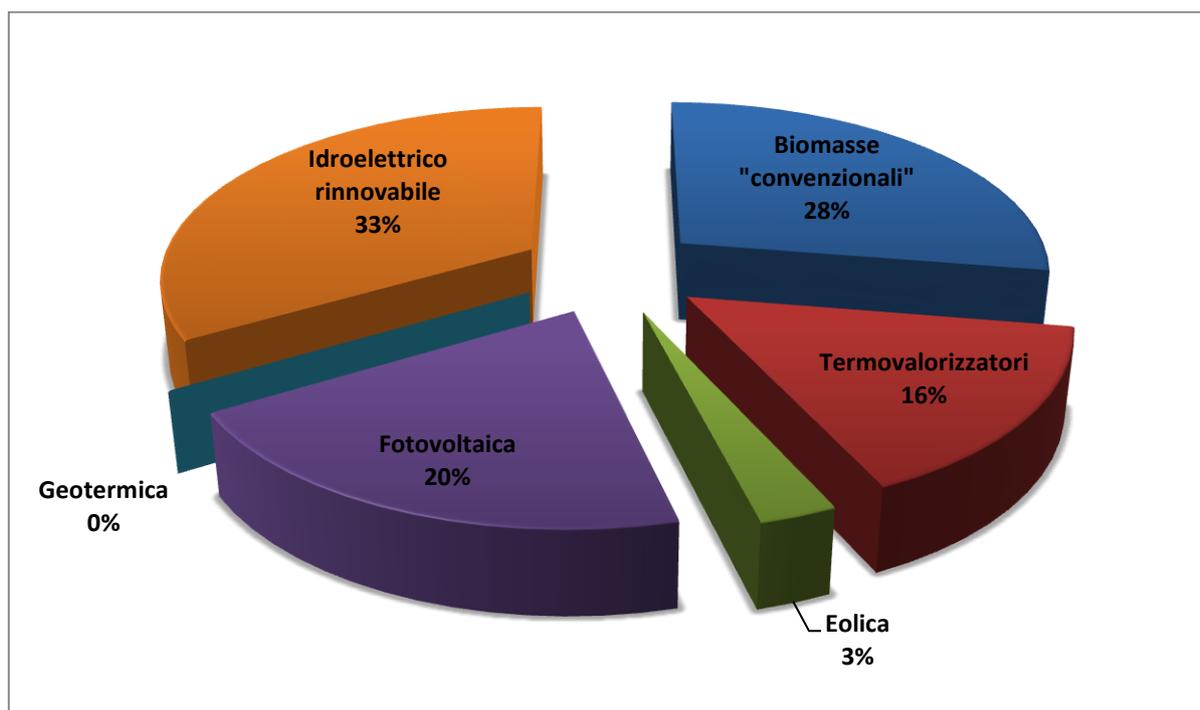


Figura 21.22: ripartizione percentuale tra le F.E.R. della potenza elettrica “rinnovabile” stimata installata al 2012

Si evidenzia come anche in questo “Scenario di breve termine” (al 2011-12), il maggior peso percentuale sul totale –in termini di potenza elettrica installata- lo detenga la fonte idroelettrica rinnovabile, che con circa 298 MW installati dovrebbe coprire il 33% della potenza totale installata in Regione da fonti energetiche rinnovabili.

Si evidenzia però come questo peso percentuale –in questo scenario previsionale- risulti calato del 5% rispetto alla condizione attuale, segno del fatto che tale fonte energetica, prossima alla sua saturazione, si svilupperà meno che proporzionalmente rispetto alle altre FER.

A crescere percentualmente nella maniera più rilevante rispetto alla situazione attuale, infatti, sono gli impianti alimentati a biomasse convenzionali, il cui peso percentuale –in termini di potenza elettrica installata- in questo scenario previsionale risulta crescere del 3%: dal 25% attuale ad un 28% stimato al 2011-12. Ciò significa che sarà la tecnologia a biomasse quella che si stima si svilupperà maggiormente nel breve termine, segno di un mercato ancora in fase di crescita e lontano da una sua eventuale saturazione.

In calo di un punto percentuale (dall'attuale 17% sul totale, ad un 16% stimato) il peso della potenza elettrica complessivamente installata in Regione da termovalorizzatori, segno di una crescita stimata meno che proporzionale rispetto alle altre fonti energetiche rinnovabili: questo ha senso, tenuto conto che i termovalorizzatori sono già presenti sul suolo emiliano-romagnolo e non si valuta di realizzarne altri, per cui gli unici interventi previsti sono di "ristrutturazione" o "rifacimento parziale", quindi tali da determinare solo incrementi ridotti di potenza.

In crescita –in questo "Scenario a breve termine"- anche la fonte fotovoltaica, dall'attuale 18% ad una stima del 20%, segno di uno sviluppo marcato anche in questo settore, forse addirittura sottostimato (tenuto conto del fatto che tutte le installazioni di "fotovoltaico comunale" non sono state stimate).

Guadagna un punto percentuale (dall'attuale 2% di potenza installata rispetto al totale regionale da FER, al 3%) anche la fonte eolica, anche se i MW di potenza incrementale potrebbero risultare "virtuali", tenuto conto della presenza –nel totale- di installazioni realizzate ma non in esercizio, per varie ragioni.

Tale evoluzione è riassunta nella Tabella seguente:

Variazione del peso percentuale sul totale delle Fonti Energetiche Rinnovabili "pure" dalla condizione attuale allo "Scenario a breve termine" (2011-12) - potenza elettrica installata		
Fonte		Variazione percentuale
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	3%
	Termovalorizzatori	-1%
Eolica		1%
Fotovoltaica		2%
Geotermica		0%
Idroelettrico rinnovabile		-5%

21.13.2 - RIPARTIZIONE PERCENTUALE TRA LE F.E.R. DELLA PRODUZIONE ELETTRICA LORDA STIMATA AL 2011-2012

Dopo aver definito lo stato complessivo del parco elettrico a fonti rinnovabili stimato installato sul territorio emiliano romagnolo al 2011-2012 (cioè in questo “Scenario di breve termine”) e dopo aver valutato la ripartizione percentuale (tra le Province e tra le differenti FER), è ora possibile andare a considerare come –secondo questa previsione- si andrà a modificare la ripartizione percentuale tra le differenti FER, in termini di produzione elettrica lorda.

Tale analisi è riportata in Figura 21.23.

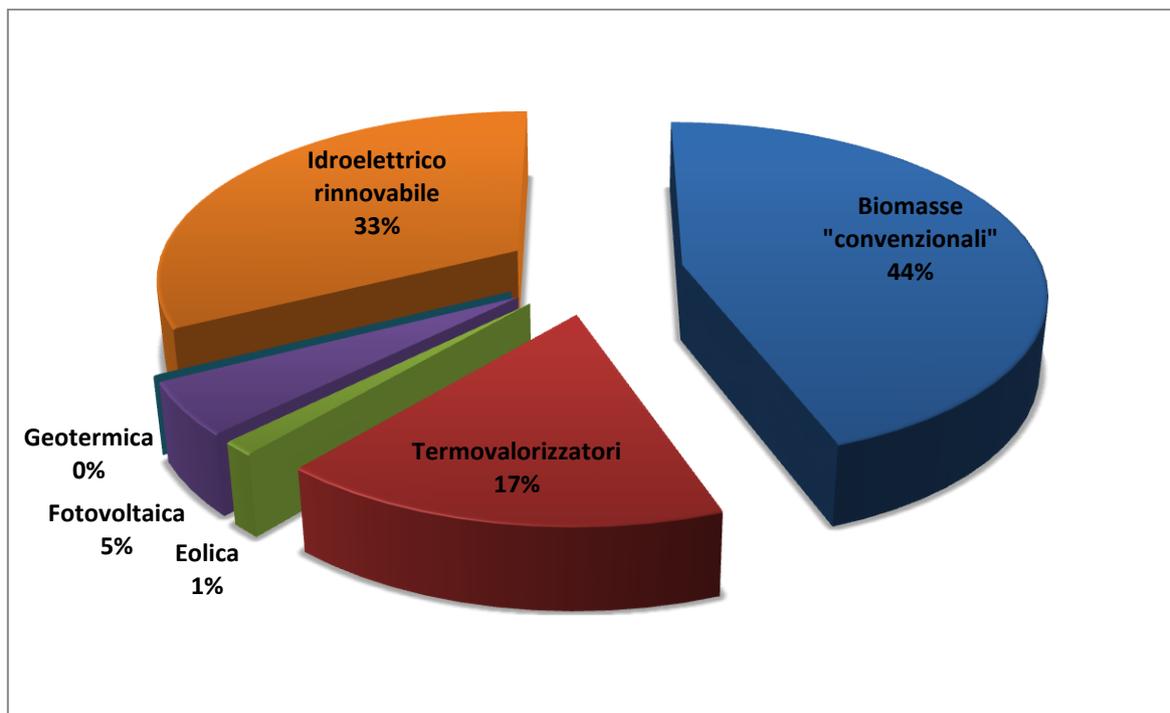


Figura 21.23: ripartizione percentuale tra le F.E.R. della produzione elettrica rinnovabile stimata al 2011-2012

Si evidenzia come, in questa stima di breve termine, la percentuale più rilevante di energia elettrica prodotta da FER, sia associata agli impianti alimentati da biomasse “convenzionali”: 1469 GWh, cui corrisponde il 44% del totale regionale di produzione elettrica lorda da FER.

Tale percentuale risulta significativamente in crescita (+13%) rispetto a quella stimata nello “Scenario attuale”: ciò si giustifica con la presenza di nuove installazioni sul territorio, oltre che con la scelta di considerare uniformemente per tutte le Province un numero di ore medie annue di funzionamento –relativo agli impianti alimentati da questa fonte- pari a 6000 h/anno, superiore rispetto a quello medio stimato nello “Scenario attuale”.

Al secondo posto, in termini di peso percentuale sul totale della produzione elettrica lorda da FER, si trova la fonte idroelettrica rinnovabile: 1074 GWh prodotti stimati al 2011-12, corrispondenti al 33% della produzione elettrica lorda totale regionale. Tale percentuale risulta significativamente in calo (-10%) rispetto a quella valutata nello “Scenario attuale (2010)”: ciò si spiega con un quadro sostanzialmente inalterato delle installazioni di questo tipo (l’incremento di potenza installata dal 2010 al 2012 è ridottissimo) e con il fatto che, a fronte di una produzione da idroelettrico rinnovabile inalterata, la produzione da impianti alimentati a biomasse convenzionali è incrementata in misura significativa.

I termovalorizzatori (impianti a biomasse assimilate) risultano la terza fonte energetica rinnovabile in termini di produzione elettrica lorda: a questi corrispondono 554 GWh prodotti, equivalenti al 17% del totale regionale prodotto da FER. Anche tale percentuale risulta in calo rispetto a quella “fotografata” nel 2010: -5%, dovuto a motivazioni analoghe a quelle della fonte idroelettrica rinnovabile (produzione elettrica sostanzialmente inalterata rispetto al quadro del 2010, a fronte di un incremento significativo di produzione da fonte a biomasse convenzionali).

La fonte fotovoltaica incide per il 5% del totale regionale di energia elettrica prodotta da FER (163 GWh), e registra quindi un incremento del 2% rispetto al quadro fotografato nel 2010: ciò si giustifica con la presenza di diverse nuove installazioni, oltre che con l’ipotesi di considerare un numero medio annuo di ore di funzionamento pari a 900, superiore al numero medio annuo di ore di funzionamento stimate nel 2010 a livello regionale.

Gli impianti eolici contribuiscono per l’1% (42 GWh) alla produzione regionale elettrica lorda da FER, mantenendo –in questa stima al 2012- un peso sostanzialmente inalterato rispetto allo “Scenario attuale”: ciò è giustificabile tenendo conto dell’entrata in funzione di nuove installazioni e del fatto di aver ipotizzato un numero medio annuo di ore di funzionamento pari a 1700, superiore alle 1280 h/anno stimate al 2010.

La produzione elettrica da fonte geotermica resta pari a 0, come nello “Scenario attuale”.

Tale evoluzione è riassunta nella Tabella seguente:

Variazione del peso percentuale delle Fonti Energetiche Rinnovabili "pure" dalla condizione attuale allo "Scenario a breve termine" (2011-12) - produzione elettrica lorda		
Fonte		Variazione percentuale
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	13%
	Termovalorizzatori	-5%
Eolica		0%
Fotovoltaica		2%
Geotermica		0%
Idroelettrico rinnovabile		-10%

Dal confronto con la variazione percentuale di potenza installata da FER a livello regionale tra 2010 e questa stima al 2012, si evidenzia come sia la fonte a biomasse "convenzionali" a guadagnare più punti percentuali: l'incremento di 3 punti percentuali (sul totale regionale da FER) in termini di potenza installata, si traduce in un incremento quattro volte superiore quando si valuta la produzione elettrica lorda stimata da tale fonte.

La fonte più "penalizzata" in questo Scenario a breve termine risulta invece quella idroelettrica rinnovabile, il cui decremento di 5 punti percentuali –in termini di potenza installata rispetto al totale regionale- si raddoppia nel momento in cui si valuta il peso percentuale della fonte in termini di produzione elettrica lorda: come detto, questo si giustifica con il fatto che la fonte idroelettrica sembra essere prossima al suo limite di saturazione territoriale, con la conseguenza di crescere lentamente, a fronte di altre fonti energetiche rinnovabili che crescono (specialmente dal punto di vista della produzione elettrica lorda) in maniera assai più rapida.

Grande analogia tra la crescita in termini di potenza installata e quella relativa alla produzione elettrica lorda, per la fonte fotovoltaica: all'incremento del 2% in termini di potenza corrisponde un analogo incremento in termini di produzione, giustificato anche dal fatto di avere ipotizzato un numero medio annuo di ore di funzionamento per gli impianti fotovoltaici, superiore a quello medio attuale.

Evoluzione delle Fonti Energetiche Rinnovabili stimata tra 2010 e 2012	
Fonti Energetiche rinnovabili "in crescita"	Biomasse convenzionali, fotovoltaico
Fonti Energetiche rinnovabili "in calo"	Idroelettrico rinnovabile, Termovalorizzatori
Fonti Energetiche rinnovabili "inalterate"	Eolico, Geotermico

21.14 – ANALISI TERRITORIALE DEL PARCO ELETTRICO STIMATO IN ESERCIZIO AL 2012

21.14.1 - RIPARTIZIONE TERRITORIALE DELLA POTENZA ELETTRICA INSTALLATA DA F.E.R.

1) POTENZA ELETTRICA INSTALLATA DA F.E.R. PER PROVINCIA

Dopo aver considerato la situazione del parco a fonti energetiche rinnovabili – stimato al 2011-2012 (“Scenario a breve termine”)- della Regione Emilia Romagna dal punto di vista del “peso percentuale” delle differenti FER (in termini di potenza elettrica installata e produzione elettrica lorda), si andrà ora a considerare il “peso percentuale” delle varie Province (considerandone i dati complessivi aggregati, relativi alle FER valutate nel loro complesso), dal punto di vista della potenza elettrica installata stimata in questo “Scenario di breve termine”.

Nella Tabella seguente è sintetizzato il quadro relativo allo stato delle fonti energetiche rinnovabili sul territorio delle Province emiliano romagnole, in termini di potenza installata (e percentuale sul totale regionale): i dati relativi alla produzione elettrica saranno considerati nel seguito, sulla base delle valutazioni citate in precedenza, relative al numero medio annuo di ore di funzionamento degli impianti.

Stato riassuntivo (potenza installata) delle FER nelle Province emiliano-romagnole - "Scenario Breve Termine" (2011-2012)		
Provincia	Potenza elettrica stimata installata da FER (2011-12) [MW_e]	Ripartizione percentuale stimata potenza regionale da FER (%) - (2011-2012)
Bologna	151,2	17,04%
Ferrara	65,5	7,38%
Forlì-Cesena	68,6	7,69%
Modena	130,7	14,73%
Parma	63,8	7,19%
Piacenza	135,6	15,29%
Ravenna	189	21,31%
Reggio Emilia	54,8	6,18%
Rimini	27,6	3,11%
Totale Emilia Romagna	887	100%

Tale “ripartizione territoriale” relativa alla potenza stimata installata da FER “pure” (escludendo quindi l’impianto di solo pompaggio) in Emilia Romagna al 2011-2012 (“Scenario di breve termine”) è ulteriormente esplicitata in Figura 21.24.

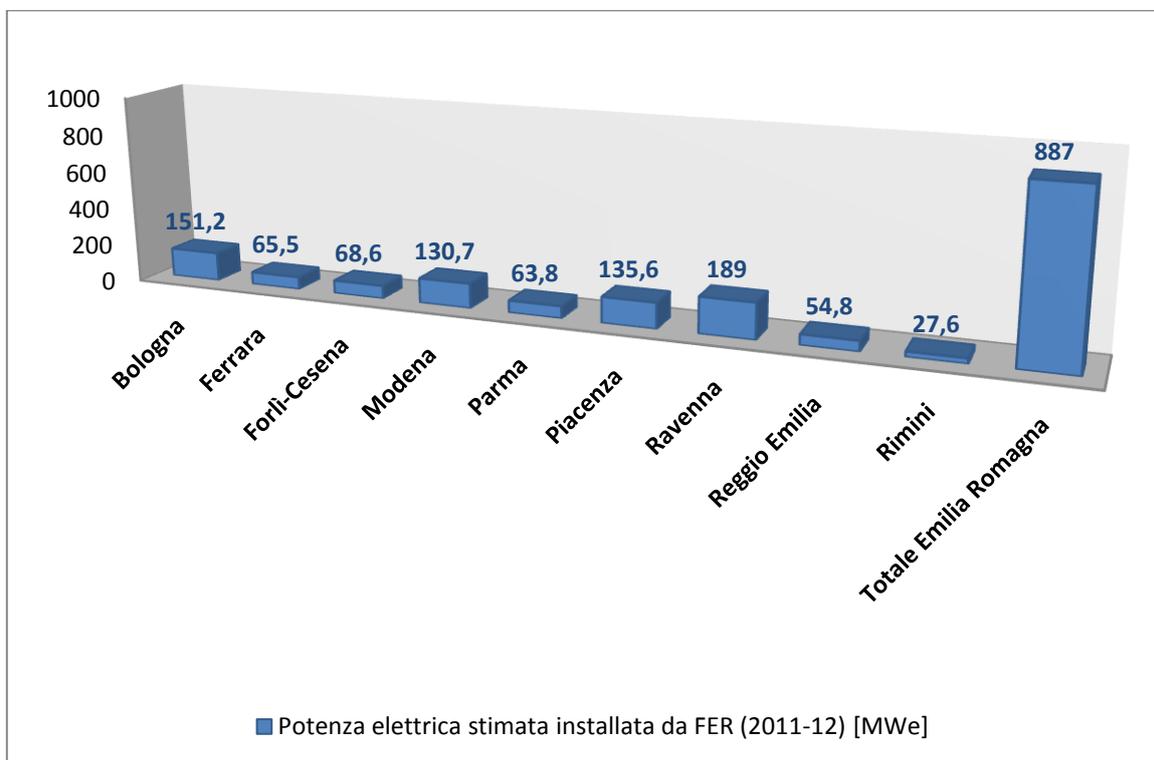


Figura 21.24: potenza elettrica stimata installata al 2012 da impianti F.E.R. nelle Province emiliano-romagnole

Come nella situazione attuale, anche nello “Scenario di breve termine” si stima che restino quattro le Province su cui sono installati più di 100 MW da FER (Bologna, Modena, Piacenza e Ravenna); si evidenzia anche una crescita complessiva piuttosto “omogenea” per le altre Province della Regione, che si stima si assestino su potenze complessivamente installate comprese in una fascia da 55 MW a 70 MW.

Fa eccezione solo la Provincia di Rimini, su cui si registra una crescita notevole di potenza installata (dagli attuali 19 MW a circa 28 MW), che però resta il distretto regionale che più si deve sviluppare sotto questo punto di vista.

La “classifica” delle Province regionali su cui è installata la maggior potenza da FER risulta inalterata rispetto alla situazione attuale, con Ravenna in testa, seguita da Bologna, Piacenza e Modena.

E' possibile andare a stimare come si evolve la situazione della potenza complessivamente installata da FER sul territorio di ciascuna Provincia della Regione, considerando il peso percentuale di queste stesse Province (in termini di potenza installata associata a impianti a fonti energetiche rinnovabili rispetto al totale regionale) stimato al 2011-2012, rispetto al peso percentuale attuale.

La ripartizione percentuale stimata per Provincia secondo lo "Scenario di breve termine" è definita in Figura 21.25:

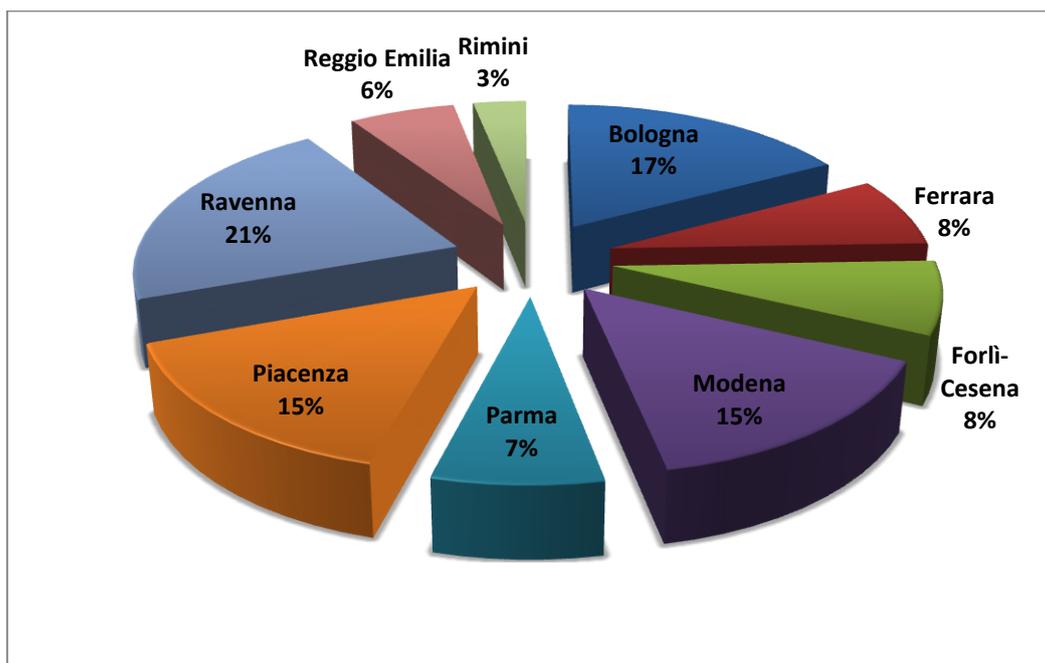


Figura 21.25: ripartizione percentuale tra Province della potenza elettrica stimata installata da impianti F.E.R. in Emilia Romagna al 2012

Si evidenzia come il peso percentuale stimato della Provincia di Ravenna (la prima della Regione anche in questo "Scenario di Breve Termine" al 2011-12, con 189 MW installati da FER) risulti inalterato rispetto alla condizione attuale, con il 21% della potenza regionale complessivamente installata da FER.

Al secondo posto, cala il peso percentuale della Provincia di Bologna, che passa dall'attuale 19% del totale regionale, al 17% (151,2 MW) della stima di questo "Scenario di Breve termine".

Al terzo posto, con il 15% della potenza installata da FER rispetto al totale regionale, risultano pressoché appaiate la Provincia di Piacenza (135,6 MW, -1% rispetto alla condizione attuale) e la Provincia di Modena (130,7 MW, +1% rispetto alla condizione attuale, segno di uno sviluppo delle installazioni da FER più che proporzionale rispetto alla media regionale).

Cresce di un punto percentuale anche il “peso” –sempre in termini di potenza elettrica installata da FER rispetto al totale regionale- delle Province di Forlì-Cesena (68,6 MW) e Ferrara (65,5 MW), ciascuna con l’8% del totale regionale stimato al 2011-12, rispetto all’attuale 7%.

Inalterato il peso percentuale delle Province di Parma (63,8 MW, il 7% del totale regionale), Reggio Emilia (54,8 MW, il 6% del totale regionale) e Rimini (27,6 MW, il 3% del totale regionale).

Tale evoluzione è riassunta nella Tabella seguente:

Variazione del peso percentuale provinciale sul totale regionale della potenza installata da FER, dalla condizione attuale allo "Scenario a breve termine" (2011-12)	
Provincia	Variazione percentuale stimata da 2010 a 2011/12
Bologna	-2%
Ferrara	1%
Forlì-Cesena	1%
Modena	1%
Parma	0%
Piacenza	-1%
Ravenna	0%
Reggio Emilia	0%
Rimini	0%

2) POTENZA ELETTRICA “PROVINCIALE” INSTALLATA DA F.E.R. PER KM²

E' possibile andare a considerare anche la “valorizzazione” delle fonti energetiche rinnovabili sul territorio Provinciale, andando a stimare la potenza di generazione elettrica per km² derivante da fonti energetiche rinnovabili su ogni Provincia emiliano-romagnola al 2011-2012: tale analisi è riassunta nella Tabella seguente.

Potenza complessiva installata per km² da FER in esercizio per Provincia al 2011-2012			
Provincia	Potenza installata da FER (2010) [MW_e]	Estensione Provincia [km²]	Potenza da FER installata per Km² [kW / km²]
Bologna	151,2	3703	40,83
Ferrara	65,5	2631	24,9
Forlì-Cesena	68,6	2377	28,86
Modena	130,7	2689	54,98
Parma	63,8	3449	18,5
Piacenza	135,6	2589	52,38
Ravenna	189	1858	101,72
Reggio Emilia	54,8	2293	23,9
Rimini	27,6	864	31,94
Totale Emilia Romagna	887	22453	39,5

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata in Figura 21.26:

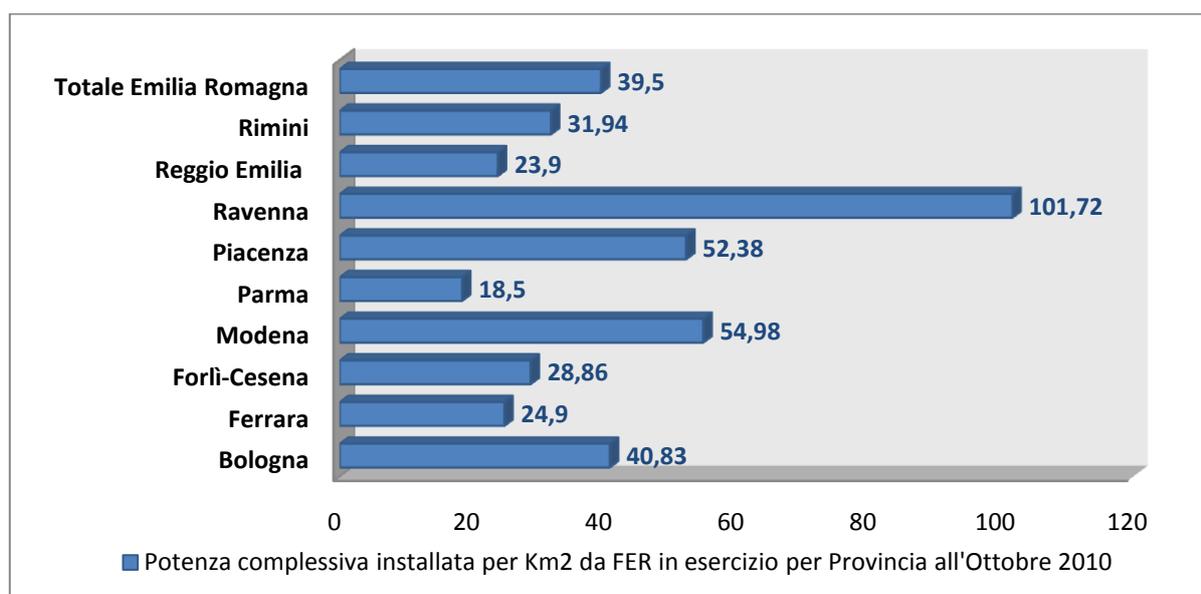


Figura 21.26: potenza elettrica stimata installata per km² da F.E.R. al 2012 in ogni Provincia emiliano-romagnola

La Provincia di Ravenna resta la prima della Regione in termini di potenza elettrica installata da impianti FER per km² anche nello “Scenario di breve termine”, oltre che nella condizione attuale; in questo scenario previsionale al 2011-2012, inoltre, sfonda il tetto dei 100 MW installati per km², raddoppiando quelli che erano gli obiettivi intermedi definiti dalla norma 20-20-20.

Sopra la media regionale (stimata pari a 40,83 MW/km², rispetto agli attuali 35,12 MW/km²) si confermano anche le Province di Piacenza (in questo scenario, la terza della Regione, con 52,38 MW/km² stimati installati da FER, a fronte degli attuali 49,13 MW/km²), di Bologna (stimati 40,83 MW/km² a fronte degli attuali 39,61 MW/km²) e di Modena (stimati ben 54,98 MW/km² a fronte degli attuali 39,79 MW/km²): bisogna però sottolineare come, in questo “Scenario di breve termine”, la Provincia di Modena raggiunge il secondo posto, in questa “classifica”, scavalcando –rispetto alla condizione attuale- la Provincia di Piacenza e raggiungendo l’obiettivo intermedio definito dalla “20-20-20”.

All’ultimo posto di questa classifica si conferma la Provincia di Parma, con una stima di 18,5 MW/km² installati da impianti FER, a fronte degli attuali 15,1 MW/km².

Si registrano incrementi di potenza installata da FER (e quindi di potenza specifica installata per km²) anche su tutte le altre Province della Regione: la Provincia di Rimini in questa stima raggiunge quasi i 32 MW/km² installati da FER (con la crescita percentuale più rilevante di tutte, tenuto conto che attualmente il valore di questo parametro è di 22,57 MW/km²), scavalcando al quinto posto la Provincia di Forlì-Cesena (28,86 MW/km² installati da FER nello “Scenario di breve termine”, rispetto agli attuali 24,69 MW/km²).

La Provincia di Ferrara raggiunge i 24,9 MW/km² installati da FER in questo “Scenario di breve termine” a fronte degli attuali 24,69 MW/km² e la Provincia di Reggio Emilia passa dagli attuali 21,8 MW/km² installati da FER attualmente, ad una stima previsionale di 23,9 MW/km².

21.14.2 - RIPARTIZIONE TERRITORIALE DELLA PRODUZIONE ELETTRICA LORDA STIMATA DA F.E.R. AL 2012

Dopo aver considerato la situazione del parco a fonti energetiche rinnovabili – stimato al 2011-2012 (“Scenario a breve termine”)- della Regione Emilia Romagna dal punto di vista del “peso percentuale” delle differenti FER (in termini di potenza elettrica installata e produzione elettrica lorda), si andrà ora a considerare il “peso percentuale” delle varie Province (considerandone i dati complessivi aggregati, relativi alle FER valutate nel loro complesso), dal punto di vista della produzione elettrica lorda stimata in questo “Scenario di breve termine”.

La produzione elettrica lorda, come definito in precedenza, è stata stimata sulla base di ipotesi relative al numero medio annuo di ore di funzionamento delle differenti tipologie di impianti alimentati a FER: tali valori –in termini di ore medie annue di funzionamento- sono stati stimati in base a considerazioni tratte dall’analisi dei dati storici ed “attuali” (2010).

Di seguito è sintetizzato il quadro relativo allo stato delle fonti energetiche rinnovabili sul territorio delle Province emiliano romagnole, in termini di produzione elettrica lorda (e percentuale sul totale regionale).

Stato riassuntivo (produzione elettrica lorda) delle FER nelle Province emiliano-romagnole - "Scenario Breve Termine" (2011-2012)		
Provincia	Produzione elettrica lorda stimata da FER (2011-12) [GWh]	Ripartizione percentuale stimata produzione elettrica lorda regionale da FER (%) - (2011-2012)
Bologna	398	12,00%
Ferrara	356	10,78%
Forlì-Cesena	193	5,84%
Modena	320	9,69%
Parma	212,1	6,42%
Piacenza	622,1	18,83%
Ravenna	1024,2	31,00%
Reggio Emilia	143,2	4,33%
Rimini	34,4	1,04%
Totale Emilia Romagna	3303	100%

Tale “ripartizione territoriale” relativa alla produzione elettrica lorda stimata da FER “pure” (escludendo quindi l’impianto di solo pompaggio) in Emilia Romagna al 2011-2012 (“Scenario di breve termine”) è ulteriormente esplicitata in Figura 21.27.

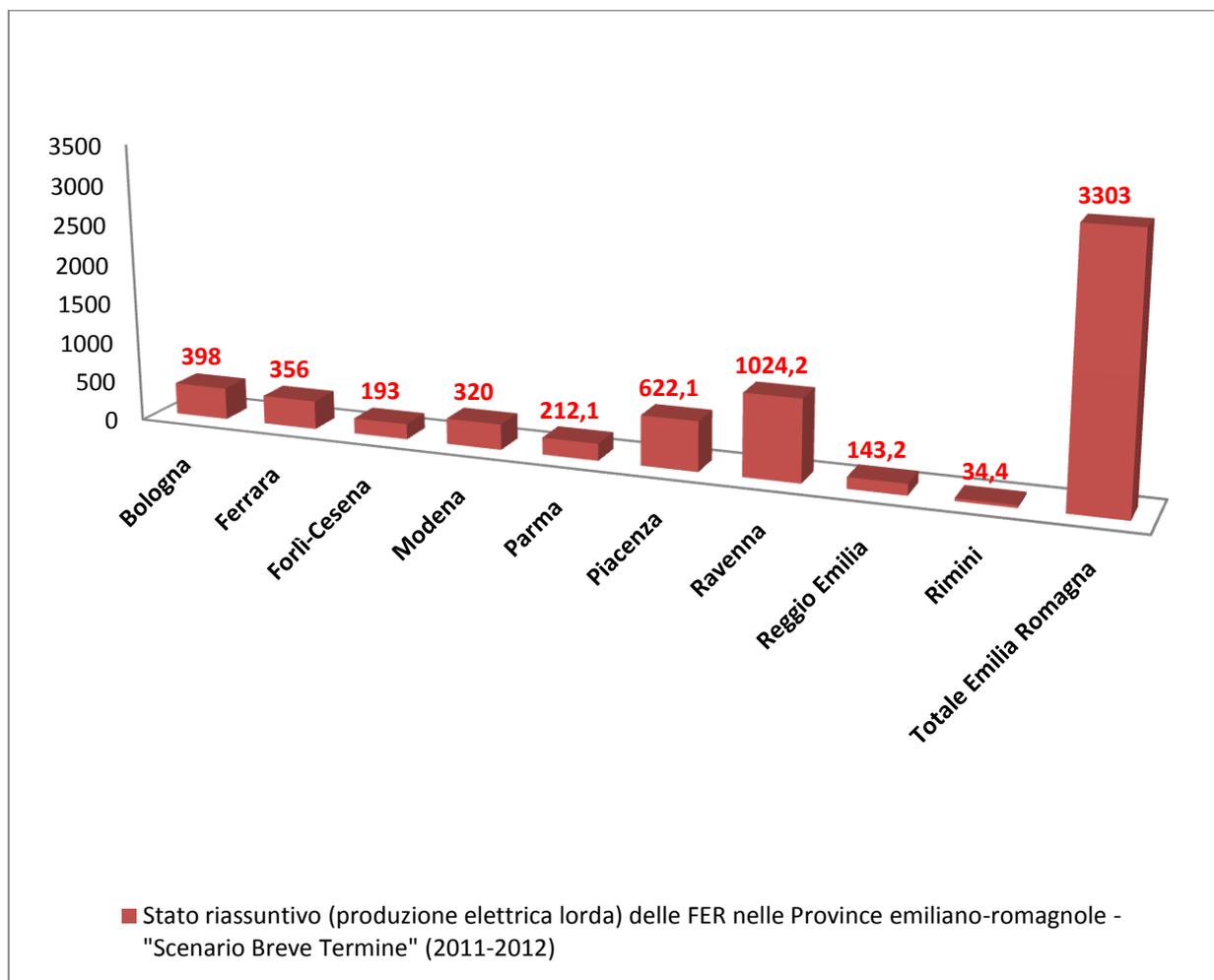


Figura 21.27: produzione elettrica lorda stimata da F.E.R. al 2012 nelle Province emiliano-romagnole

Si evidenzia quindi il ruolo leader in Regione della Provincia di Ravenna, in termini di produzione elettrica lorda da FER, esattamente come nello “Scenario attuale”: Ravenna è anche l’unica Provincia, in questa stima, a superare –da sola- i 1000 GWh prodotti da FER sul proprio territorio. Da sottolineare la grandissima crescita in termini di produzione elettrica, legata alla realizzazione e all’entrata in esercizio di nuovi impianti a biomasse (oltre che all’ipotesi di considerarne un numero medio annuo di ore di funzionamento pari a 6000 h/anno, superiore a quello medio attuale).

Al secondo posto si conferma la Provincia di Piacenza, la cui produzione elettrica lorda da FER stimata al 2012 risulta essere cresciuta in maniera non particolarmente rilevante rispetto al 2010 (le nuove installazioni sono poche, infatti).

E' possibile andare a stimare come si evolve la situazione della produzione elettrica lorda da FER sul territorio di ciascuna Provincia della Regione, considerando il peso percentuale di queste stesse Province (in termini di produzione elettrica lorda associata a impianti a fonti energetiche rinnovabili rispetto al totale regionale) stimato al 2011-2012, rispetto al peso percentuale attuale.

La ripartizione percentuale stimata per Provincia secondo lo "Scenario di breve termine" è definita in Figura 21.28:

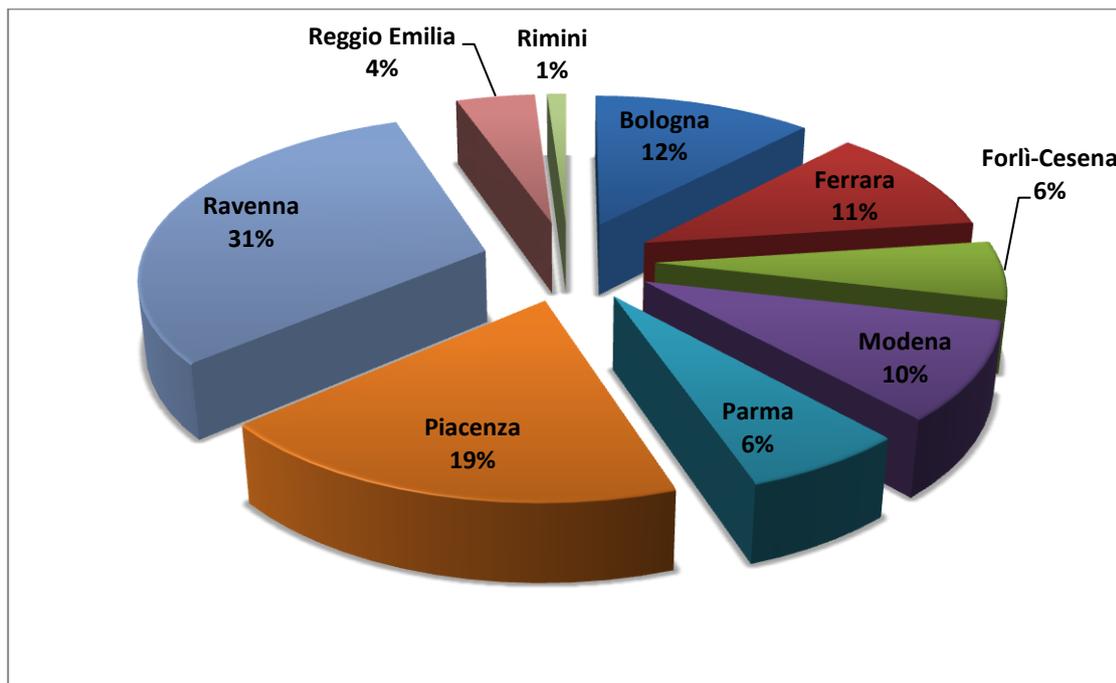


Figura 21.28: ripartizione percentuale tra le Province della produzione elettrica lorda stimata da F.E.R. al 2012 in Emilia Romagna

I 1024,2 GWh stimati prodotti al 2012 sul territorio della Provincia di Ravenna corrispondono al 31% stimato del totale regionale prodotto da FER: il peso percentuale della Provincia risulta quindi in crescita rispetto allo "Scenario attuale" (2010), quando era pari al 28% del totale.

Al secondo posto la Provincia di Piacenza, che produce il 19% (622 GWh) dell'energia elettrica complessivamente prodotta in Regione da FER, con un peso percentuale in calo del 6% rispetto a quello definito nello "Scenario attuale" (2010, pari al 25% del totale regionale).

La Provincia di Bologna, al terzo posto, produce il 12% (398 GWh) dell'energia elettrica complessivamente prodotta in Emilia Romagna da FER, con una crescita percentuale dell'1% rispetto allo "Scenario attuale".

In crescita anche la Provincia di Ferrara (356 GWh, l'11% del totale, +1% rispetto al 2010) e Modena (320 GWh, il 10% dell'energia elettrica complessivamente prodotta in Emilia Romagna da FER, +2% rispetto allo "Scenario Attuale").

Le Province di Parma (212,1 GWh prodotti da FER, il 6% del totale), Forlì-Cesena (193 GWh, sempre il 6% circa del totale) e Rimini (34,4 GWh prodotti da FER, l'1% del totale) mantengono il loro peso percentuale inalterato rispetto allo "Scenario attuale", mentre la Provincia di Reggio Emilia cala di un punto percentuale (scende al 4% del totale regionale prodotto da FER, con 143,2 GWh).

La Provincia di Rimini si conferma anche in questo Scenario il "distretto" caratterizzato dalla minor produzione elettrica da FER di tutta la Regione.

L'evoluzione della produzione elettrica lorda da FER nelle varie Province è riassunta nella Tabella seguente:

Variatione del peso percentuale provinciale sul totale regionale della produzione elettrica lorda da FER, dalla condizione attuale allo "Scenario a breve termine" (2011-12)	
Provincia	Variatione percentuale stimata da 2010 a 2011/12
Bologna	1%
Ferrara	1%
Forlì-Cesena	0%
Modena	2%
Parma	0%
Piacenza	-6%
Ravenna	3%
Reggio Emilia	-1%
Rimini	0%

21.15 - LA “QUOTA RINNOVABILE“ DELLE PROVINCE EMILIANO ROMAGNOLE STIMATA AL 2012

Finora, all'interno di questo “Scenario di breve termine”, si è considerato “l'importanza” di ogni Provincia emiliano romagnola in termini di potenza elettrica e produzione elettrica lorda da fonte energetica rinnovabile, definendone il “peso” rispetto al rispettivo totale regionale.

Per capire però quale sia la reale incidenza delle fonti energetiche rinnovabili sul territorio di ogni Provincia, bisogna andare a considerare il parametro precedentemente definito come “Peso percentuale FER su CIL Provinciale”: ciò significa andare a considerare quanto la produzione elettrica lorda da fonte energetica rinnovabile ha inciso sul bilancio elettrico provinciale, in particolare quale quota del “Consumo Interno Lordo” di energia elettrica risulta avere coperto.

I dati di produzione, come sottolineato in precedenza, sono stati stimati sulla base di valutazioni relative alle ore medie di funzionamento considerate per i differenti impianti FER, mentre i CIL di ogni Provincia si assumono uguali a quelli relativi al 2010 pubblicati da Terna (vedi “Dati statistici sull'Energia Elettrica in Italia – 2009”), ipotizzando quindi uno scenario “business as usual”.

Tale peso percentuale, relativo ad ogni Provincia del territorio, è riportato nella Tabella seguente:

Stato riassuntivo (potenza installata e produzione elettrica) delle FER nelle Province emiliano-romagnole (2010)			
Provincia	Produzione elettrica lorda stimata da FER (2009) [GWh]	Consumi elettrici interni lordi stimati per Provincia (2011-12) [GWh]	Peso percentuale FER su CIL provinciale
Bologna	398	5025	7,92%
Ferrara	356	2254	15,80%
Forlì-Cesena	193	1843	10,47%
Modena	320	4294	7,45%
Parma	212,1	3125	6,80%
Piacenza	622,1	1533	40,58%
Ravenna	1024,2	2816	36,37%
Reggio Emilia	143,2	3101	4,62%
Rimini	34,4	1592	2,16%
Totale Emilia Romagna	3303	27674	11,94%

E' stato possibile esplicitate ulteriormente il peso percentuale delle differenti FER sul CIL provinciale, in Figura 21.29:

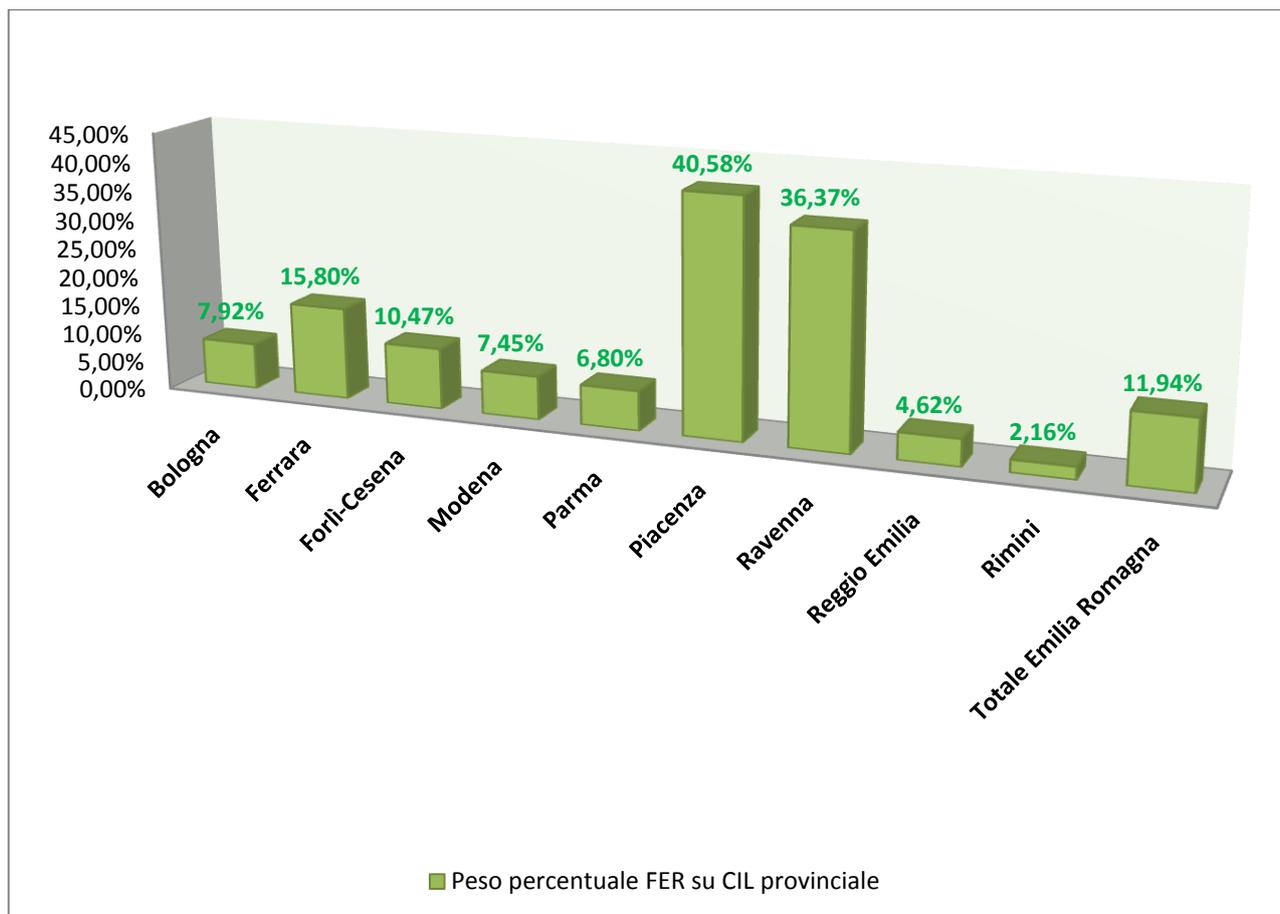


Figura 21.29: peso percentuale della produzione elettrica da F.E.R. sul C.I.L. provinciale stimato al 2012 in Emilia Romagna

Anche in questo “Scenario di breve termine” la “classifica” stimata delle Province più rinnovabili della Regione da indicazioni significativamente differenti rispetto a quelle derivanti dalla semplice considerazione della potenza elettrica installata da FER sul territorio provinciale o della produzione elettrica lorda da impianti a fonte rinnovabile.

La Provincia più “rinnovabile” dell’Emilia Romagna si conferma, anche in questo “Scenario di breve termine”, così come in quello “attuale”, la Provincia di Piacenza, che risulta ancora una volta quella su cui la produzione elettrica da FER risulta avere il peso maggiore all’interno del bilancio elettrico provinciale: le FER coprono il 40,58% dei consumi interni lordi elettrici, con un incremento dell’1,28% rispetto al 2010.

Al secondo posto, ancora la Provincia di Ravenna, in cui la produzione elettrica da FER copre il 36,37% dei consumi elettrici interni lordi, con un incremento dell'11,77% rispetto allo "Scenario attuale".

La "classifica di rinnovabilità" delle Province emiliano-romagnole si conferma anche in questo "Scenario di breve termine", individuando ancora una volta la Provincia di Rimini come quella "meno rinnovabile" della Regione.

L'unica modificazione rispetto al quadro tracciato nello "Scenario a breve termine" viene dal fatto che la Provincia di Modena (in cui le FER incidono per il 7,45% del bilancio elettrico provinciale) scavalca quella di Parma (dove la percentuale di incidenza è del 6,8%) al 6° posto di questa classifica di rinnovabilità.

La "classifica" è riassunta di seguito, indicando anche la variazione –Provincia per Provincia- di posizione in classifica e di incidenza percentuale delle FER sul bilancio elettrico provinciale rispetto allo "Scenario Attuale" (2010).

Classifica Province "più rinnovabili" Regione Emilia Romagna (stima 2011-12)		
1	Piacenza (-)	40,58% (+1,28%)
2	Ravenna (-)	36,37% (+11,77%)
3	Ferrara (-)	15,8% (+4,9%)
4	Forlì-Cesena (-)	10,47% (+2%)
5	Bologna (-)	7,92% (+2,4%)
6	Modena (+1)	7,45% (+2,67%)
7	Parma (-1)	6,8% (+1,8%)
8	Reggio Emilia (-)	4,62% (+0,88%)
9	Rimini (-)	2,16% (+0,74%)

21.16 – “CLASSIFICA GLOBALE DI RINNOVABILITA’” DELLE PROVINCE EMILIANO-ROMAGNOLE STIMATA AL 2012

Dopo aver stimato la potenza elettrica complessivamente installata da FER sul territorio di ogni Provincia emiliano romagnola, nonché la potenza elettrica da FER installata per km², la produzione elettrica lorda stimata da FER al 2011-12 e la relativa incidenza sui consumi interni lordi provinciali, è ora possibile andare a considerare la “classifica di rinnovabilità” di tali Province, confrontandola con la stessa classifica, relativa allo stato attuale, definita nel Capitolo precedente.

Tale classifica prende in considerazione tutti i parametri precedentemente considerati in maniera separata, così da permettere una valutazione globale e organica della situazione delle FER sul territorio emiliano romagnolo, Provincia per Provincia.

La classifica globale di rinnovabilità delle Province, in questo “Scenario di breve termine” al 2011-2012, è riportata nella Tabella seguente: è indicata la posizione di ogni Provincia a seconda del parametro preso in considerazione e, tra parentesi, il “salto” di classifica fatto rispetto alla situazione attuale.

"Classifica globale di rinnovabilità" delle Province emiliano-romagnole - "Scenario a breve termine" (2011-12)				
Provincia	Potenza installata da FER [MW_e] - piazzamento Provincia	Potenza da FER installata per km² [kW / km²] - piazzamento Provincia	Produzione elettrica lorda stimata [GWh] - piazzamento Provincia	"Indice Provinciale di rinnovabilità" (incidenza produzione elettrica da FER su CIL) - piazzamento Provincia
Bologna	2 (-)	4 (-)	3 (-)	5 (-)
Ferrara	6 (-)	7 (-)	4 (-)	3 (-)
Forlì-Cesena	5 (-)	6 (-1)	7 (-)	4 (-)
Modena	4 (-)	2 (+1)	5 (-)	6 (+1)
Parma	7 (-)	9 (-)	6 (-)	7 (-1)
Piacenza	3 (-)	3 (-1)	2 (-)	1 (-)
Ravenna	1 (-)	1 (-)	1 (-)	2 (-)
Reggio Emilia	8 (-)	8 (-)	8 (-)	8 (-)
Rimini	9 (-)	5 (+1)	9 (-)	9 (-)

In sintesi, si evidenzia il ruolo leader della Provincia di Ravenna, in Regione, in termini di peso sul quadro regionale delle fonti energetiche rinnovabili: tale Provincia è infatti in testa in tre “classifiche” su quattro (potenza installata, potenza installata per km² e produzione elettrica lorda).

Decisamente importante anche il ruolo della Provincia di Piacenza, il “distretto” regionale in cui l’incidenza delle fonti energetiche rinnovabili è maggiore (in termini di produzione), e che risulta essere tra i primi anche in termini di potenza installata e produzione elettrica lorda.

La Provincia di Rimini è certamente la meno “rinnovabile” della Regione anche in questo “Scenario di breve termine”, confermandosi ultima in tre classifiche su quattro; a seguire, al penultimo posto in tutte le classifiche, è la Provincia di Reggio Emilia, un altro distretto regionale su cui è legittimo aspettarsi un incremento dello sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili.

21.17 - EVOLUZIONE TEMPORALE AL 2012 DEL “PARCO ELETTRICO RINNOVABILE” EMILIANO ROMAGNOLO: CONFRONTO CON DATI STORICI

Dopo aver valutato la stima al 2011-2012 (“Scenario a breve termine”) del parco complessivo “rinnovabile” emiliano-romagnolo (cioè l’insieme degli impianti a fonti energetiche rinnovabili installati sul territorio della Regione), è interessante ora andare a considerarne l’evoluzione temporale.

Tale analisi sarà condotta dal punto di vista della potenza elettrica installata (come detto, la produzione elettrica lorda non è stata stimata, non essendo completi i dati a disposizione), considerando per lo “Scenario a breve termine” le stime effettuate in precedenza, per lo stato attuale i dati ricavati all’interno di questa tesi, mentre per i dati “storici” si farà riferimento al precedente “Piano Energetico Regionale” (2007), al successivo “Stato di attuazione e prospettive del P.E.R.” (2009), nonché alle pubblicazioni di GSE (“Bilanci elettrici nazionali”) e Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia”).

L’evoluzione dello stato complessivo del parco elettrico rinnovabile emiliano romagnolo dal 2000 al 2012, risulta essere riassunta all’interno della Tabella seguente:

Evolutione temporale stimata "parco elettrico rinnovabile" Regione Emilia Romagna (2000-2012)		
Anno	Numero complessivo impianti FER	Potenza elettrica complessivamente installata da FER[MW]
2000	103	371
2004	323	482,7
2007	1043	505,4
2010	9577	788,5
2011-12 (stima)	9804 *	887

* : si sottolinea come, in questa stima, manchino i dati degli impianti fotovoltaici comunali

L’evoluzione del parco elettrico “rinnovabile” emiliano romagnolo dovrebbe dunque proseguire secondo i “ritmi” definiti nell’ultimo triennio.

Tale evoluzione sarà ulteriormente esplicitata nel seguito.

1) EVOLUZIONE TEMPORALE DEL NUMERO DI IMPIANTI A FER

L'evoluzione nel tempo del numero di impianti a fonte energetica rinnovabile "puri" (ossia considerando nel novero le biomasse assimilate ma non gli impianti idrici di puro pompaggio), disaggregati anche per fonte energetica, è riportata nella Tabella seguente:

Evoluzione temporale stimata numero di impianti FER Regione Emilia Romagna (2000-2012)					
Anno	Impianti biocombustibili	Impianti eolici	Impianti fotovoltaici	Impianti idrici "rinnovabili"	Totale Emilia Romagna
2000	26	1	15	61	103
2004	39	2	220	62	323
2007	46	2	1229	62	1339
2010	58	3	9442	74	9577
2011-12 (stima)	88	12	9626	78	9804

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata in Figura 21.30:

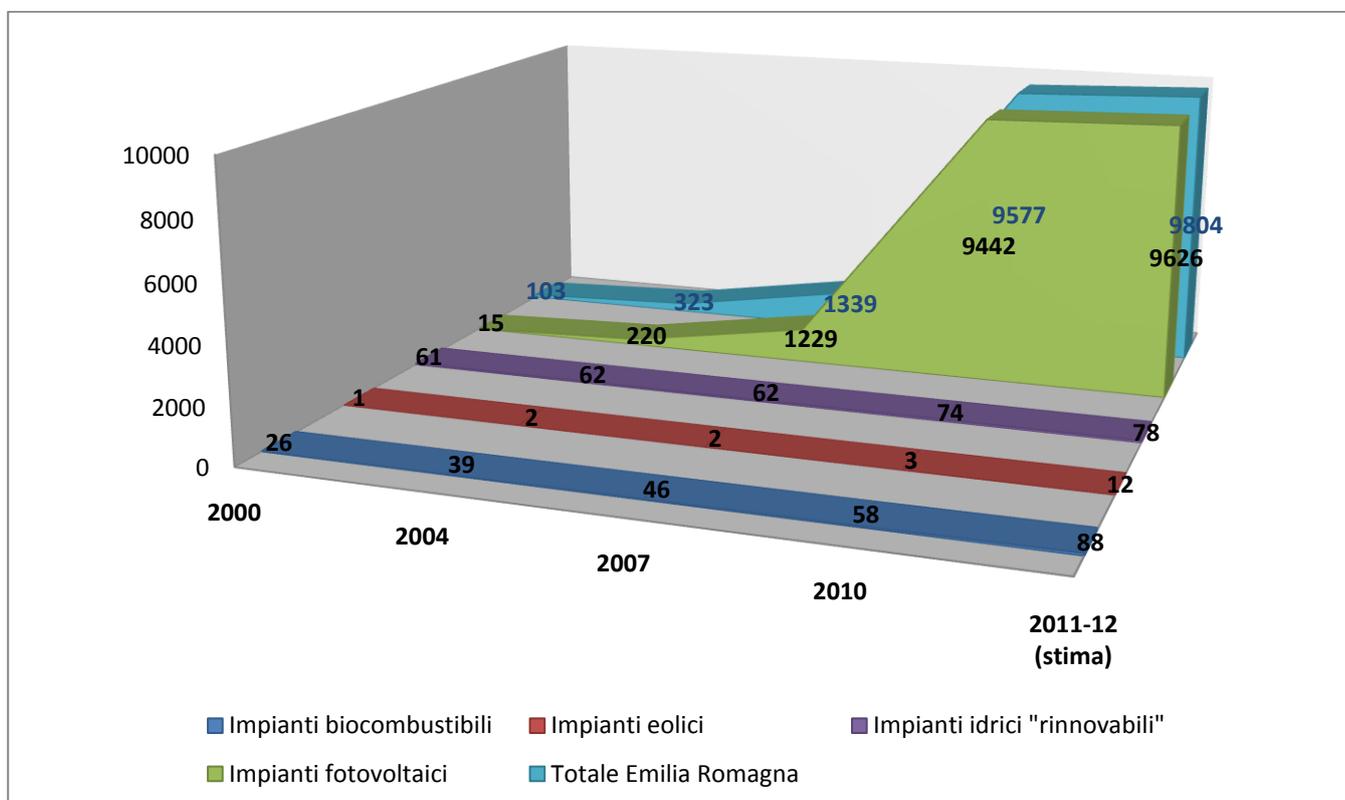


Figura 21.30: evoluzione stimata del numero di impianti F.E.R. (ripartiti per fonte) installati in Emilia Romagna nel periodo 2000-2012

Il dato forse meno attendibile è quello relativo agli impianti fotovoltaici, poiché, come sottolineato in precedenza, nel totale non è compreso il numero delle installazioni fotovoltaiche comunali.

Forse “ottimistica” la crescita delle installazioni eoliche, il cui totale però tiene conto anche degli impianti già installati e non ancora entrati in esercizio.

La crescita numerica delle installazioni alimentate dalle altre FER risulta in linea con i rispettivi trend storici.

2) EVOLUZIONE TEMPORALE DELLA POTENZA ELETTRICA INSTALLATA DA IMPIANTI A FER

Più interessante può essere considerare ora l'evoluzione nel tempo (2000-2012) della potenza elettrica complessivamente installata da impianti a fonte energetica rinnovabile “puri” (ciò significa considerare nel novero le biomasse assimilate, ma non gli impianti idrici di puro pompaggio).

Tale analisi, ottenuta disaggregando i dati anche sulla base della differente fonte energetica, è riportata nella Tabella seguente:

Evoluzione temporale potenza elettrica installata da impianti FER Regione Emilia Romagna (2000-2012)					
Anno	Impianti biocombustibili [MW]	Impianti eolici [MW]	Impianti fotovoltaici [MW]	Impianti idrici "rinnovabili" [MW]	Totale Emilia Romagna [MW]
2000	89	3,5	0,2	278,4	371
2004	190,4	3,5	1,8	287	482,7
2007	204,4	3,5	8,5	290,3	505,4
2010	334,3	16,3	141,41	296,5	788,5
2011-12 (stima)	383,1	25,2	181	297,5	887

Questa evoluzione è stata ulteriormente esplicitata riportando questi dati in Figura 21.31.

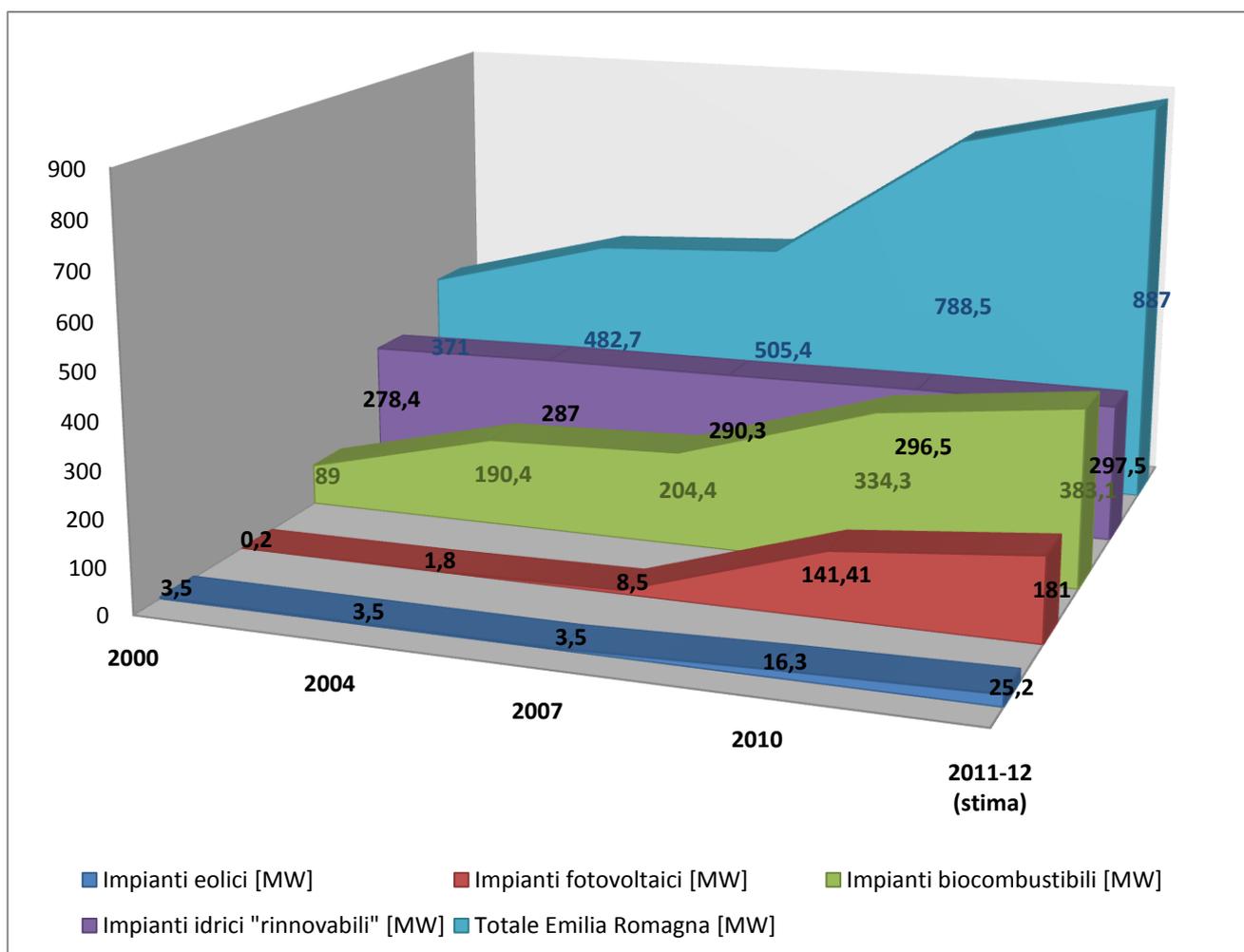


Figura 21.31: evoluzione stimata della potenza elettrica lorda associata a impianti F.E.R. (ripartiti per fonte) installati in Emilia Romagna nel periodo 2000-2012

La potenza da impianti eolici, in questo Scenario, risulta incrementarsi tra 2010 e 2012 del 54,6%, a fronte del precedente incremento del 366% tra 2007-10.

La potenza stimata associata agli impianti fotovoltaici risulta incrementarsi tra 2010 e 2012 del 28,4%, a fronte del precedente incremento del 1560% tra 2007 e 2010, segno di una crescita marcata ma non “esponenziale”, tipica di un mercato che sta raggiungendo la sua maturità.

La potenza dovuta a impianti alimentati a biocombustibili (convenzionali e assimilati), in questo Scenario, risulta incrementarsi tra 2010 e 2012 del 14,6%, a fronte del precedente incremento del 63,5% tra 2007-10: vale un discorso analogo a quanto fatto per la fonte fotovoltaica.

La potenza da impianti idroelettrici rinnovabili, in questo Scenario, risulta incrementarsi tra 2010 e 2012 del 0,34%, a fronte del precedente incremento del

2,2% tra 2007-10: segno di un “mercato” che ha ormai raggiunto le sue condizioni di saturazione.

La potenza complessivamente installata da FER sul territorio emiliano romagnolo si stima che si incrementi del 14,5% tra 2010 e 2012, a fronte di un incremento del 56% tra 2007 e 2010.

E' possibile andare ad estrapolare (Figura 21.32) anche il trend di crescita dal 2007 (il periodo più significativo è infatti da quest'anno in poi, i dati relativi al periodo 2000-2007, facendo riferimento a tecnologie ancora acerbe, possono risultare fuorvianti) per le differenti fonti energetiche rinnovabili e per la potenza complessiva da FER in Emilia Romagna.

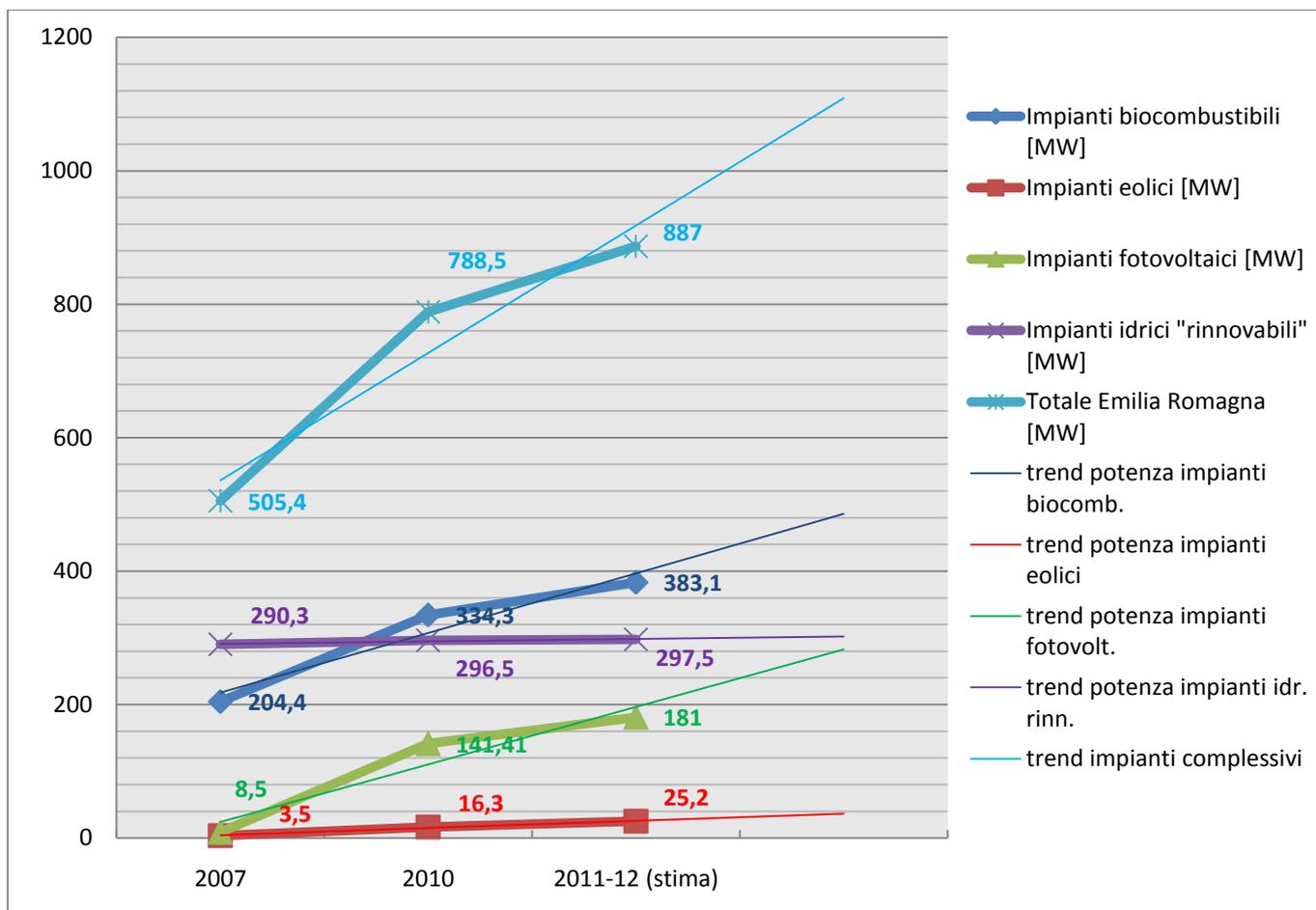


Figura 21.32: trend di crescita stimati nel periodo 2007-2012 per la potenza elettrica installata dalle differenti F.E.R. in Emilia-Romagna

Si evidenzia, come già definito nei Capitoli relativi alle differenti FER, e nel successivo Capitolo relativo allo “Scenario a medio termine”, come questi trend di crescita risultino concordare con gli obiettivi definiti al 2014-15 per uno “Scenario a medio termine”, valutati sulla base delle installazioni attualmente in valutazione.

3) EVOLUZIONE TEMPORALE DELLA PRODUZIONE ELETTRICA LORDA DA IMPIANTI A FER

L'evoluzione nel tempo della produzione elettrica da impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili "pure" (ossia considerando nel novero le biomasse assimilate ma non gli impianti idrici di puro pompaggio), disaggregata anche per fonte energetica, è riportata nella Tabella seguente:

Evoluzione temporale produzione elettrica stimata da impianti FER Regione Emilia Romagna					
Anno	Impianti biocombustibili [GWh]	Impianti eolici [GWh]	Impianti fotovoltaici [GWh]	Impianti idrici "rinnovabili" [GWh]	Totale Emilia Romagna [GWh]
2000	336,5	3	0,14	913	1252,7
2004	797	3	1,6	1033	1834,6
2007	936	3,6	3,8	750,9	1694,3
2010	1300	20,6	83,6	1067,8	2472
2012 (stima)	2023	42,4	163	1074	3303

Questa evoluzione è stata esplicitata riportando questi dati in Figura 21.33.

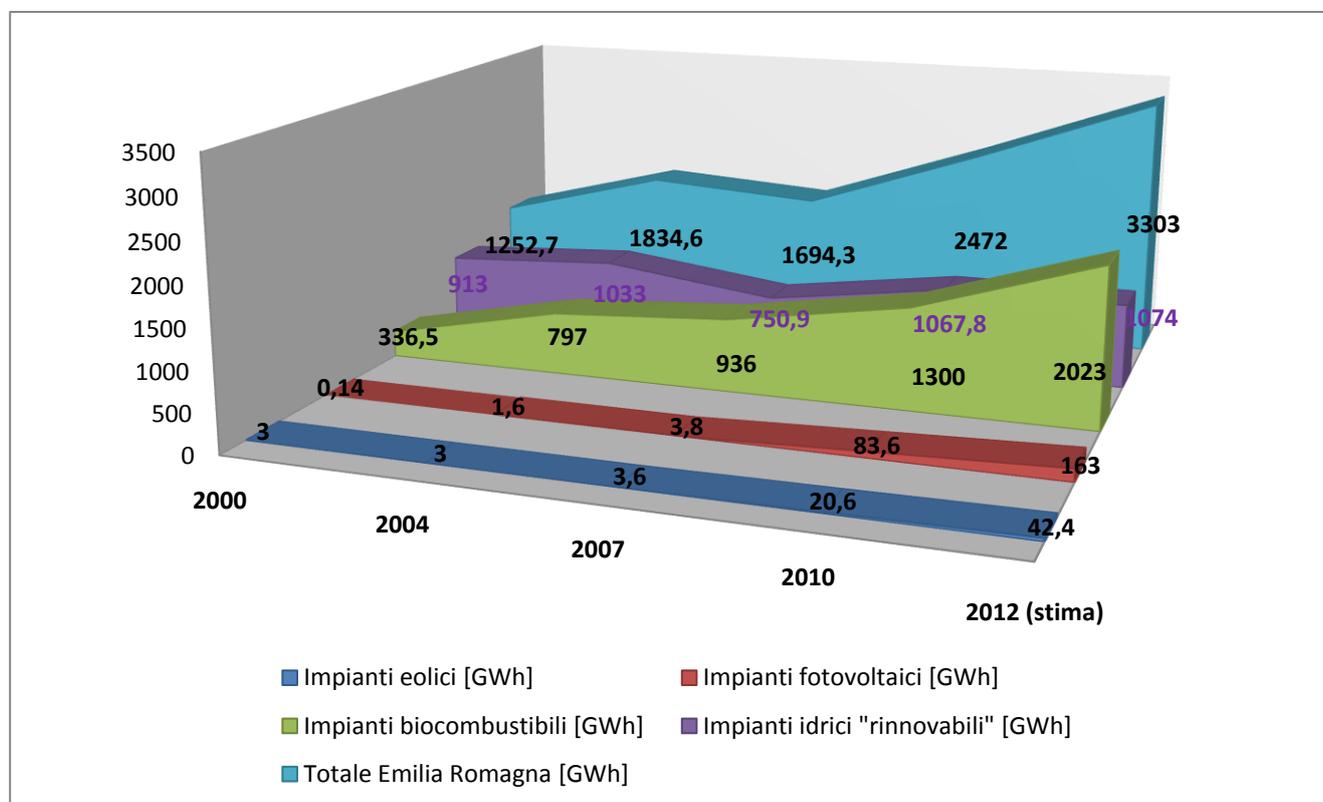


Figura 21.33: evoluzione stimata della produzione elettrica lorda dovuta a impianti F.E.R. (ripartiti per fonte) installati in Emilia Romagna nel periodo 2000-2012

La produzione stimata da impianti eolici, in questo Scenario, risulta incrementarsi tra 2010 e 2012 del 106%, a fronte del precedente incremento del 472% tra 2007-10.

La produzione stimata dovuta agli impianti fotovoltaici risulta incrementarsi tra 2010 e 2012 del 95%, a fronte del precedente incremento del 2100% tra 2007 e 2010, segno di una crescita marcata ma non “esponenziale”, tipica di un mercato che sta progressivamente raggiungendo la sua maturità anche da questo punto di vista.

La produzione dovuta a impianti alimentati a biocombustibili (convenzionali e assimilati), in questo Scenario, risulta incrementarsi tra 2010 e 2012 del 55%, a fronte del precedente incremento del 39% tra 2007-10: questo anche per via dell'ipotesi di supporre un numero di ore di funzionamento cresciuto rispetto alla condizione attuale.

La produzione connessa a impianti idroelettrici rinnovabili, in questo Scenario, risulta incrementarsi tra 2010 e 2012 dello 0,6%, a fronte del precedente incremento del 42,2% tra 2007-10: questa variazione nella produzione, però, si giustifica tenendo conto delle differenti condizioni climatiche, in grado di incidere in misura anche molto significativa sulle prestazioni fornite dagli impianti idroelettrici: il 2007, come sottolineato in passato, è stato infatti un anno “infausto” per la tecnologia idroelettrica a livello nazionale, e conseguentemente dal 2007 al 2010 (un anno “normale”) il saldo positivo è stato importante. Le condizioni climatiche e orografiche non prevedibili, rendono la stima al 2012 passibile di significative modificazioni.

La produzione elettrica complessivamente associata a impianti FER sul territorio emiliano romagnolo si stima che si incrementi del 33,6% tra 2010 e 2012, a fronte di un incremento del 45,9% tra 2007 e 2010.

E' possibile andare ad estrapolare anche il trend di crescita dal 2007 (il periodo più significativo è infatti da quest'anno in poi, i dati relativi al periodo 2000-2007, facendo riferimento a tecnologie ancora acerbe, possono risultare fuorvianti) per le differenti fonti energetiche rinnovabili e per la potenza complessiva da FER in Emilia Romagna.

Tale analisi è riportata in Figura 21.34, in cui si è andato anche a considerare il trend “storico” stimato di crescita per ogni tipologia di fonte rinnovabile.

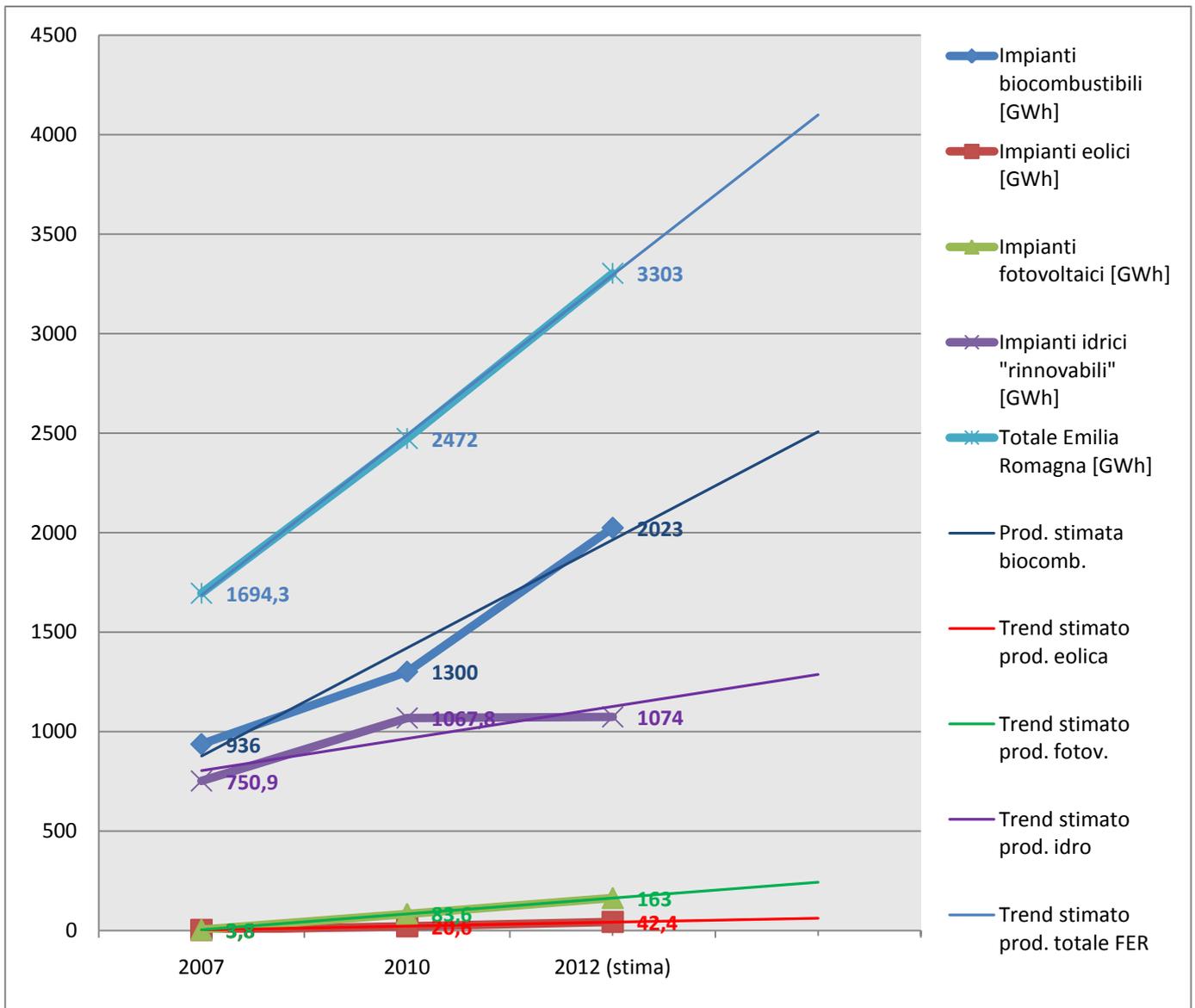


Figura 21.34: trend di crescita stimati nel periodo 2007-2012 per la produzione elettrica connessa alle differenti F.E.R. in Emilia-Romagna

Si evidenzia, come già definito nei Capitoli relativi alle differenti FER, e nel successivo Capitolo relativo allo “Scenario a medio termine”, come questi trend di crescita relativi alla produzione elettrica stimata risultino sostanzialmente concordare (pur tenendo conto dei margini di incertezza connessi alle ipotesi precedentemente realizzate) con gli obiettivi definiti al 2014-15 per uno “Scenario a medio termine”, ottenuti sulla base delle installazioni attualmente in valutazione.

CAPITOLO 22 - EVOLUZIONE A MEDIO TERMINE (2015) DEL “PARCO RINNOVABILE” IN EMILIA ROMAGNA

22.1 - INTRODUZIONE

Di seguito si andrà a considerare il parco elettrico a fonti energetiche rinnovabili (FER) stimato, per uno “Scenario di medio termine” (al 2014-15) sulle differenti Province della Regione e complessivamente per tutta l’Emilia Romagna, ottenuto aggregando i dati relativi agli “Scenari di medio termine” definiti per ciascuna fonte energetica rinnovabile.

Si andrà a definire lo stato complessivo stimato per ogni Provincia, disaggregato tra le differenti FER, nonché il quadro delle installazioni attualmente in fase di valutazione (disaggregate tra le differenti fonti): l’ipotesi alla base della realizzazione, infatti, è quella per la quale si suppone che –in questo Scenario di medio termine- gli impianti FER attualmente in fase di valutazione presso gli Enti competenti, entreranno a far parte del parco elettrico a fonti energetiche rinnovabili entro il termine temporale considerato (2014-15).

Tali “nuove installazioni” ipotizzate, andranno quindi a sommarsi a quelle ipotizzate facenti già parte del parco elettrico a FER, considerate all’interno dello “Scenario a breve termine”.

L’ipotesi di “realizzazione al 100%” delle installazioni alimentate da fonte energetica rinnovabile attualmente in fase di valutazione presso gli Enti competenti in materia di valutazioni di impatto ambientale, non è ovviamente “molto realistica” (e quindi da considerare certamente rappresentativa dell’evoluzione a medio termine del parco elettrico regionale), ma rappresenta la base di partenza per andare a definire gli obiettivi realistici per ogni fonte energetica rinnovabile, sulla base delle potenzialità massime (quelle definite appunto dalla totalità degli impianti in fase di

valutazione) e del trend storico che ha caratterizzato la fonte presa in considerazione.

Va sottolineato che l'ipotesi di "realizzazione al 100%" delle installazioni FER attualmente in fase di valutazione è da considerarsi poco indicativa specialmente per la fonte eolica: le installazioni eoliche, infatti, sono le più soggette a dichiarazioni di improcedibilità, motivo per cui solo una ridotta parte di quelle complessivamente valutate, vengono poi portate a termine.

L'ipotesi di "realizzazione al 100%" è invece decisamente più realistica per gli impianti alimentati dalle altre FER, che –sulla base delle analisi realizzate in precedenza- vengono autorizzati con maggiore facilità.

Le stime al 2014-2015 ("Scenario di medio termine") riguarderanno il numero di impianti, la potenza elettrica installata per ogni tipologia di FER sul territorio provinciale e regionale, nonché la produzione elettrica lorda da tali impianti.

La produzione elettrica lorda è stata stimata in maniera tale da poter valutare il "peso" effettivo delle differenti fonti energetiche rinnovabili sul bilancio elettrico; per realizzare tali stime di produzione, si è proceduto a realizzare alcune ipotesi di base, relativamente alle ore di funzionamento medie annue per le differenti tipologie impiantistiche (la produzione elettrica è stata infatti ottenuta dalla moltiplicazione della potenza elettrica installata per le differenti FER, moltiplicata per il numero di ore medie annue di funzionamento stimato per le varie tipologie di impianto).

Le ore medie annue di funzionamento delle differenti tipologie di impianti alimentati da FER sono state stimate –in maniera indicativa- considerando i valori medi attuali: si è così assunto un numero medio di ore di funzionamento pari a 900 [h/anno] per gli impianti fotovoltaici, 1700 [h/anno] per gli impianti eolici, 6000 [h/anno] per gli impianti a biomasse.

Per gli impianti idroelettrici "rinnovabili" e per i termovalorizzatori, invece, si è assunto, su ogni Provincia, il dato "attuale" (al 2009), ipotizzando quindi uno scenario "business as usual", in cui non si abbiano modificazioni delle caratteristiche di funzionamento degli impianti stessi nel tempo: il dato delle ore medie annue di funzionamento, quindi, è quello riportato nel Capitolo relativo allo "Scenario attuale" complessivo per la Regione Emilia Romagna.

Bisogna anche sottolineare che, per la Province di Modena e Parma, non essendo stati trasmessi dagli Enti competenti dati relativi a procedure autorizzative o procedure di valutazione, si considererà lo stato definito dallo "Scenario di breve termine", quindi evidentemente sottostimato rispetto a quello altrimenti preventivabile.

Non si è invece proceduto a realizzare stime di potenza termica installata, mancando spesso (all'interno dei documenti relativi alle autorizzazioni in corso) informazioni in tal senso.

Per la tecnologia fotovoltaica mancano i dati relativi al "fotovoltaico comunale", essendo questi impianti di piccole dimensioni autorizzati dai Comuni, che non trasmettono comunicazione agli Enti sovraordinati.

Per la tecnologia geotermica, con "numero di impianti" si intenderà unicamente il numero di impianti destinati alla produzione di energia elettrica da fonte geotermica, non essendo disponibili stime relative alla potenza termica ad essi connessa.

In conclusione del Capitolo si andrà a definire lo stato complessivo stimato al 2014-2015 per il parco elettrico a FER emiliano romagnolo, considerandone l'evoluzione temporale anche in termini di sviluppo delle singole fonti energetiche sul territorio, realizzando inoltre una "classifica" delle diverse Province del territorio in termini di "rinnovabilità", relativa a tutte le Province del territorio.

22.2 - PROVINCIA DI BOLOGNA

22.2.1 – PARCO RINNOVABILE STIMATO IN ESERCIZIO AL 2015

Di seguito è stato riassunto lo stato stimato -considerandone l'evoluzione in uno "Scenario di medio termine" (al 2014-15)- del parco elettrico alimentato da fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Bologna, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza per ogni FER, a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna.

Tale analisi è riassunta nella Tabella seguente:

Stato stimato Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Bologna "Scenario a medio termine" (2014-15)				
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Produzione elettrica lorda stimata [GWh]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	19	23,4	140,4
	Termovalorizzatori	1	26	130
Eolica		6	105	178,5
Fotovoltaica*		1823	45	40,5
Geotermica		0	0	0
Idroelettrico rinnovabile		14	50,1	81,6
Totale Provincia		1863	249,5	571
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"				

Si ricorda che questa stima risulta avere margini di incertezza specialmente dal punto di vista del numero degli impianti fotovoltaici installati: la maggior parte delle nuove installazioni che si realizzeranno nel periodo individuato dallo "Scenario di medio termine", infatti, sarà costituita da impianti "fotovoltaici comunali" (esattamente come nello "Scenario di breve termine"): poiché tali installazioni non risultano note in termini di autorizzazione sono quindi escluse dalla stima qui realizzata.

I dati relativi a potenza termica installata stimata non sono stati riportati, non essendo stati forniti in maniera completa all'interno dei documenti autorizzativi.

La produzione elettrica è stata stimata sulla base delle ore medie di funzionamento definite nell'introduzione e nel Capitolo relativo allo "stato attuale".

Lo stato complessivo del parco elettrico a FER stimato al 2014-15 sul territorio della Provincia, è stato ulteriormente esplicitato in Figura 22.1:

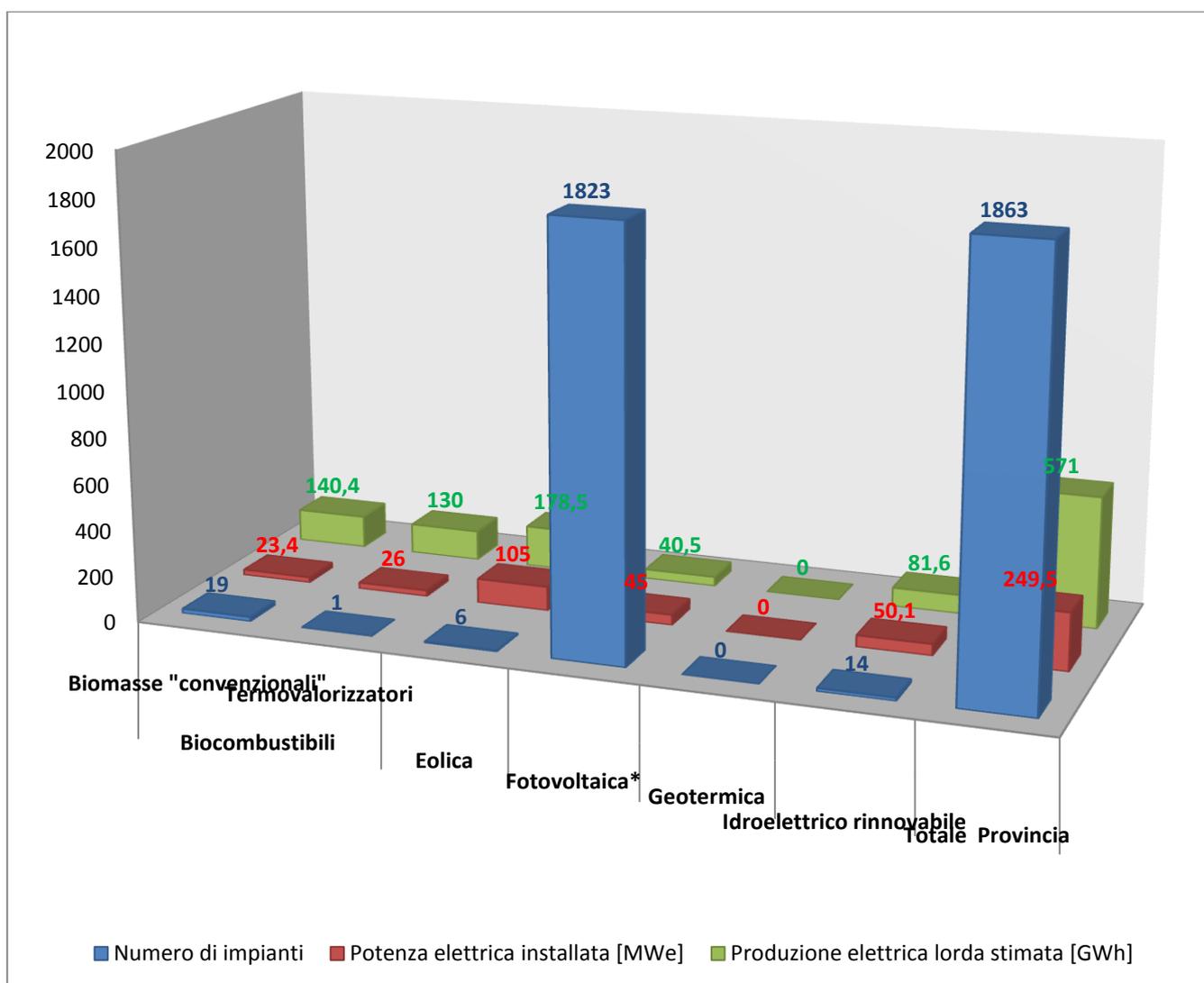


Figura 22.1: parco rinnovabile stimato nella Provincia di Bologna al 2015

Per la tecnologia fotovoltaica, come detto, mancano i dati relativi agli impianti "fotovoltaici comunali"; i dati relativi alla tecnologia eolica (come anche quelli relativi alle altre fonti), invece, fanno riferimento al totale delle installazioni in fase di valutazione sul territorio provinciale, e si presume che –realisticamente- non saranno autorizzati e installati tutti entro il periodo considerato.

Da questo totale si andranno poi a stimare gli obiettivi "realistici".

22.2.2 – ANALISI DELLE NUOVE INSTALLAZIONI F.E.R. STIMATE AL 2015

Si è considerata, di seguito, anche la ripartizione delle nuove installazioni stimate sulla Provincia in questo "Scenario di medio termine", disaggregate per FER.

Nuove installazioni stimate nella Provincia di Bologna - "Scenario a medio termine" (2014-15)			
Fonte		Numero nuovi impianti	Potenza elettrica incrementale installata [MW _e]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	5	3,59
	Termovalorizzatori	0	0
Eolica		4	88,6
Fotovoltaica*		3	5,38
Geotermica		0	0
Idroelettrico rinnovabile		1	0,56
Totale Provincia		13	98,13

*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata in Figura 22.2:

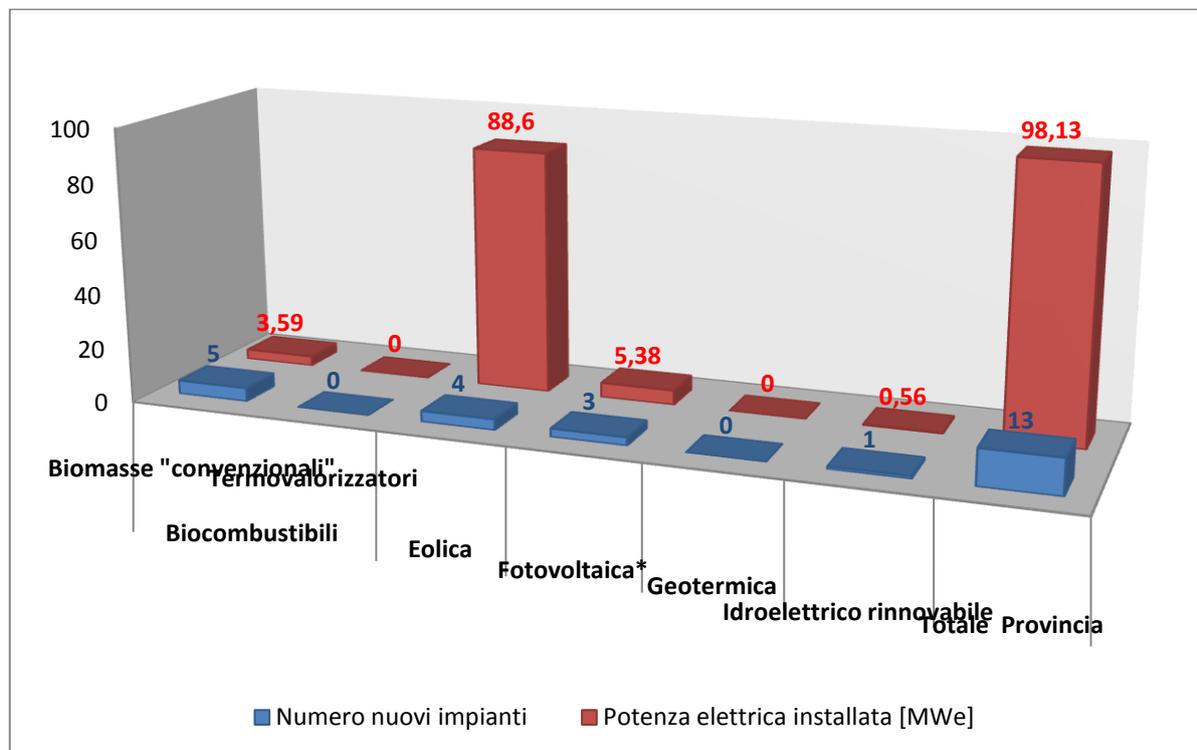


Figura 22.2: nuove installazioni F.E.R. stimate nella Provincia di Bologna al 2015

22.3 - PROVINCIA DI FERRARA

22.3.1 – PARCO RINNOVABILE STIMATO IN ESERCIZIO AL 2015

Di seguito è stato riassunto lo stato stimato -considerandone l'evoluzione in uno "Scenario di medio termine" (al 2014-15)- del parco elettrico alimentato da fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Ferrara, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza per ogni FER, a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna.

Tale analisi è riassunta nella Tabella seguente:

Stato stimato Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Ferrara "Scenario a medio termine" (2014-15)				
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Produzione elettrica lorda stimata [GWh]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	15	38,5	231
	Termovalorizzatori	1	22	176
Eolica		0	0	0
Fotovoltaica*		612	25	22,5
Geotermica		0	0	0
Idroelettrico rinnovabile		0	0	0
Totale Provincia		628	85,5	429,5

*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"

Si ricorda che questa stima risulta avere margini di incertezza specialmente dal punto di vista del numero degli impianti fotovoltaici installati: la maggior parte delle nuove installazioni che si realizzeranno nel periodo individuato dallo "Scenario di medio termine", infatti, sarà costituita da impianti "fotovoltaici comunali" (esattamente come nello "Scenario di breve termine"): poiché tali installazioni non risultano note in termini di autorizzazione sono quindi escluse dalla stima qui realizzata.

I dati relativi a potenza termica installata stimata non sono stati riportati, non essendo stati forniti in maniera completa all'interno dei documenti autorizzativi.

La produzione elettrica è stata stimata sulla base delle ore medie di funzionamento definite nell'introduzione e nel Capitolo relativo allo "stato attuale".

Lo stato complessivo del parco elettrico a FER stimato al 2014-15 sul territorio della Provincia, è stato ulteriormente esplicitato in Figura 22.3:

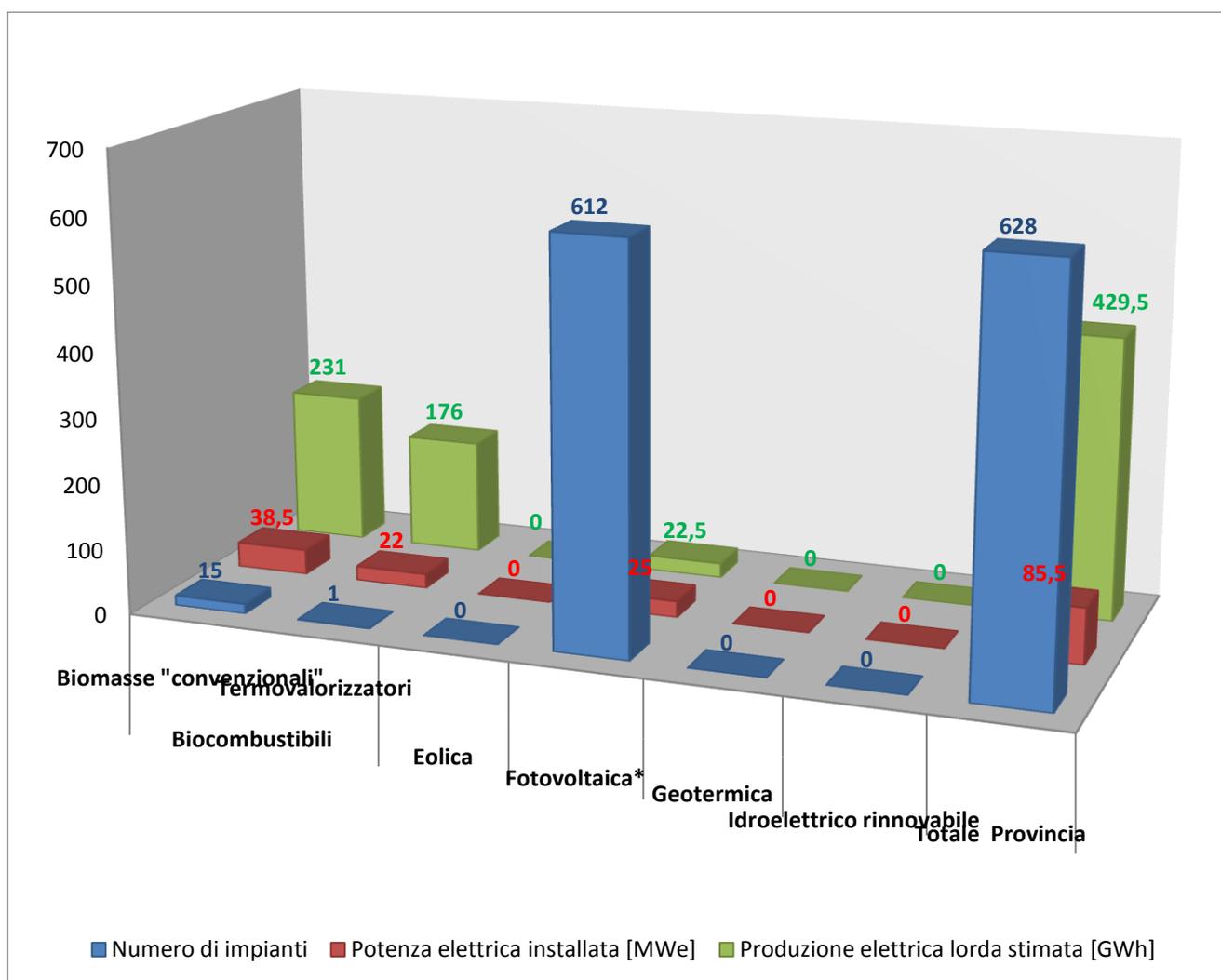


Figura 22.3: parco rinnovabile stimato nella Provincia di Ferrara al 2015

Per la tecnologia fotovoltaica, come detto, mancano i dati relativi agli impianti "fotovoltaici comunali".

In generale i dati relativi alle altre fonti energetiche, invece, fanno riferimento al totale delle installazioni in fase di valutazione sul territorio provinciale, e si presume che –realisticamente- non saranno autorizzati e installati tutti entro il periodo considerato.

Da questo totale si andranno poi a stimare gli obiettivi "realistici".

22.3.2 – ANALISI DELLE NUOVE INSTALLAZIONI F.E.R. STIMATE AL 2015

Si è considerata, di seguito, anche la ripartizione delle nuove installazioni stimate sulla Provincia in questo "Scenario di medio termine", disaggregate per FER.

Nuove installazioni stimate nella Provincia di Ferrara - "Scenario a medio termine" (2014-15)			
Fonte		Numero nuovi impianti	Potenza elettrica incrementale installata [MW _e]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	5	11,25
	Termovalorizzatori	0	0
Eolica		0	0
Fotovoltaica*		16	8,576
Geotermica		0	0
Idroelettrico rinnovabile		0	0
Totale Provincia		21	18,83

*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata in Figura 22.4:

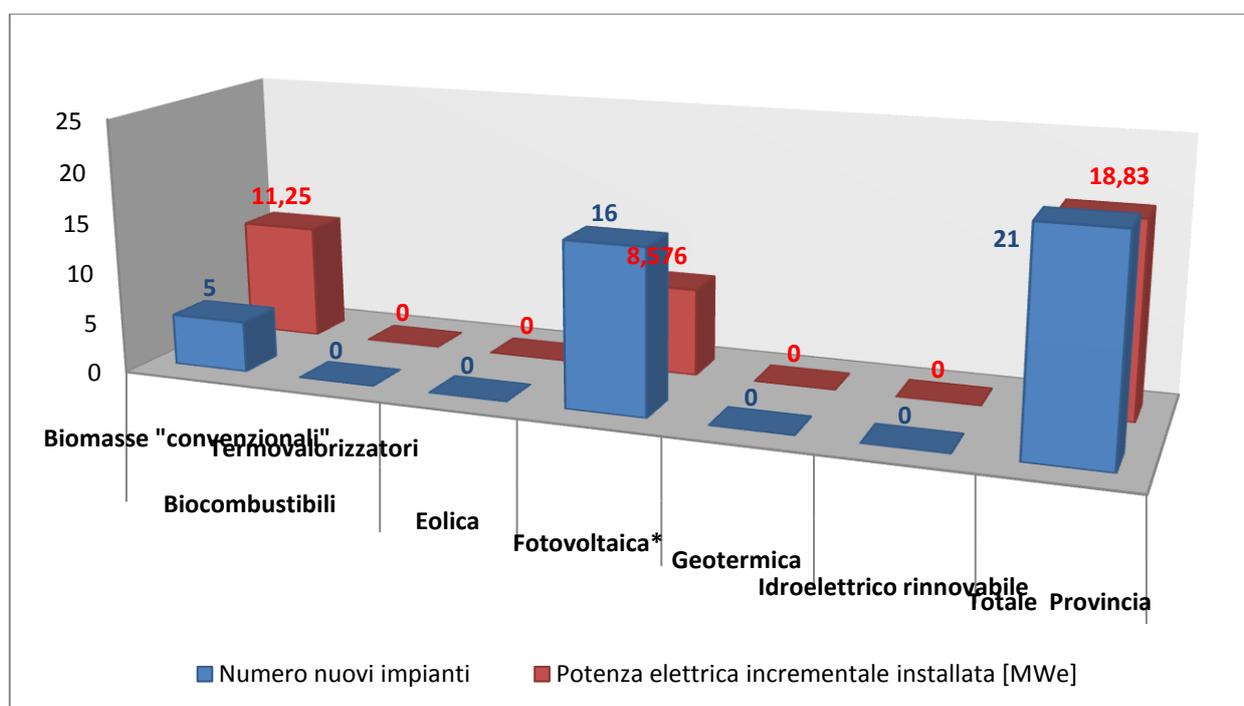


Figura 22.4: nuove installazioni F.E.R. stimate nella Provincia di Ferrara al 2015

22.4 - PROVINCIA DI FORLÌ - CESENA

22.4.1 – PARCO RINNOVABILE STIMATO IN ESERCIZIO AL 2015

Di seguito è stato riassunto lo stato stimato -considerandone l'evoluzione in uno "Scenario di medio termine" (al 2014-15)- del parco elettrico alimentato da fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Forlì-Cesena, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza per ogni FER, a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna.

Tale analisi è riassunta nella Tabella seguente:

Stato stimato Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Forlì-Cesena "Scenario a medio termine" (2014-15)				
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Produzione elettrica lorda stimata [GWh]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	10	6,8	40,8
	Termovalorizzatori	1	22,1	79,5
Eolica		2	33	56,1
Fotovoltaica*		1166	33	29,7
Geotermica		0	0	0
Idroelettrico rinnovabile		19	16,4	66
Totale Provincia		1198	111,3	272,1
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"				

Si ricorda che questa stima risulta avere margini di incertezza specialmente dal punto di vista del numero degli impianti fotovoltaici installati: la maggior parte delle nuove installazioni che si realizzeranno nel periodo individuato dallo "Scenario di medio termine", infatti, sarà costituita da impianti "fotovoltaici comunali" (esattamente come nello "Scenario di breve termine"): poiché tali installazioni non risultano note in termini di autorizzazione sono quindi escluse dalla stima qui realizzata.

I dati relativi a potenza termica installata stimata non sono stati riportati, non essendo stati forniti in maniera completa all'interno dei documenti autorizzativi.

La produzione elettrica è stata stimata sulla base delle ore medie di funzionamento definite nell'introduzione e nel Capitolo relativo allo "stato attuale".

Lo stato complessivo del parco elettrico a FER stimato al 2014-15 sul territorio della Provincia, è stato ulteriormente esplicitato in Figura 22.5:

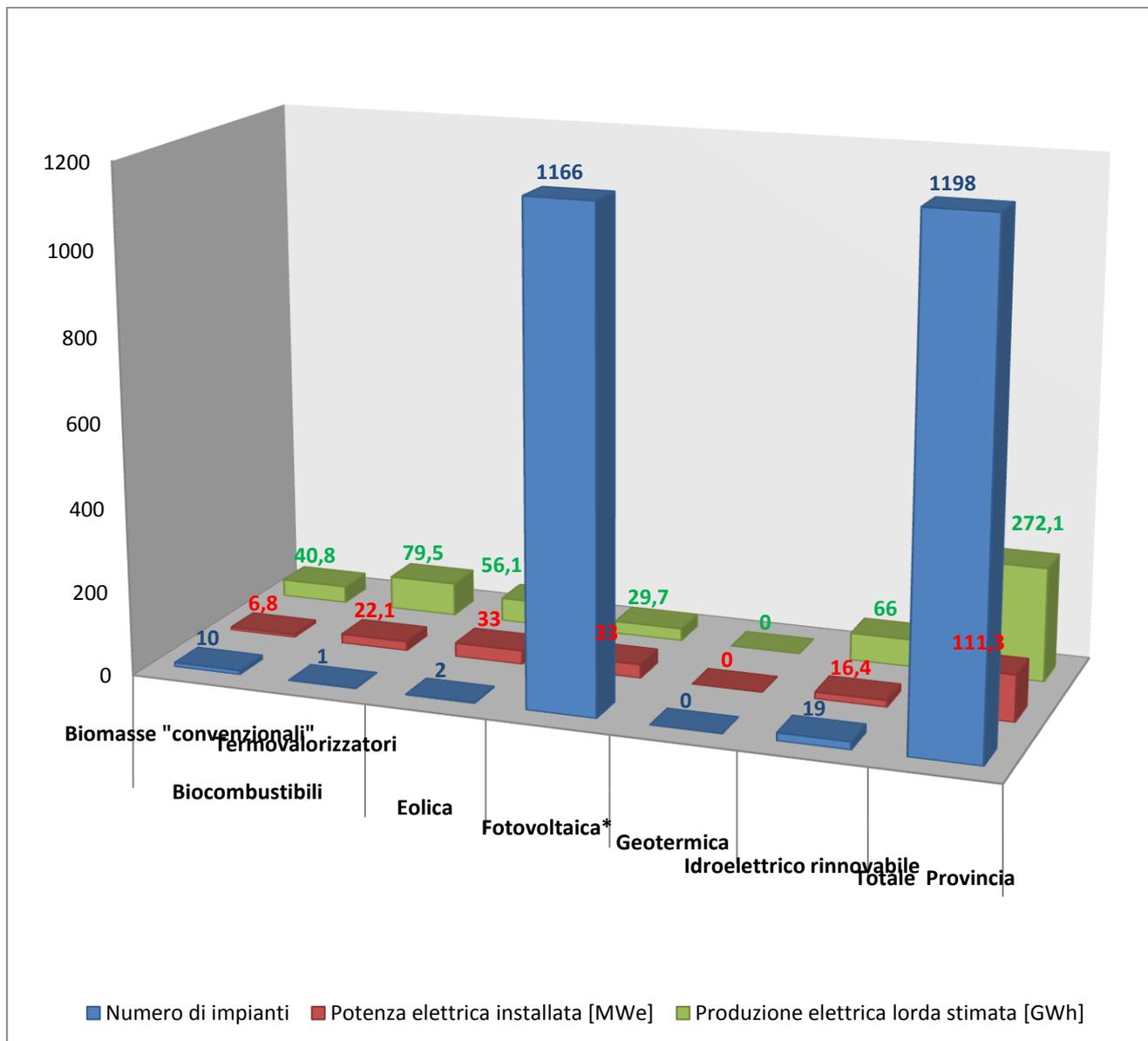


Figura 22.5: parco rinnovabile stimato nella Provincia di Forlì-Cesena al 2015

Per la tecnologia fotovoltaica, come detto, mancano i dati relativi agli impianti "fotovoltaici comunali"; i dati relativi alla tecnologia eolica (come anche quelli relativi alle altre fonti), invece, fanno riferimento al totale delle installazioni in fase di valutazione sul territorio provinciale, e si presume che –realisticamente- non saranno autorizzati e installati tutti entro il periodo considerato.

Da questo totale si andranno poi a stimare gli obiettivi "realistici".

22.4.2 – ANALISI DELLE NUOVE INSTALLAZIONI F.E.R. STIMATE AL 2015

Si è considerata, di seguito, anche la ripartizione delle nuove installazioni stimate sulla Provincia in questo "Scenario di medio termine", disaggregate per FER.

Nuove installazioni stimate nella Provincia di Forlì-Cesena - "Scenario a medio termine" (2014-15)			
Fonte		Numero nuovi impianti	Potenza elettrica incrementale installata [MW _e]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	2	1,41
	Termovalorizzatori	0	0
Eolica		2	33
Fotovoltaica*		11	5,993
Geotermica		0	0
Idroelettrico rinnovabile		4	2,3
Totale Provincia		19	42,7

*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata in Figura 22.6:

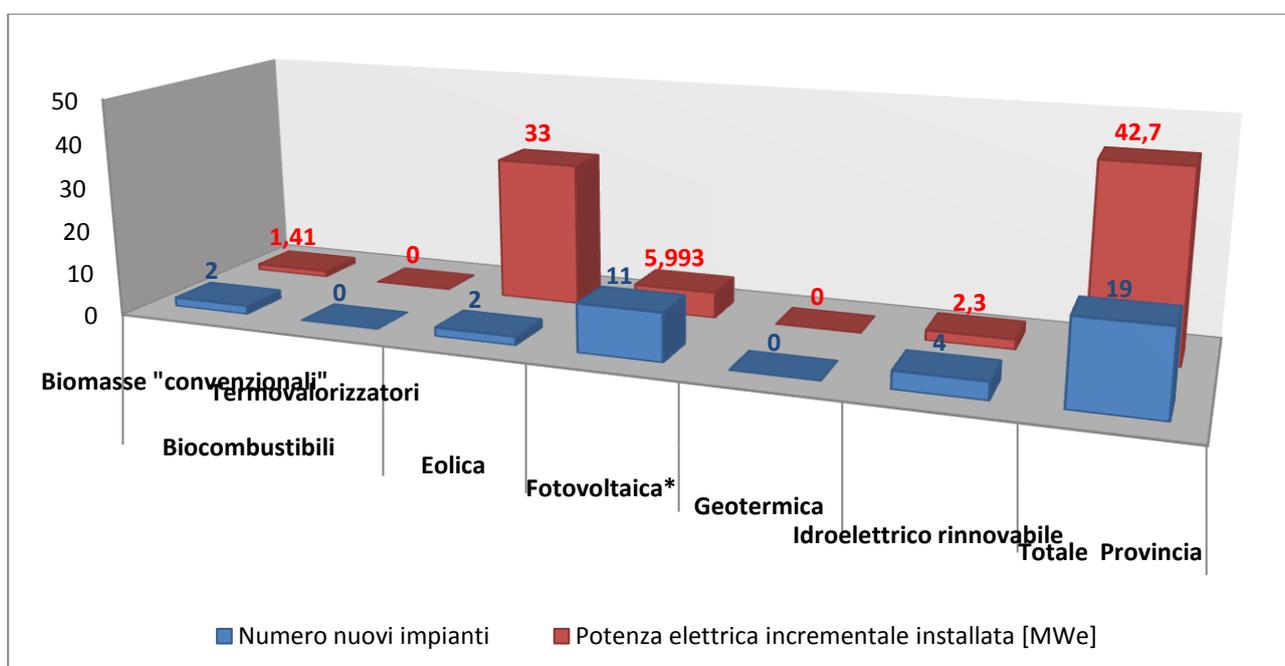


Figura 22.6: nuove installazioni F.E.R. stimate nella Provincia di Forlì-Cesena al 2015

22.5 - PROVINCIA DI MODENA

22.5.1 – PARCO RINNOVABILE STIMATO IN ESERCIZIO AL 2015

Di seguito è stato riassunto lo stato stimato -considerandone l'evoluzione in uno "Scenario di medio termine" (al 2014-15)- del parco elettrico alimentato da fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Modena, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza per ogni FER, a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna.

Tale analisi è riassunta nella Tabella seguente:

Stato stimato Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Modena "Scenario a medio termine" (2014-15)				
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Produzione elettrica lorda stimata [GWh]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	9	17,1	102,6
	Termovalorizzatori	1	29,4	32,8
Eolica		4	6,9	11,7
Fotovoltaica*		1704	29	26,1
Geotermica		0	0	0
Idroelettrico rinnovabile		15	58,1	165,8
Totale Provincia		1733	140,5	339
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"				

Si ricorda che per la Provincia di Modena (come per quella di Parma), mancando i dati relativi agli impianti fotovoltaici in fase di autorizzazione, si è dovuto considerare lo stato della fonte come invariato rispetto allo "Scenario di breve termine": questo comporta inevitabilmente una sottostima della reale condizione al 2014-15.

I dati relativi a potenza termica installata stimata non sono stati riportati, non essendo stati forniti in maniera completa all'interno dei documenti autorizzativi.

La produzione elettrica è stata stimata sulla base delle ore medie di funzionamento definite nell'introduzione e nel Capitolo relativo allo "stato attuale".

Lo stato complessivo del parco elettrico a FER stimato al 2014-15 sul territorio della Provincia, è stato ulteriormente esplicitato in Figura 22.7:

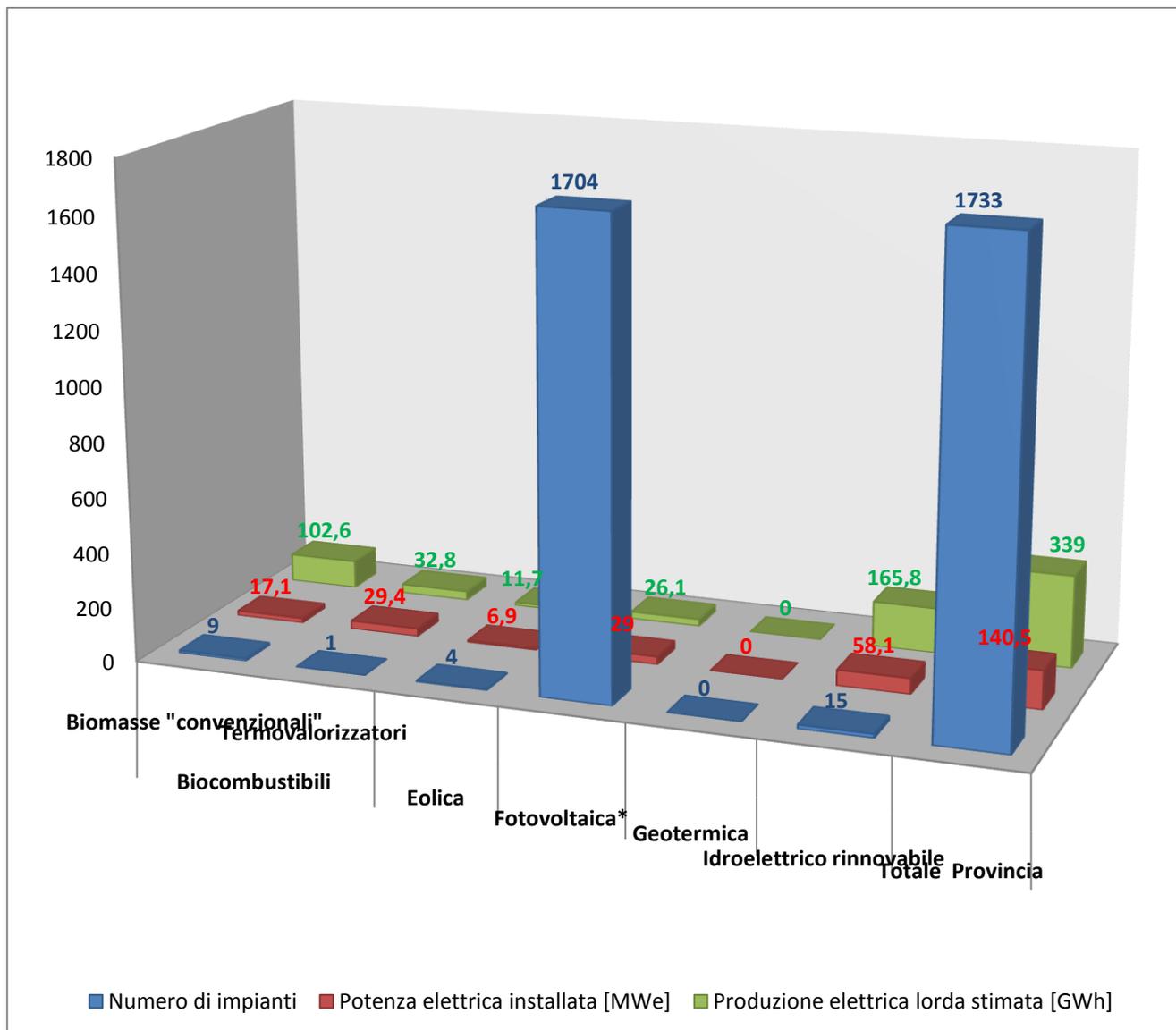


Figura 22.7: parco rinnovabile stimato nella Provincia di Modena al 2015

Per la tecnologia fotovoltaica, come detto, mancano i dati del tutto, per cui lo stato qua riportato è quello definito dallo "Scenario a breve termine"; i dati relativi alla tecnologia eolica (come anche quelli relativi alle altre fonti), invece, fanno riferimento al totale delle installazioni in fase di valutazione sul territorio provinciale, e si presume che –realisticamente- non saranno autorizzati e installati tutti entro il periodo considerato.

Da questo totale si andranno poi a stimare gli obiettivi "realistici".

22.5.2 – ANALISI DELLE NUOVE INSTALLAZIONI F.E.R. STIMATE AL 2015

Si è considerata, di seguito, anche la ripartizione delle nuove installazioni stimate sulla Provincia in questo “Scenario di medio termine”, disaggregate per FER.

Nuove installazioni stimate nella Provincia di Modena - "Scenario a medio termine" (2014-15)			
Fonte		Numero nuovi impianti	Potenza elettrica incrementale installata [MW _e]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	0	0
	Termovalorizzatori	0	0
Eolica		2	6,6
Fotovoltaica*		0	0
Geotermica		0	0
Idroelettrico rinnovabile		4	3,16
Totale Provincia		6	9,76

*: si ricorda che le stime a medio termine per la Provincia di Modena non risultano possibili non essendo stati comunicati i dati relativi agli impianti in fase di valutazione

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata nel Grafico seguente:

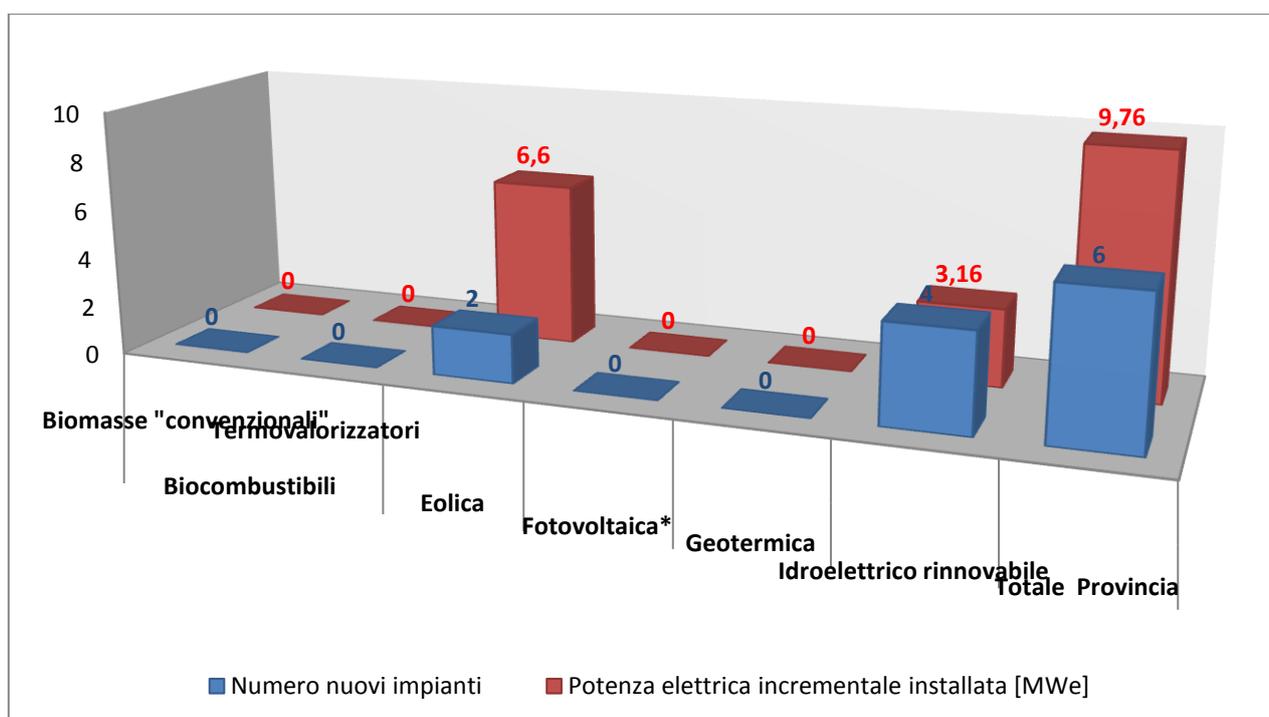


Figura 22.8: nuove installazioni F.E.R. stimate nella Provincia di Modena al 2015

22.6 - PROVINCIA DI PARMA

22.6.1 – PARCO RINNOVABILE STIMATO IN ESERCIZIO AL 2015

Di seguito è stato riassunto lo stato stimato -considerandone l'evoluzione in uno "Scenario di medio termine" (al 2014-15)- del parco elettrico alimentato da fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Parma, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza per ogni FER, a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna.

Tale analisi è riassunta nella Tabella seguente:

Stato stimato Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Parma "Scenario a medio termine" (2014-15)				
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Produzione elettrica lorda stimata [GWh]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	15	11,8	70,8
	Termovalorizzatori	0	0	0
Eolica		5	128,2	217,9
Fotovoltaica*		706	9	8,1
Geotermica		0	0	0
Idroelettrico rinnovabile		18	43,9	156,7
Totale Provincia		744	192,9	453,5
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"				

Si ricorda che per la Provincia di Parma (come per quella di Modena), mancando i dati relativi agli impianti fotovoltaici in fase di autorizzazione, si è dovuto considerare lo stato della fonte come invariato rispetto allo "Scenario di breve termine": questo comporta inevitabilmente una sottostima della reale condizione al 2014-15.

I dati relativi a potenza termica installata stimata non sono stati riportati, non essendo stati forniti in maniera completa all'interno dei documenti autorizzativi.

La produzione elettrica è stata stimata sulla base delle ore medie di funzionamento definite nell'introduzione e nel Capitolo relativo allo "stato attuale".

Lo stato complessivo del parco elettrico a FER stimato al 2014-15 sul territorio della Provincia, è stato ulteriormente esplicitato in Figura 22.9:

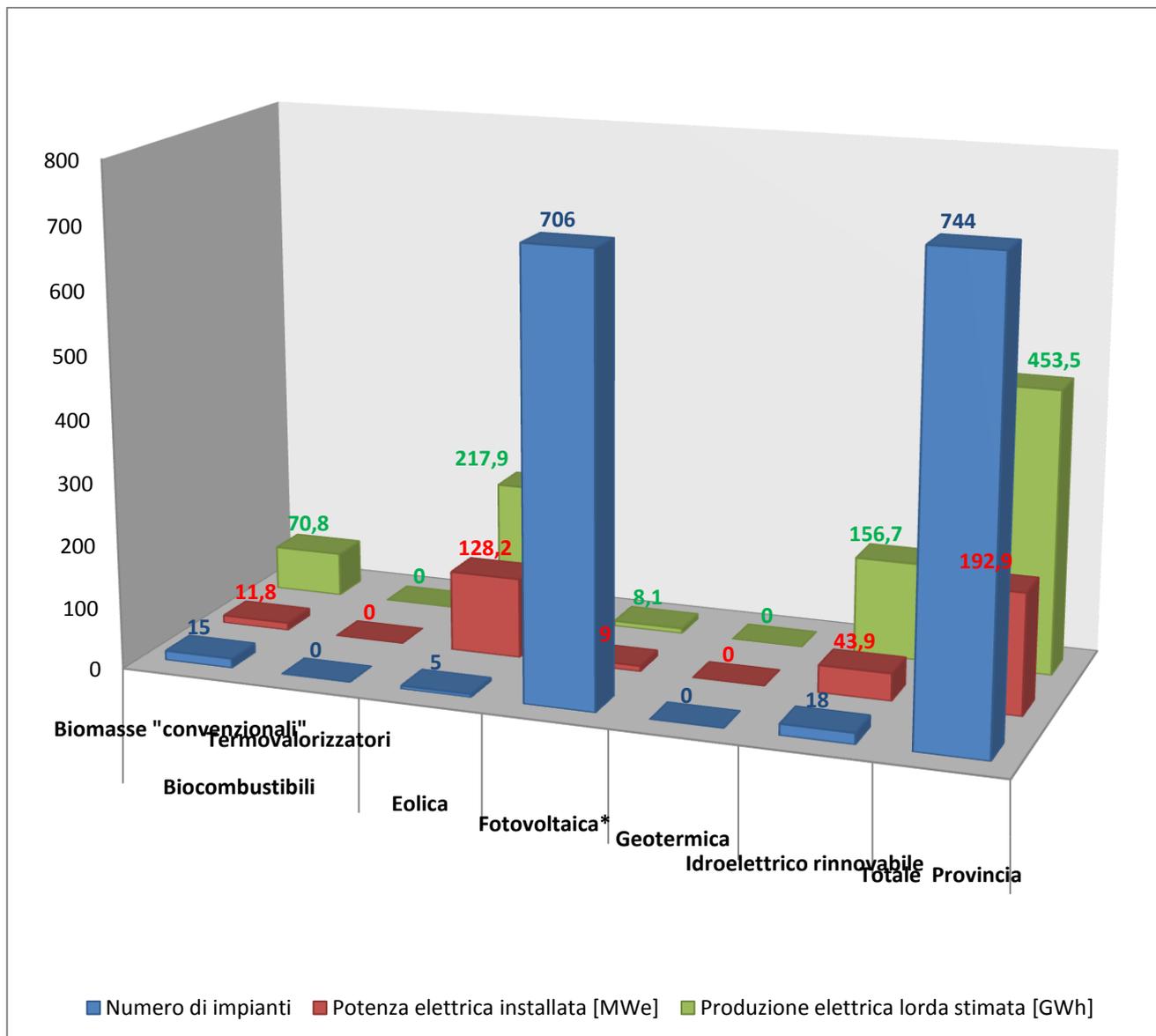


Figura 22.9: parco rinnovabile stimato nella Provincia di Parma al 2015

Per la tecnologia fotovoltaica, come detto, mancano i dati del tutto, per cui lo stato qua riportato è quello definito dallo "Scenario a breve termine"; i dati relativi alla tecnologia eolica (come anche quelli relativi alle altre fonti), invece, fanno riferimento al totale delle installazioni in fase di valutazione sul territorio provinciale, e si presume che –realisticamente- non saranno autorizzati e installati tutti entro il periodo considerato.

Da questo totale si andranno poi a stimare gli obiettivi "realistici".

22.6.2 – ANALISI DELLE NUOVE INSTALLAZIONI F.E.R. STIMATE AL 2015

Si è considerata, di seguito, anche la ripartizione delle nuove installazioni stimate sulla Provincia in questo "Scenario di medio termine", disaggregate per FER.

Nuove installazioni stimate nella Provincia di Parma - "Scenario a medio termine" (2014-15)			
Fonte		Numero nuovi impianti	Potenza elettrica incrementale installata [MW _e]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	3	4,6
	Termovalorizzatori	0	0
Eolica		4	127,6
Fotovoltaica*		0	0
Geotermica		0	0
Idroelettrico rinnovabile		2	1,15
Totale Provincia		7	9,95

*: si ricorda che le stime a medio termine per la Provincia di Modena non risultano possibili non essendo stati comunicati i dati relativi agli impianti in fase di valutazione

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata in Figura 22.10:

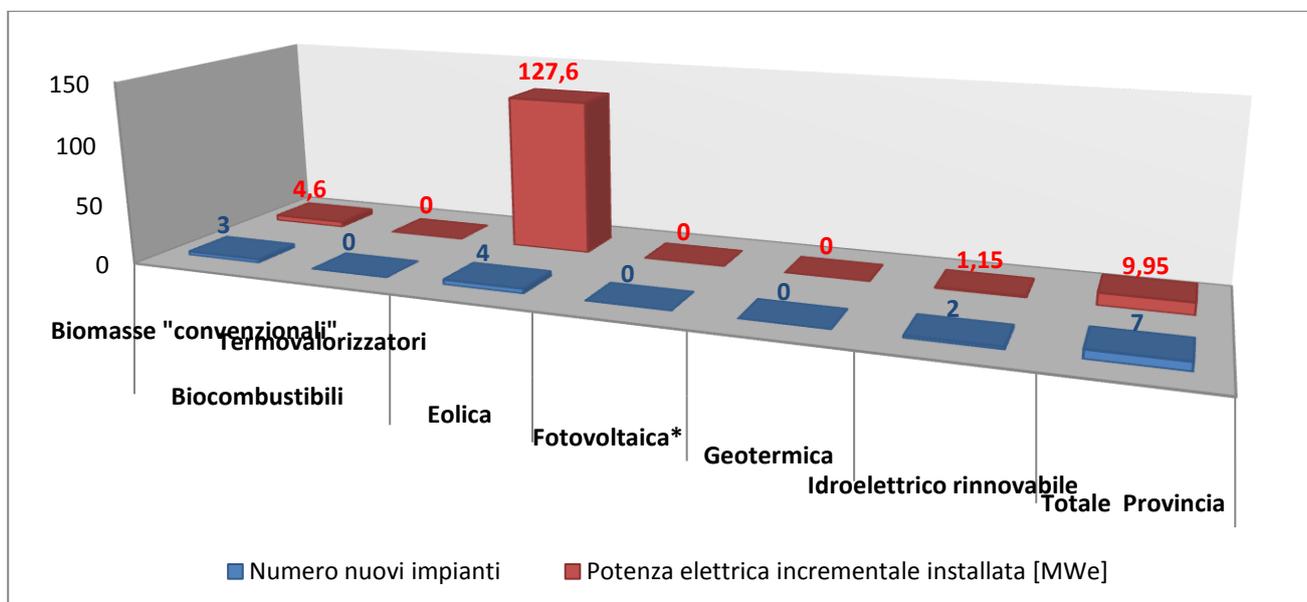


Figura 22.10: nuove installazioni F.E.R. stimate nella Provincia di Parma al 2015

Come sottolineato in precedenza, i MW da impianti eolici risultano indicativi delle installazioni in fase di valutazione, non necessariamente autorizzate e realizzate al 100% nel 2014-2015.

22.7 - PROVINCIA DI PIACENZA

22.7.1 – PARCO RINNOVABILE STIMATO IN ESERCIZIO AL 2015

Di seguito è stato riassunto lo stato stimato -considerandone l'evoluzione in uno "Scenario di medio termine" (al 2014-15)- del parco elettrico alimentato da fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Piacenza, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza per ogni FER, a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna.

Tale analisi è riassunta nella Tabella seguente:

Stato stimato Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Piacenza "Scenario a medio termine" (2014-15)				
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Produzione elettrica lorda stimata [GWh]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	6	2,1	12,6
	Termovalorizzatori	1	11,3	38,6
Eolica		4	14,8	25,2
Fotovoltaica*		553	80	72
Geotermica		0	0	0
Idroelettrico rinnovabile		7	106,6	561,3
Totale Provincia		571	214,8	709,7
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"				

Si ricorda che questa stima risulta avere margini di incertezza specialmente dal punto di vista del numero degli impianti fotovoltaici installati: la maggior parte delle nuove installazioni che si realizzeranno nel periodo individuato dallo "Scenario di medio termine", infatti, sarà costituita da impianti "fotovoltaici comunali" (esattamente come nello "Scenario di breve termine"): poiché tali installazioni sono note solo parzialmente (a Piacenza come a Reggio Emilia, una parte significativa di Comuni hanno risposto alla richiesta di informazioni), lo stato qua definito sarà presumibilmente sottostimato rispetto alla condizione reale al 2015.

I dati relativi a potenza termica installata stimata non sono stati riportati, non essendo stati forniti in maniera completa all'interno dei documenti autorizzativi.

La produzione elettrica è stata stimata sulla base delle ore medie di funzionamento definite nell'introduzione e nel Capitolo relativo allo "stato attuale".

Lo stato complessivo del parco elettrico a FER stimato al 2014-15 sul territorio della Provincia, è stato ulteriormente esplicitato in Figura 22.11:

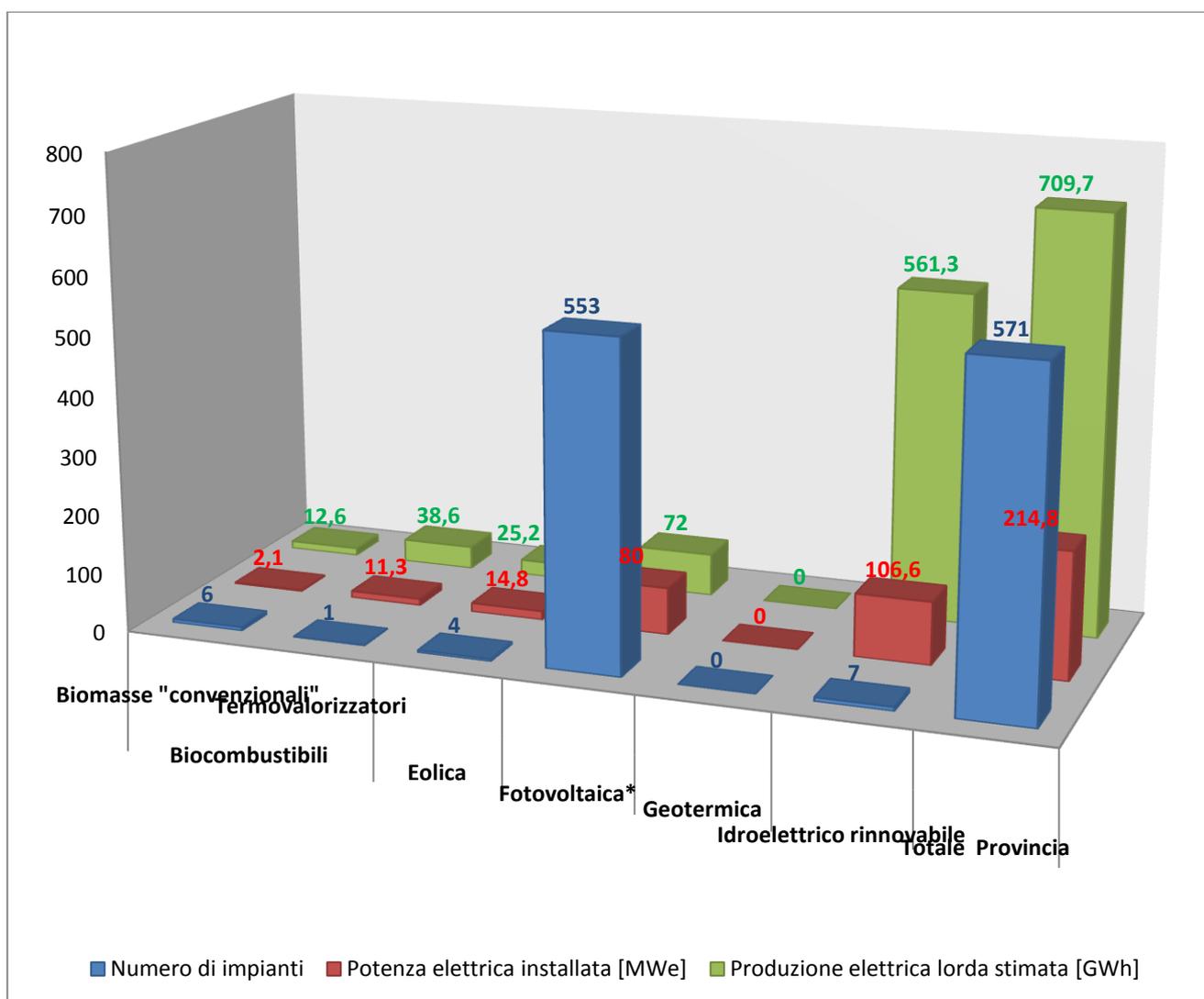


Figura 22.11: parco rinnovabile stimato nella Provincia di Piacenza al 2015

Per la tecnologia fotovoltaica, come detto, i dati relativi agli impianti "fotovoltaici comunali" sono parziali; i dati relativi alla tecnologia eolica (come anche quelli relativi alle altre fonti), invece, fanno riferimento al totale delle installazioni in fase di valutazione sul territorio provinciale, e si presume che –realisticamente- non saranno autorizzati e installati tutti entro il periodo considerato.

Da questo totale si andranno poi a stimare gli obiettivi "realistici".

22.7.2 – ANALISI DELLE NUOVE INSTALLAZIONI F.E.R. STIMATE AL 2015

Si è considerata, di seguito, anche la ripartizione delle nuove installazioni stimate sulla Provincia in questo “Scenario di medio termine”, disaggregate per FER.

Nuove installazioni stimate nella Provincia di Piacenza - "Scenario a medio termine" (2014-15)			
Fonte		Numero nuovi impianti	Potenza elettrica incrementale installata [MW _e]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	1	0,17
	Termovalorizzatori	0	0
Eolica		3	14,2
Fotovoltaica*		76	64,75
Geotermica		0	0
Idroelettrico rinnovabile		1	0,8
Totale Provincia		81	79,92

*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata in Figura 22.13:

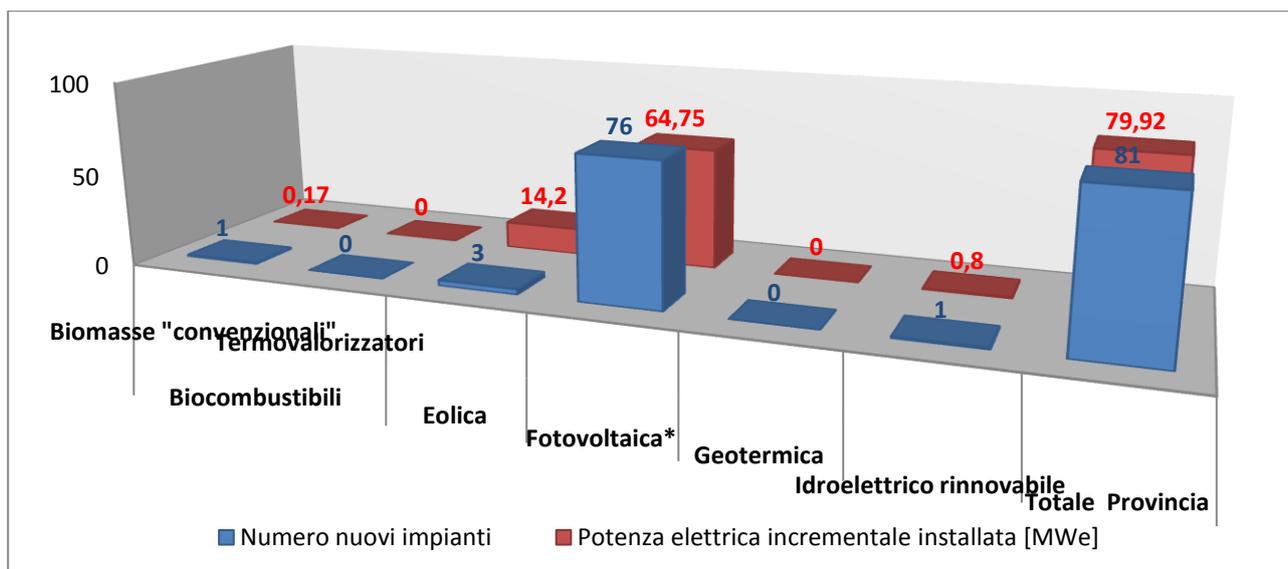


Figura 22.12: nuove installazioni F.E.R. stimate nella Provincia di Piacenza al 2015

Come sottolineato in precedenza, i MW da impianti eolici risultano indicativi delle installazioni in fase di valutazione, non necessariamente realizzate (nel 2015) al 100%.

22.8 - PROVINCIA DI RAVENNA

22.8.1 – PARCO RINNOVABILE STIMATO IN ESERCIZIO AL 2015

Di seguito è stato riassunto lo stato stimato -considerandone l'evoluzione in uno "Scenario di medio termine" (al 2014-15)- del parco elettrico alimentato da fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Ravenna, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza per ogni FER, a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna.

Tale analisi è riassunta nella Tabella seguente:

Stato stimato Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Ravenna "Scenario a medio termine" (2014-15)				
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Produzione elettrica lorda stimata [GWh]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	24	223	1338
	Termovalorizzatori	1	6,25	50
Eolica		3	0,83	1,4
Fotovoltaica		1231	97	87,3
Geotermica		1	0,0023	0,0023
Idroelettrico rinnovabile		2	2,2	8,5
Totale Provincia		1262	329,3	1485,2
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"				

La Provincia di Ravenna rappresenta un "caso particolare", avendo raccolto i dati relativi agli impianti FER in fase di valutazione anche presso tutti i Comuni del territorio, permettendo così di disporre di un quadro completo relativo alla possibile evoluzione a medio termine del parco elettrico rinnovabile.

Il dato relativo al numero di impianti fotovoltaici installati al 2014-15 dovrebbe risultare maggiormente attendibile che non su altri "distretti" della Regione, proprio per via del fatto che la documentazione fornita da parte della Provincia comprende anche i dati raccolti sui Comuni del territorio (responsabili dei procedimenti autorizzativi relativi al "fotovoltaico comunale").

I dati relativi a potenza termica installata stimata non sono stati riportati, non essendo stati forniti in maniera completa all'interno dei documenti autorizzativi.

Lo stato complessivo del parco elettrico a FER stimato al 2014-15 sul territorio della Provincia, è stato ulteriormente esplicitato in Figura 22.13:

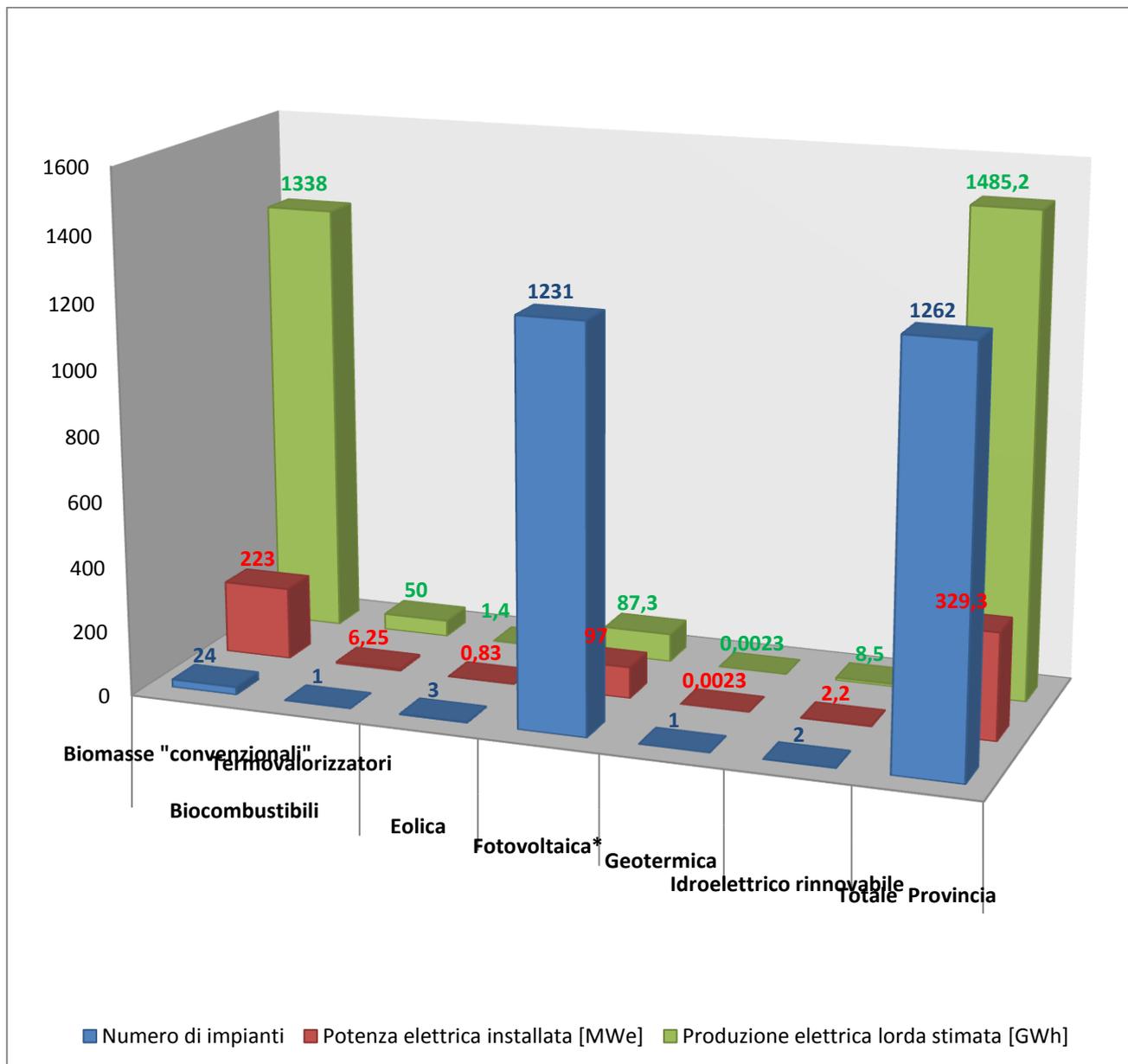


Figura 22.13: parco rinnovabile stimato nella Provincia di Ravenna al 2015

I dati relativi riportati fanno riferimento, come sottolineato in precedenza, al totale delle installazioni in fase di valutazione sul territorio provinciale, e si presume che – realisticamente- non saranno autorizzati e installati tutti entro il periodo considerato (tenuto anche conto del numero e della rilevante potenza associata alle nuove installazioni in fase di valutazione sul territorio provinciale).

Da questo totale si andranno poi a stimare gli obiettivi “realistici”.

22.8.2 – ANALISI DELLE NUOVE INSTALLAZIONI F.E.R. STIMATE AL 2015

Si è considerata, di seguito, anche la ripartizione delle nuove installazioni stimate sulla Provincia in questo “Scenario di medio termine”, disaggregate per FER.

Nuove installazioni stimate nella Provincia di Ravenna - "Scenario a medio termine" (2014-15)			
Fonte		Numero nuovi impianti	Potenza elettrica incrementale installata [MW _e]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	9	64,8
	Termovalorizzatori	0	0
Eolica		3	0,83
Fotovoltaica		28	75,378
Geotermica		0	0
Idroelettrico rinnovabile		2	1,47
Totale Provincia		42	142,48

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata in Figura 22.14:

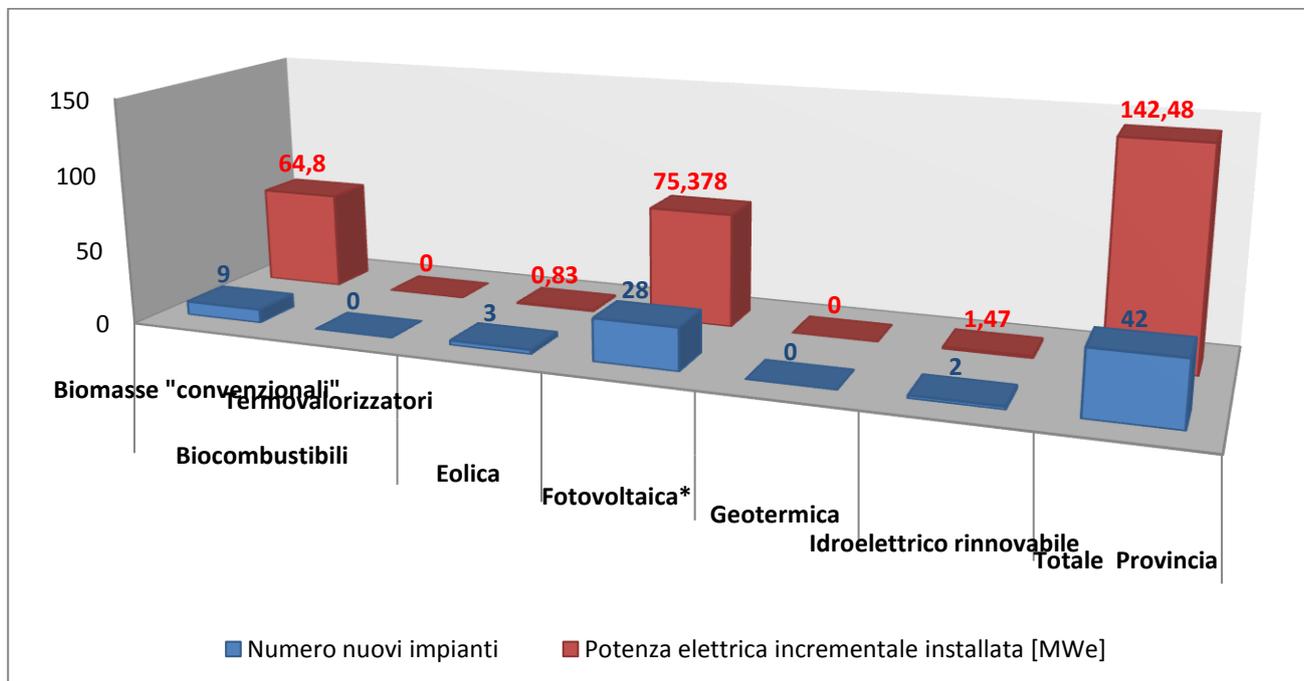


Figura 22.14: nuove installazioni F.E.R. stimate nella Provincia di Ravenna al 2015

Come sottolineato in precedenza, i MW da nuove installazioni FER (particolarmente quelle alimentate a biomasse) risultano indicativi delle installazioni in fase di valutazione, e non saranno necessariamente realizzati al 100%.

22.9 - PROVINCIA DI REGGIO EMILIA

22.9.1 – PARCO RINNOVABILE STIMATO IN ESERCIZIO AL 2015

Di seguito è stato riassunto lo stato stimato -considerandone l'evoluzione in uno "Scenario di medio termine" (al 2014-15)- del parco elettrico alimentato da fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Reggio Emilia, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza per ogni FER, a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna.

Tale analisi è riassunta nella Tabella seguente:

Stato stimato Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Reggio Emilia "Scenario a medio termine" (2014-15)				
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Produzione elettrica lorda stimata [GWh]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	14	13,2	79,2
	Termovalorizzatori	1	5,7	23,1
Eolica		1	0,1	0,2
Fotovoltaica*		1133	14	12,6
Geotermica		0	0	0
Idroelettrico rinnovabile		6	28,2	61,4
Totale Provincia		1155	61,2	176,5
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"				

Si ricorda che questa stima risulta avere margini di incertezza specialmente dal punto di vista del numero degli impianti fotovoltaici installati: la maggior parte delle nuove installazioni che si realizzeranno nel periodo individuato dallo "Scenario di medio termine", infatti, sarà costituita da impianti "fotovoltaici comunali" (esattamente come nello "Scenario di breve termine"): poiché tali installazioni sono note solo parzialmente (a Reggio Emilia come a Piacenza una parte significativa di Comuni hanno risposto alla richiesta di informazioni), lo stato sopra definito sarà presumibilmente sottostimato rispetto alla condizione reale al 2015.

I dati relativi a potenza termica installata stimata non sono stati riportati, non essendo stati forniti in maniera completa all'interno dei documenti autorizzativi.

La produzione elettrica è stata stimata sulla base delle ore medie di funzionamento definite nell'introduzione e nel Capitolo relativo allo "stato attuale".

Lo stato complessivo del parco elettrico a FER stimato al 2014-15 sul territorio della Provincia, è stato ulteriormente esplicitato in Figura 22.15:

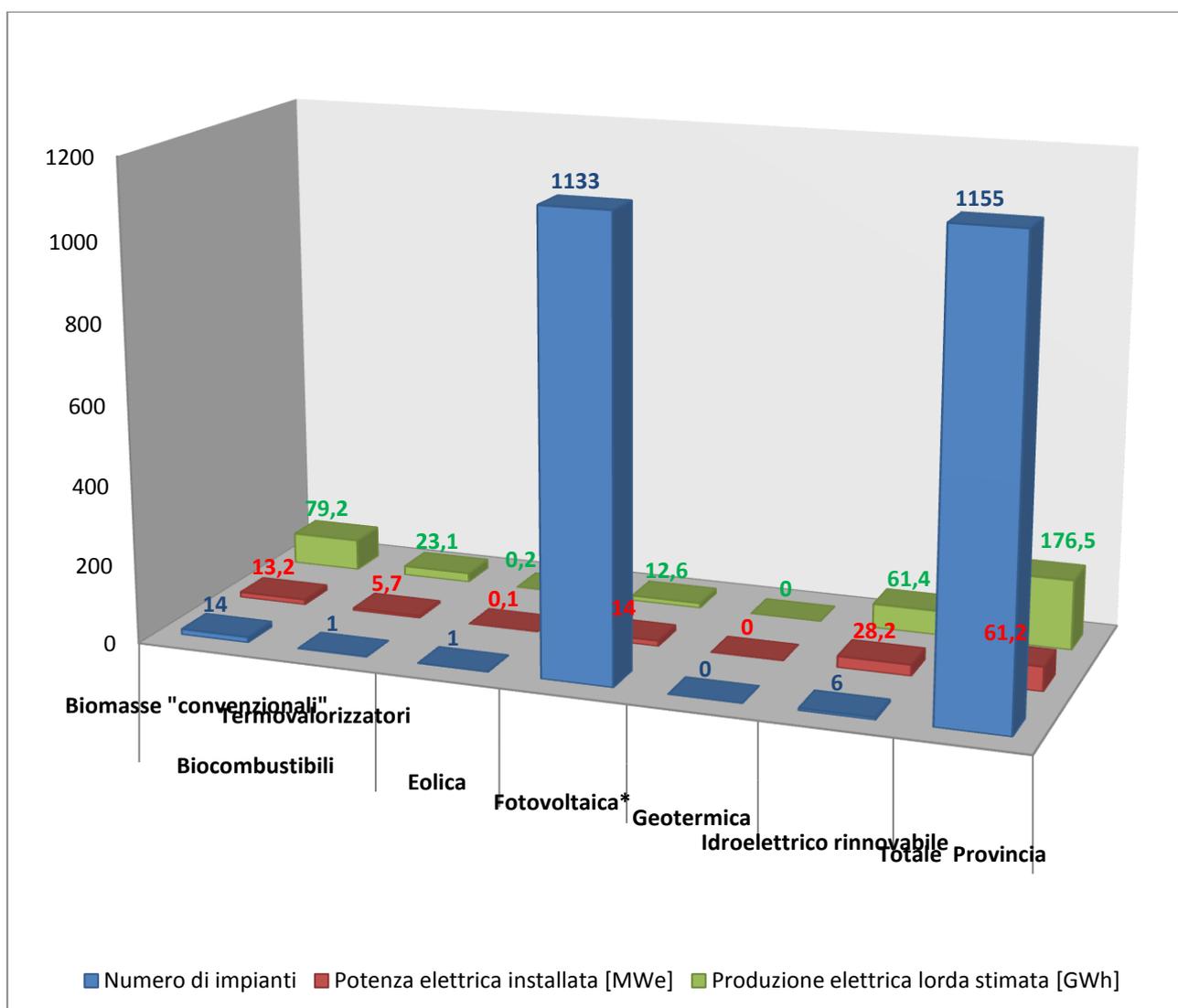


Figura 22.15: parco rinnovabile stimato nella Provincia di Reggio Emilia al 2015

I dati relativi riportati fanno riferimento, come sottolineato in precedenza, al totale delle installazioni in fase di valutazione sul territorio provinciale, e si presume che – realisticamente- non saranno autorizzati e installati tutti entro il periodo considerato (tenuto anche conto del numero e della rilevante potenza associata alle nuove installazioni in fase di valutazione sul territorio provinciale).

Da questo totale si andranno poi a stimare gli obiettivi "realistici".

22.9.2 – ANALISI DELLE NUOVE INSTALLAZIONI F.E.R. STIMATE AL 2015

Si è considerata, di seguito, anche la ripartizione delle nuove installazioni stimate sulla Provincia in questo "Scenario di medio termine", disaggregate per FER.

Nuove installazioni stimate nella Provincia di Reggio Emilia - "Scenario a medio termine" (2014-15)			
Fonte		Numero nuovi impianti	Potenza elettrica incrementale installata [MW _e]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	7	5,327
	Termovalorizzatori	0	0
Eolica		0	0
Fotovoltaica*		3	0,596
Geotermica		0	0
Idroelettrico rinnovabile		0	0
Totale Provincia		10	5,92

*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata in Figura 22.16:

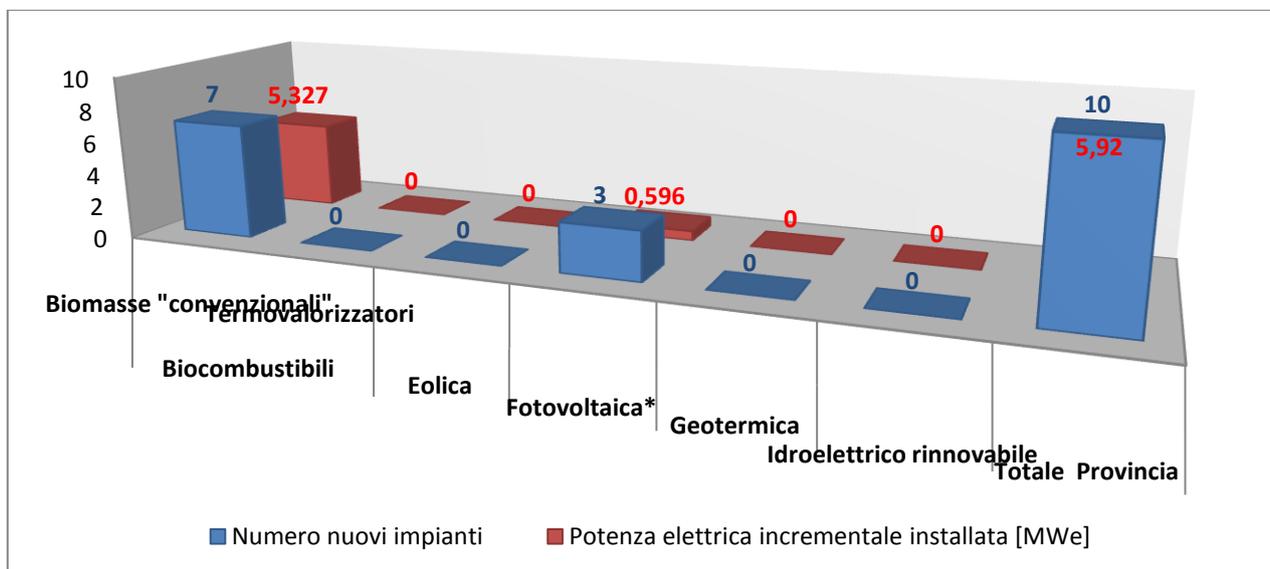


Figura 22.16: nuove installazioni F.E.R. stimate nella Provincia di Reggio Emilia al 2015

Come sottolineato in precedenza, i MW da nuove installazioni FER risultano indicativi delle installazioni in fase di valutazione, e non saranno necessariamente realizzati al 100%.

22.10 - PROVINCIA DI RIMINI

22.10.1 – PARCO RINNOVABILE STIMATO IN ESERCIZIO AL 2015

Di seguito è stato riassunto lo stato stimato -considerandone l'evoluzione in uno "Scenario di medio termine" (al 2014-15)- del parco elettrico alimentato da fonti energetiche rinnovabili sul territorio della Provincia di Rimini, sulla base delle analisi sviluppate in precedenza per ogni FER, a partire dai dati in possesso del Servizio Politiche Energetiche della Regione Emilia Romagna, di quelli trasmessi dalle Province e dai Comuni del territorio emiliano-romagnolo e dei dati pubblicati dal GSE e da Terna.

Tale analisi è riassunta nella Tabella seguente:

Stato stimato Fonti Energetiche Rinnovabili nella Provincia di Rimini "Scenario a medio termine" (2014-15)				
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Produzione elettrica lorda stimata [GWh]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	1	0,03	0,2
	Termovalorizzatori	1	15,7	22
Eolica		1	40	68
Fotovoltaica*		842	14	0,9
Geotermica		0	0	0
Idroelettrico rinnovabile		5	1,9	3,8
Totale Provincia		850	71,6	95
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"				

Si ricorda che questa stima risulta avere margini di incertezza specialmente dal punto di vista del numero degli impianti fotovoltaici installati: la maggior parte delle nuove installazioni che si realizzeranno nel periodo individuato dallo "Scenario di medio termine", infatti, sarà costituita da impianti "fotovoltaici comunali" (esattamente come nello "Scenario di breve termine"): poiché tali installazioni non sono note, lo stato che si è stimato per il 2014-15 risulta semplicemente quello individuato nello "Scenario di breve termine": di conseguenza risulterà probabilmente sottostimato rispetto alla condizione reale.

I dati relativi a potenza termica installata stimata non sono stati riportati, non essendo stati forniti in maniera completa all'interno dei documenti autorizzativi.

La produzione elettrica è stata stimata sulla base delle ore medie di funzionamento definite nell'introduzione e nel Capitolo relativo allo "stato attuale".

Lo stato complessivo del parco elettrico a FER stimato al 2014-15 sul territorio della Provincia, è stato ulteriormente esplicitato in Figura 22.17:

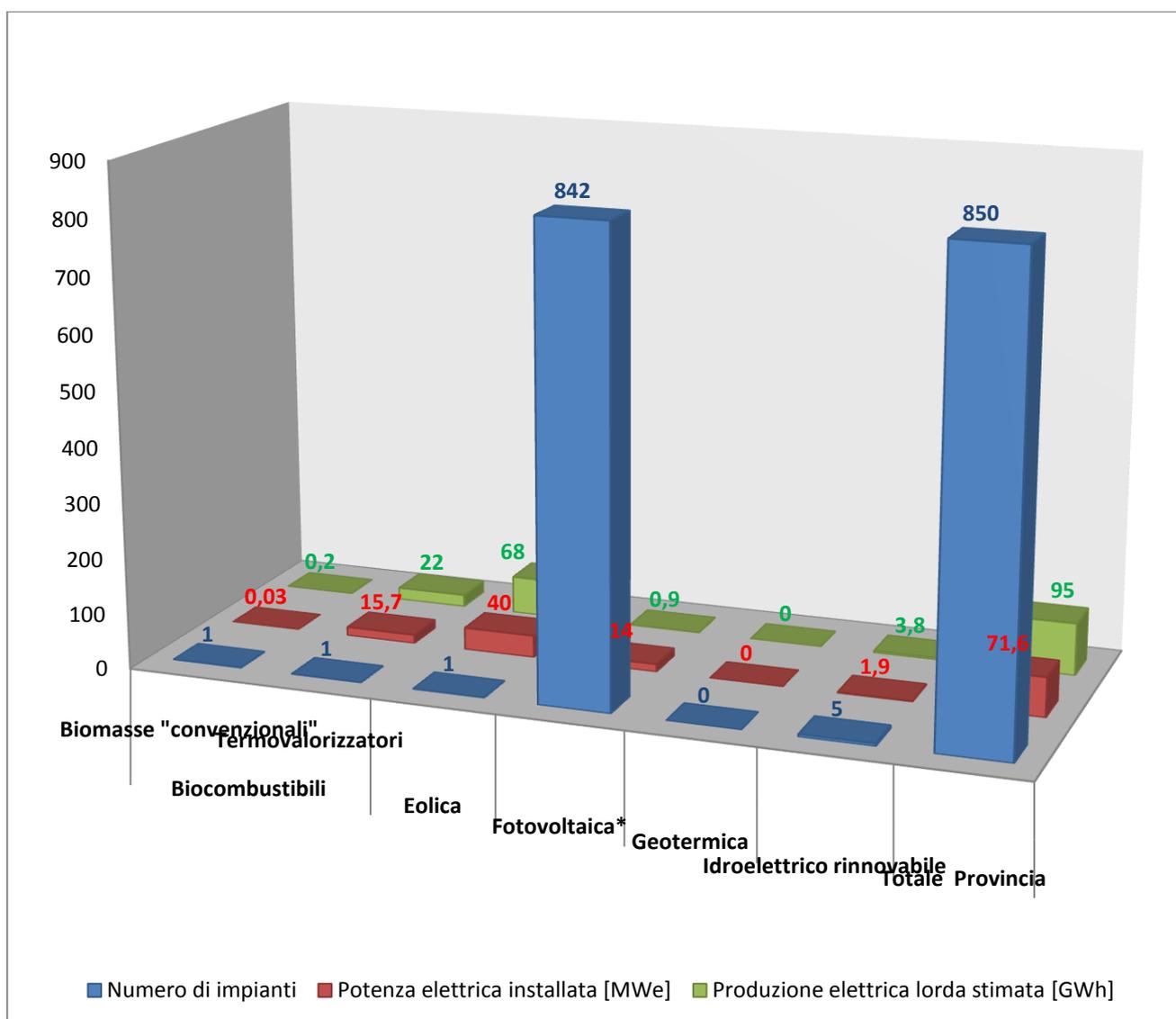


Figura 22.17: parco rinnovabile stimato nella Provincia di Rimini al 2015

I dati relativi riportati fanno riferimento, come sottolineato in precedenza, al totale delle installazioni in fase di valutazione sul territorio provinciale, e si presume che – realisticamente- non saranno autorizzati e installati tutti entro il periodo considerato (tenuto anche conto del numero e della rilevante potenza associata alle nuove installazioni in fase di valutazione sul territorio provinciale).

Da questo totale si andranno poi a stimare gli obiettivi "realistici".

22.10.2 – ANALISI DELLE NUOVE INSTALLAZIONI F.E.R. STIMATE AL 2015

Si è considerata, di seguito, anche la ripartizione delle nuove installazioni stimate sulla Provincia in questo "Scenario di medio termine", disaggregate per FER.

Nuove installazioni stimate nella Provincia di Rimini - "Scenario a medio termine" (2014-15)			
Fonte		Numero nuovi impianti	Potenza elettrica incrementale installata [MW _e]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	1	0,03
	Termovalorizzatori	0	0
Eolica		1	40
Fotovoltaica*		7	3,396
Geotermica		0	0
Idroelettrico rinnovabile		1	0,37
Totale Provincia		10	43,8

*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata in Figura 22.18:

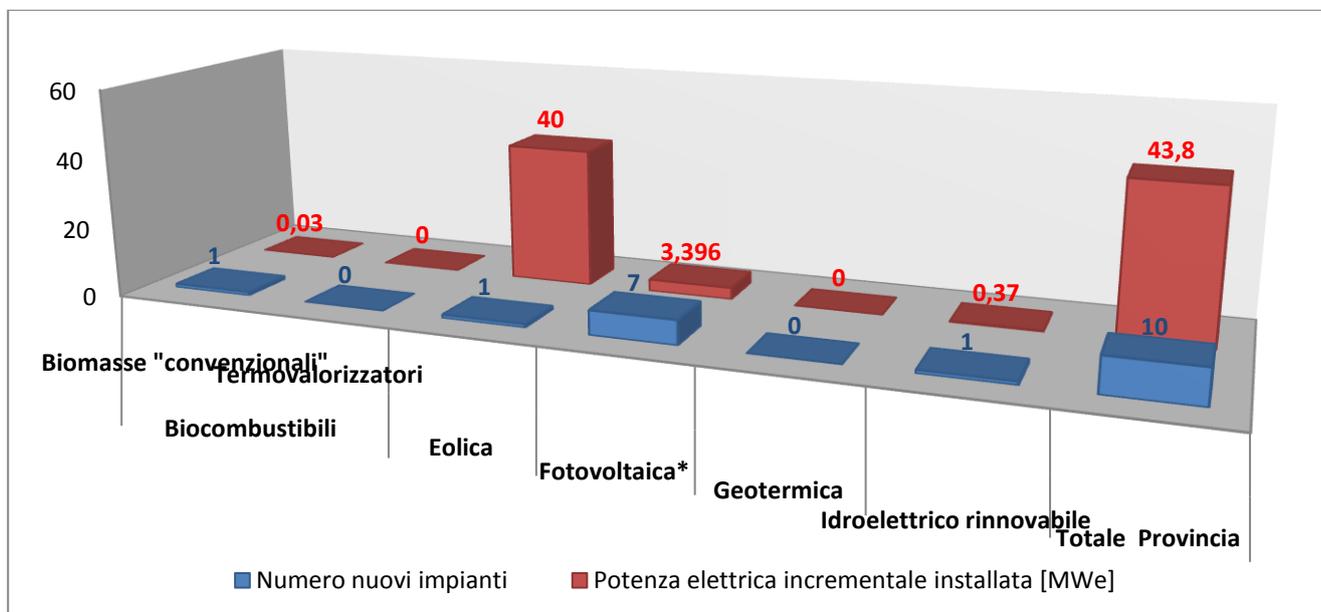


Figura 22.18: nuove installazioni F.E.R. stimate nella Provincia di Rimini al 2015

Come sottolineato in precedenza, i MW da nuove installazioni FER (particolarmente il nuovo parco eolico) risultano indicativi delle installazioni in fase di valutazione, e non saranno necessariamente realizzati al 100%.

22.11 - STATO “COMPLESSIVO” DELLE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI IN EMILIA ROMAGNA AL 2014-2015 (“SCENARIO A MEDIO TERMINE”)

Dopo aver considerato lo stato stimato al 2014-15 (“Scenario di medio termine”) per tutte le fonti energetiche rinnovabili sul territorio di ciascuna Provincia, è ora possibile riepilogare questi dati considerandoli sull’intero territorio emiliano-romagnolo: la sintesi è riportata nella Tabella seguente.

Stato attuale complessivo Fonti Energetiche Rinnovabili "pure" stimate Regione Emilia Romagna - "Scenario a medio termine - Realizzazione al 100%" (2014-15)				
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica installata [MW_e]	Produzione elettrica lorda stimata [GWh]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	113	336	2016
	Termovalorizzatori	8	138,45	554
Eolica		25	333,5	560
Fotovoltaica*		10000	340	301
Geotermica		n.d.	0,0023	0,0023
Idroelettrico rinnovabile		86	307,24	1105
Totale Regione		10232	1455,2	4536
* : si ricorda che per la tecnologia fotovoltaica stimata a medio termine, i dati sono parziali (mancando buona parte di quelli relativi al "fotovoltaico comunale"), per cui il numero di impianti al 2014-15 è presumibilmente sottostimato				

Questa analisi ha fatto riferimento alle sole fonti energetiche rinnovabili “pure”, di conseguenza non si è tenuto conto dell’impianto idroelettrico di puro pompaggio installato sul territorio emiliano-romagnolo, mentre invece all’interno del totale delle biomasse sono state considerate anche quelle “assimilate” (cioè i rifiuti, e di conseguenza gli impianti di termovalorizzazione).

Va ricordato anche che questa analisi di medio termine ha preso in considerazione gli impianti che all’ottobre 2010 risultano ancora in fase di valutazione, ipotizzando che nel lasso temporale del “medio termine” (entro il 2014-2015) questi concludano il loro iter autorizzativo e vengano quindi realizzati: l’ipotesi cui si è fatto riferimento in particolar modo è quella di uno scenario previsionale “di realizzazione al 100%”,

secondo il quale tutti gli impianti attualmente in fase di valutazione risultino autorizzati e successivamente realizzati.

Tale ipotesi, come ribadito anche nei Capitoli relativi all'analisi previsionale sulle varie fonti energetiche rinnovabili, risulta realistica per fonti energetiche come quella fotovoltaica o idroelettrica rinnovabile, essendo riferita ad impianti di piccole dimensioni e dal "ridotto" impatto ambientale, che si stimano (sulla base dell'analisi storica delle procedure autorizzative relative a tali FER) in grado di superare più agevolmente la fase di VIA.

L'ipotesi risulta essere decisamente meno realistica per la fonte eolica, per la quale (valutazioni derivanti dall'analisi "storica" delle autorizzazioni dal 2000 relative a tale FER) gli impianti autorizzati risultano essere solo una parte ridotta rispetto a quelli valutati o sottoposti a procedura di valutazione ambientale: per tale motivo lo stato definito per la tecnologia eolica a medio termine, sarà presumibilmente sovrastimato.

Al contrario, per quanto concerne la fonte fotovoltaica, manca parte dei dati relativi alle installazioni "fotovoltaiche comunali", per cui il quadro previsionale di "medio termine" sarà presumibilmente sottostimato.

Il quadro complessivo del parco elettrico FER emiliano-romagnolo stimato al 2014-2015 è stato esplicitato in Figura 22.19.

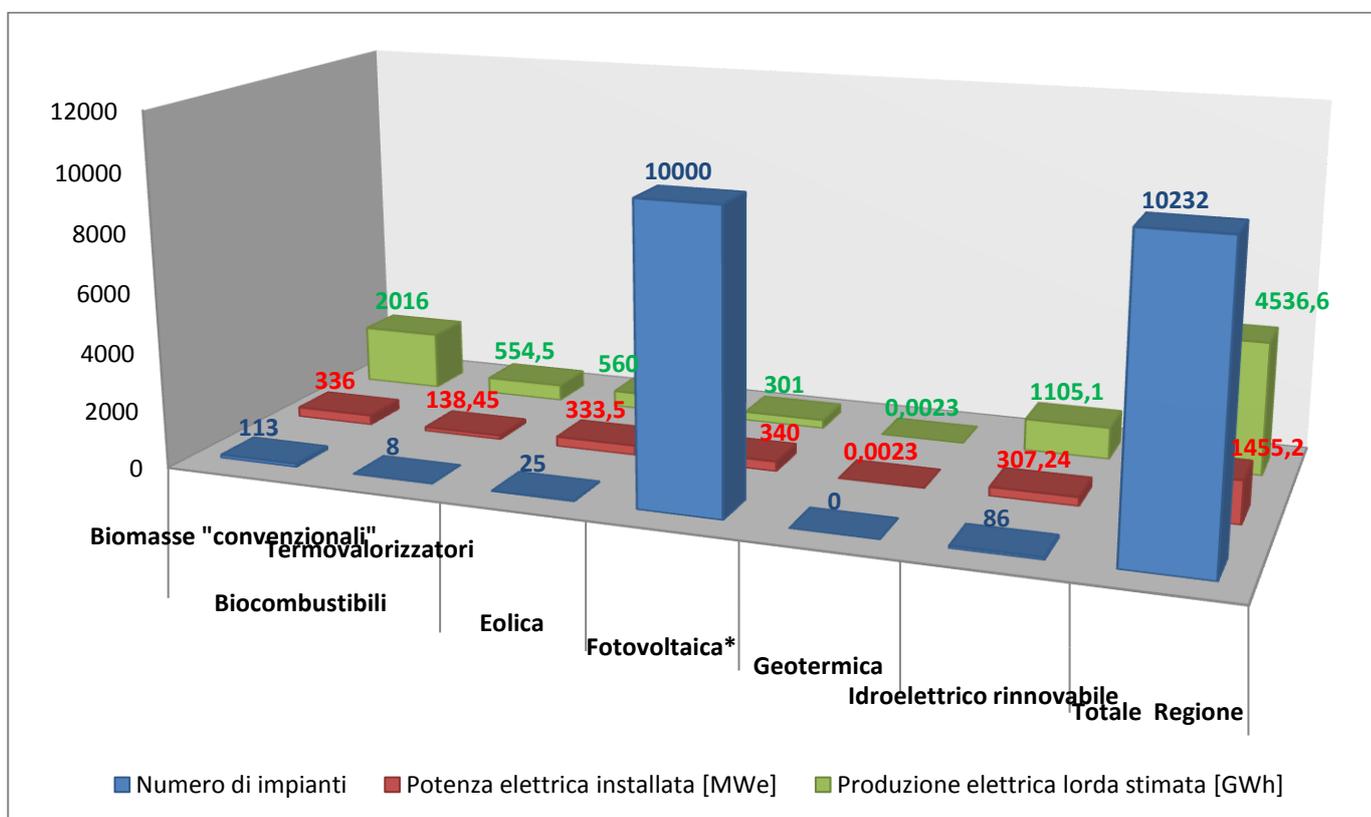


Figura 22.19: parco rinnovabile stimato in esercizio al 2015 in Emilia Romagna

22.12 - ANALISI DELLA POTENZA ELETTRICA RINNOVABILE INCREMENTALE AL 2014-2015

1) RIPARTIZIONE PERCENTUALE TRA LE FER

E' possibile andare a considerare come si ripartiscono tra le differenti FER, complessivamente, il numero stimato di nuove installazioni e la potenza elettrica incrementale associata a queste nuove installazioni che si suppone realizzate tra il 2012 e il 2015 ("Scenario di medio termine"; le installazioni sono quelle attualmente in fase di valutazione). Si ricorda che le installazioni considerate incrementalmente nello "Scenario di medio termine", sono quelle attualmente in fase di valutazione.

Tale analisi è sintetizzata nella Tabella seguente:

Nuove installazioni da Fonti Energetiche Rinnovabili "pure" stimate Regione Emilia Romagna - "Scenario a medio termine" (2014-15)			
Fonte		Numero di impianti	Potenza elettrica incrementale installata [MW_e]
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	33	91,2
	Termovalorizzatori	0	0
Eolica		19	211
Fotovoltaica*		>150	165
Geotermica		0	0
Idroelettrico rinnovabile		8**	9,81
Totale Regione		210	477
*: si ricorda che le stime per la tecnologia fotovoltaica sono realizzate senza disporre dei dati completi relativi al "fotovoltaico comunale"			
** : agli 8 nuovi impianti stimati realizzati entro il 2014-2015, si sommano 7 interventi di rifacimento parziale di impianti già esistenti, che contribuiscono all'incremento di potenza di 9,81 MW _e			

Come evidenziato in precedenza, queste stime sono devono tenere conto di alcune considerazioni volte a "correggere" il quadro definito da questo "Scenario a medio termine" basato sull'ipotesi di "realizzazione al 100%" degli impianti FER attualmente in fase di valutazione sul territorio regionale:

- Questa ipotesi può determinare una sovrastima del quadro reale al 2014-15, perché non necessariamente tutti gli impianti FER attualmente in fase di

valutazione saranno autorizzati e, successivamente, realizzati: questo rischio di “sovrastima” è risibile per fonti come quella fotovoltaica o idroelettrica rinnovabile (visto che, come si è sottolineato, gli impianti in fase di valutazione sono generalmente di ridotta dimensione e quasi sempre autorizzati senza particolari problemi), mentre è decisamente più concreto per le installazioni eoliche (di grandi dimensioni, su cui le procedure di valutazione di impatto ambientale risultano stringenti e spesso determinanti ai fini della non autorizzazione degli impianti stessi).

- Al contrario, per la tecnologia fotovoltaica, si rischia di “sottostimare” il quadro reale relativo agli impianti installati e in esercizio al 2014-2015, per via del fatto che i dati sul “fotovoltaico comunale” (impianti di piccole dimensioni che “passano”, in termini di autorizzazioni, solo attraverso i Comuni e non risultano quindi noti a Provincia o Regione) sono parziali.

Tenuto conto di tutto ciò, è possibile andare a considerare la ripartizione percentuale tra le differenti fonti energetiche rinnovabili della potenza elettrica incrementale complessiva, che si suppone dovuta alla realizzazione di queste nuove installazioni alimentate da FER nello “Scenario a medio termine”: tale ripartizione è esplicitata in Figura 22.20.

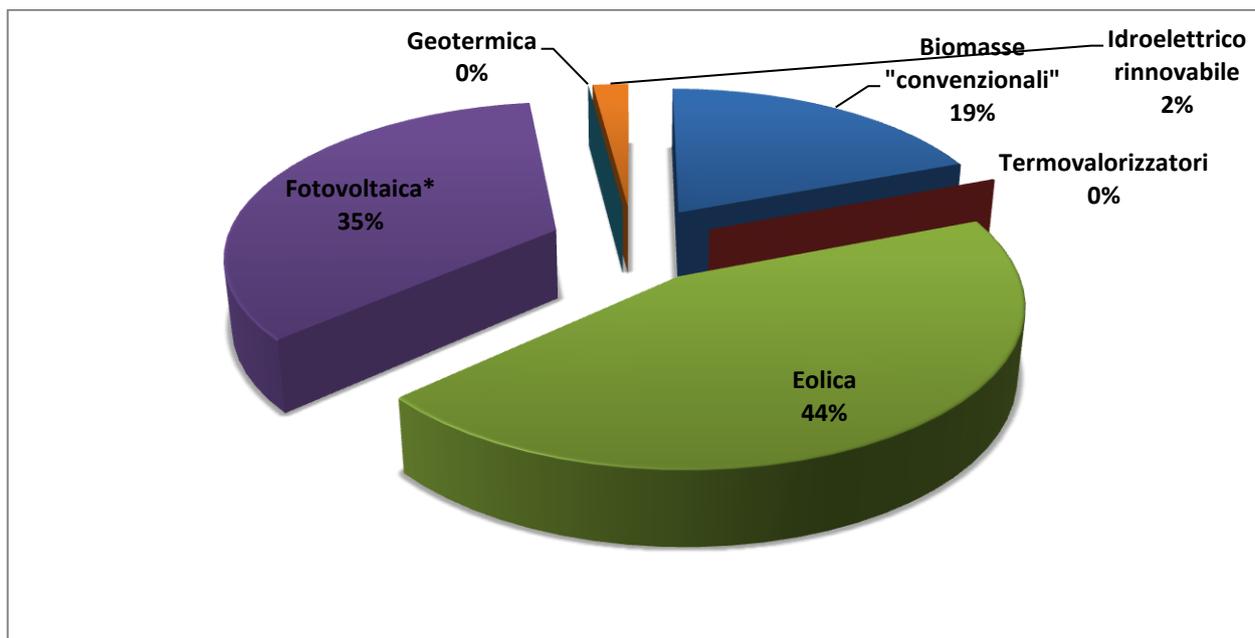


Figura 22.20: ripartizione percentuale tra le F.E.R. della potenza elettrica incrementale stimata associata a nuovi impianti rinnovabili nel periodo 2012-2015

Si evidenzia dunque come, in questo scenario, la maggior quota di potenza elettrica incrementale (il 44% del totale, 211 MW) derivi da nuove installazioni eoliche (anche se, come sottolineato, tale stima va rivista per difetto, tenuto conto che diversi impianti eolici non saranno presumibilmente autorizzati).

Realistiche le stime sulle altre FER:

- Da fonte fotovoltaica si prevede un incremento superiore a 150 MW da nuove installazioni a medio termine, previsione in linea con i trend storici di crescita della tecnologia evidenziati dalle analisi sul periodo 2000-2010 e 2010-2012 (“Scenario di breve termine”);
- Discorso analogo per la crescita da impianti a biomasse “convenzionali” e idroelettrici rinnovabili (la cui potenza incrementale è ridotta, tenuto conto di come la fonte stia raggiungendo il limite territoriale di saturazione).
- Non risultano nuove installazioni destinate alla produzione di energia elettrica da termovalorizzatori o da impianti geotermici: tale previsione è in linea con le aspettative (gli unici interventi saranno quelli su termovalorizzatori esistenti, mentre la tecnologia geotermica in Regione si stima che continuerà ad essere destinata alla produzione esclusivamente di potenza termica).

2) RIPARTIZIONE PERCENTUALE TRA LE PROVINCE

E' ora possibile andare a considerare anche la ripartizione delle nuove installazioni da FER (che si stima vengano realizzate tra il 2010 e il 2012, data “limite” dello “Scenario a breve termine”) tra le differenti Province della Regione: tale analisi è riassunta nella Tabella seguente.

Ripartizione tra le Province delle nuove installazioni da FER "Scenario a medio termine - Realizzazione al 100%"		
Provincia	Nuovi impianti	Potenza elettrica incrementale [MWe]
Bologna	13	98,13
Ferrara	21	18,83
Forlì-Cesena	19	42,7
Modena	6	9,76
Parma	7	9,95
Piacenza	81	79,92
Ravenna	42	142,48
Reggio Emilia	10	5,92
Rimini	10	43,8

Si possono esplicitare tali dati considerando la ripartizione percentuale della nuova potenza stimata installata da nuove installazioni FER tra le Province della Regione; tale analisi è esplicitata in Figura 22.23.

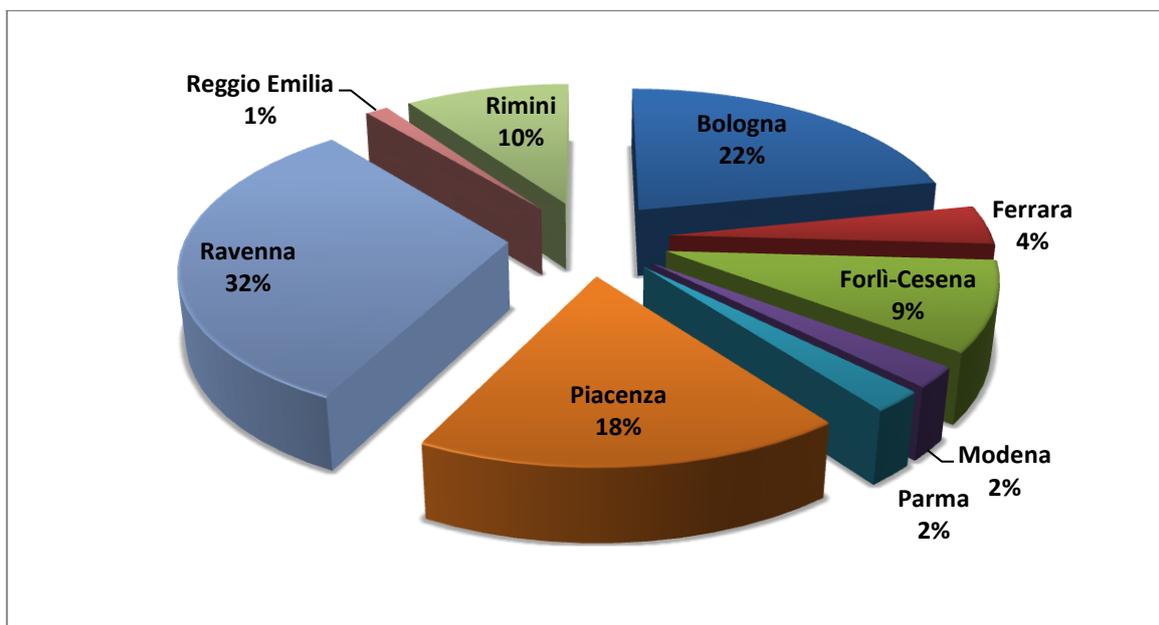


Figura 22.23: ripartizione percentuale tra Province della potenza elettrica incrementale associata a nuovi impianti rinnovabili stimati realizzati nel periodo 2012-2015

Si evidenzia come sia la Provincia di Ravenna quella su cui si stima –al 2015- la maggior potenza incrementale installata da nuovi impianti FER: circa 143 MW (corrispondenti al 32% del totale regionale), dovuti alla realizzazione di grandi impianti a biocombustibili (del resto Ravenna è il principale “distretto” regionale della biomassa) e di nuove installazioni fotovoltaiche (comprendenti anche gli impianti “fotovoltaici comunali”, visto che la Provincia ha raccolto i dati anche sui Comuni del suo territorio).

Segue la Provincia di Bologna, con circa 98 MW incrementali stimati a medio termine (il 22% del totale regionale), derivanti principalmente da eventuali nuove installazioni eoliche (quattro parchi eolici attualmente in fase di valutazione).

Peso molto rilevante –in termini di potenza elettrica incrementale da nuove installazioni- ha la tecnologia eolica anche sulle Province di Rimini (che nel complesso dovrebbe installare circa 44 MW da nuovi impianti FER, il 10% del totale) e Forlì-Cesena (43 MW incrementali, il 9% circa del totale regionale).

Percentualmente ridotta, invece, la potenza elettrica incrementale derivante da nuove installazioni FER sulle restanti Province, che complessivamente contribuiscono –in questa stima di medio termine- al 9% della potenza incrementale regionale al 2014-2015.

22.13 – ANALISI PERCENTUALE DEL PARCO ELETTRICO RINNOVABILE STIMATO AL 2015

22.13.1 - RIPARTIZIONE PERCENTUALE TRA LE FER DELLA POTENZA ELETTRICA STIMATA INSTALLATA AL 2014-2015

Dopo aver definito lo stato complessivo del parco elettrico a fonti rinnovabili stimato installato sul territorio emiliano romagnolo al 2014-2015 (cioè in questo “Scenario di medio termine”), e dopo avere definito come si distribuisce (tra le differenti FER e le varie Province della Regione) la potenza elettrica incrementale derivante da nuove installazioni, è ora possibile andare a considerare come –secondo questa previsione- si andrà a modificare il peso percentuale delle differenti FER, in termini di potenza elettrica complessivamente installata sul territorio regionale (i 1455 MW stimati in questa ipotesi di “realizzazione al 100%” al 2014-2015).

Tale analisi è riportata in Figura 22.24.

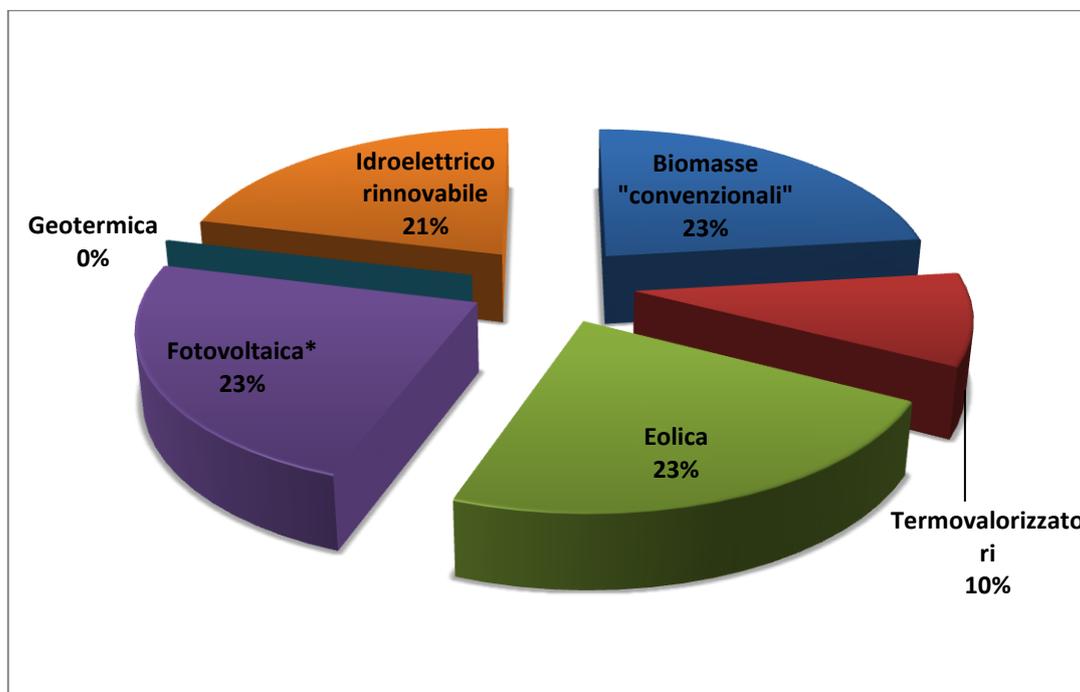


Figura 22.24: ripartizione percentuale tra le F.E.R. della potenza elettrica stimata complessivamente installata da impianti rinnovabili al 2015 in Emilia Romagna

Si evidenzia come, anche in questo “Scenario di medio termine”, la maggior potenza elettrica complessivamente installata da impianti FER sia associata a installazioni alimentate da biomasse (considerate nel complesso, sia biomasse “convenzionali” che “assimilate”): in totale sono 474 MW_e, corrispondenti al 33% della potenza totale installata da impianti FER in Regione.

Di questi, 336 MW sono dovuti a impianti alimentati da biomasse “convenzionali” (il 23% del totale) e 138 MW da termovalorizzatori (il 10% del totale): rispetto alla condizione definita dallo “Scenario a breve termine”, il peso delle biomasse “complessive” sul totale regionale si riduce dell’11% (il peso percentuale degli impianti a biomasse “convenzionali” si riduce del 5%, quello dei termovalorizzatori del 6%).

Al 23% della potenza totale regionale installata da FER (con 340 MW_e installati complessivi), in questo “Scenario di medio termine”, si stima essere anche la fonte fotovoltaica, che rispetto allo “Scenario di breve” guadagna il 3%, segno di una crescita stimata –in termini di potenza- più che proporzionale rispetto alla crescita delle altre fonti rinnovabili.

Cala significativamente rispetto al quadro definito dallo “Scenario a breve termine”, in questa stima, il peso sul totale regionale della potenza installata da FER, degli impianti idroelettrici rinnovabili: con 307 MW, si stima che contribuiscano al 21% della potenza totale regionale, perdendo circa 12 punti percentuali: questo si spiega con la ridotta crescita stimata in termini di potenza, al 2014-2015, dovuta all’avvicinarsi delle condizioni di saturazione della tecnologia sul territorio.

A crescere in maniera rilevante, in questa stima di medio termine, risulta essere la tecnologia eolica, che passa dal 3% della potenza elettrica da FER installata nello “Scenario di breve termine” ad una stima del 23% nello “Scenario di medio termine”.

Questa crescita di 20 punti percentuali si giustifica con il fatto di aver considerato, nel novero delle installazioni eoliche presenti sul territorio al 2015, la globalità degli impianti eolici attualmente in fase di valutazione (ipotesi, come detto, di “realizzazione al 100%, non particolarmente realistica se tenuto conto del fatto che molte delle installazioni eoliche valutate non vengono poi autorizzate).

Tale evoluzione nel tempo è riassunta nella Tabella seguente:

Variazione del peso percentuale sul totale delle Fonti Energetiche Rinnovabili "pure" in seguito ad applicazione "Scenario a medio termine" (2014-15) - potenza elettrica installata			
Fonte		Variazione percentuale rispetto "Scenario a breve termine" (2011-12)	Variazione percentuale rispetto a stato attuale (2010)
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	-5%	-2%
	Termovalorizzatori	-6%	-7%
Eolica		20%	21%
Fotovoltaica		3%	5%
Geotermica		0%	0%
Idroelettrico rinnovabile		-12%	-17%

22.13.2 - RIPARTIZIONE PERCENTUALE TRA LE DIFFERENTI FER DELLA PRODUZIONE ELETTRICA LORDA STIMATA AL 2014-2015

Dopo aver definito lo stato complessivo del parco elettrico a fonti rinnovabili stimato installato sul territorio emiliano romagnolo al 2014-2015 (cioè in questo “Scenario di medio termine”) e dopo aver valutato la ripartizione percentuale (tra le Province e tra le differenti FER), è ora possibile andare a considerare come –secondo questa previsione- si andrà a modificare la ripartizione percentuale tra le differenti FER, in termini di produzione elettrica lorda.

Tale analisi è riportata in Figura 22.25.

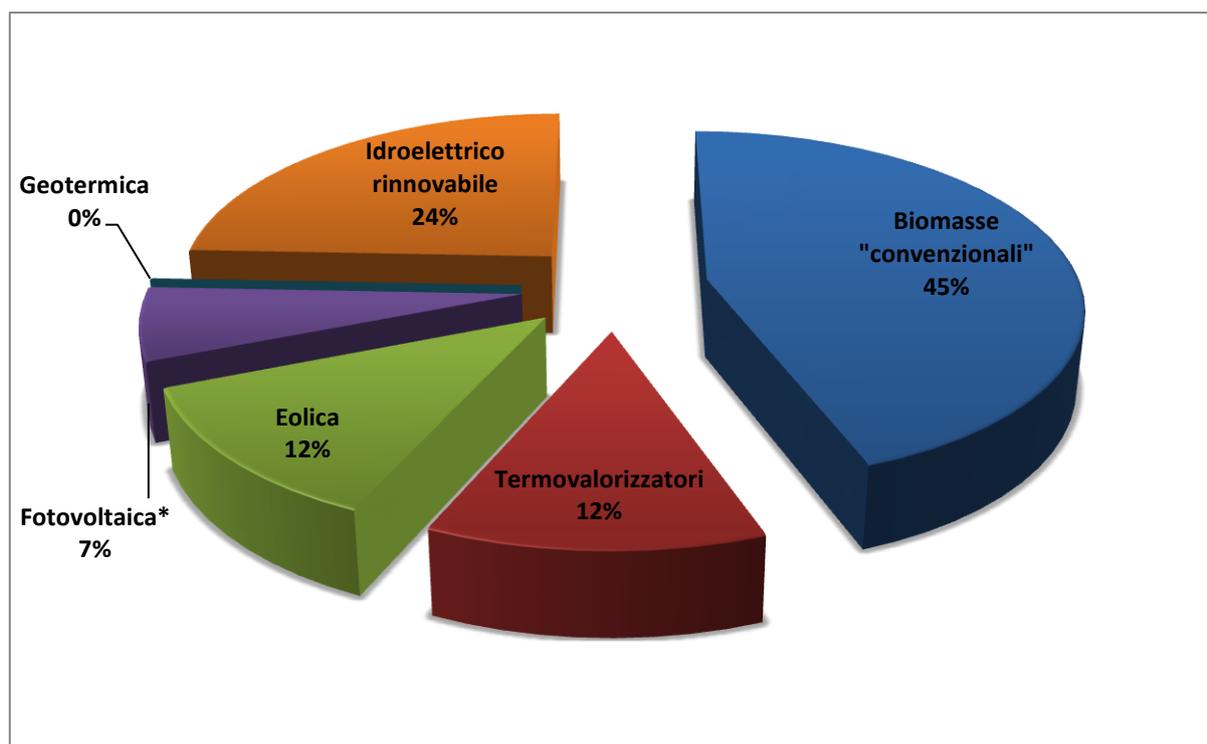


Figura 22.25: ripartizione percentuale tra le F.E.R. della produzione elettrica lorda associata a impianti rinnovabili, stimata al 2015

Si evidenzia come, in questa stima di breve termine, la percentuale più rilevante di energia elettrica prodotta da FER, continui ad essere associata agli impianti alimentati da biomasse “convenzionali”: 2016 GWh stimati, cui corrisponde il 45% del totale regionale di produzione elettrica lorda da FER.

Tale percentuale risulta in crescita (+1%) rispetto a quella stimata nello “Scenario di breve termine” (2012), e significativamente in crescita (+14%) rispetto allo “Scenario attuale” (2010): ciò si giustifica con la presenza di nuove installazioni sul territorio, oltre che con la scelta di considerare uniformemente per tutte le Province un numero di ore medie annue di funzionamento –relativo agli impianti alimentati da questa fonte- pari a 6000 h/anno, superiore rispetto a quello medio stimato nello “Scenario attuale”.

Al secondo posto, in termini di peso percentuale sul totale della produzione elettrica lorda da FER, continua a trovarsi la fonte idroelettrica rinnovabile: 1105 GWh prodotti stimati al 2011-12, corrispondenti al 24% della produzione elettrica lorda totale regionale. Tale percentuale risulta significativamente in calo (-9%) rispetto allo “Scenario di Breve termine” (2012) e soprattutto rispetto a quella valutata nello “Scenario attuale (2010)”: un -19% che si spiega con un quadro sostanzialmente inalterato delle installazioni di questo tipo (l’incremento di potenza installata dal 2010 al 2015 è ridottissimo) e con il fatto che, a fronte di una produzione da idroelettrico rinnovabile inalterata, la produzione da impianti alimentati da altre FER (specialmente biomasse ed eolico) è incrementata in misura assai significativa.

Gli impianti eolici –in questa stima al 2015- superano i termovalorizzatori e arrivano al terzo posto come fonte energetica rinnovabile per produzione, contribuendo per il 12% (560 GWh, +11% rispetto allo “Scenario di Breve termine”) alla produzione regionale elettrica lorda da FER: ciò è giustificabile con l’ipotesi di vedere entrare in esercizio tutti gli impianti eolici attualmente in fase di valutazione (“ipotesi di realizzazione al 100%”, non completamente realistica) e con quella di considerare un numero medio annuo di ore di funzionamento pari a 1700, superiore alle 1280 h/anno stimate al 2010.

I termovalorizzatori (impianti a biomasse assimilate) diventano la quarta fonte energetica rinnovabile in termini di produzione elettrica lorda: a questi corrispondono sempre 554 GWh prodotti, equivalenti al 12% del totale regionale prodotto da FER. Tale percentuale è in calo del 5% rispetto allo “Scenario di Breve termine” e del 10% rispetto allo “Scenario attuale”, per via del fatto che non si prevede l’entrata in funzione di nuovi impianti di questo tipo, tale da determinare un incremento di produzione elettrica.

La fonte fotovoltaica incide per il 7% del totale regionale di energia elettrica prodotta da FER (301 GWh), e registra quindi un incremento del 2% rispetto al quadro fotografato nel 2012 e del 4% rispetto al 2010 (quindi con una crescita assolutamente “omogenea” nel tempo): ciò si giustifica con la presenza di diverse nuove installazioni, oltre che con l’ipotesi di considerare un numero medio annuo di ore di funzionamento pari a 900, superiore al numero medio annuo di ore di funzionamento stimate nel 2010 a livello regionale.

La produzione elettrica da fonte geotermica resta pari a 0, come nello “Scenario attuale”.

Tale evoluzione, relativa alla produzione elettrica stimata dalle varie F.E.R. nello “Scenario di Medio Termine”, è riassunta nella Tabella seguente:

Variazione del peso percentuale delle Fonti Energetiche Rinnovabili "pure" in seguito ad applicazione "Scenario a medio termine" (2014-15) - produzione elettrica lorda			
Fonte		Variazione percentuale rispetto "Scenario Breve Termine" (2011-12)	Variazione percentuale rispetto "Scenario Attuale" (2010)
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	1%	14%
	Termovalorizzatori	-5%	-10%
Eolica		11%	12%
Fotovoltaica		2%	4%
Geotermica		0%	0%
Idroelettrico rinnovabile		-9%	-19%

Dal confronto con la variazione percentuale di potenza installata da FER a livello regionale tra 2012 e questa stima al 2015, si evidenzia come sia la fonte eolica a guadagnare più punti percentuali: l'incremento di ben 20 punti percentuali (sul totale regionale da FER) in termini di potenza installata, si traduce in un incremento dell'11% (circa della metà) quando si valuta la produzione elettrica lorda stimata da tale fonte. Questo incremento così rilevante è legato all'ipotesi di “realizzazione al 100%” delle installazioni eoliche attualmente in fase di valutazione.

La fonte più “penalizzata” in questo “Scenario a Medio Termine” risulta ancora una volta quella idroelettrica rinnovabile, il cui decremento di 12 punti percentuali –in termini di potenza installata rispetto al totale regionale- si traduce in una riduzione del 9% (rispetto allo “Scenario a Breve termine”, addirittura del 19% rispetto allo “Scenario attuale”) nel momento in cui si valuta il peso percentuale della fonte in termini di produzione elettrica lorda: come detto, questo si giustifica con il fatto che la fonte idroelettrica sembra essere prossima al suo limite di saturazione territoriale, con la conseguenza di crescere lentamente, a fronte di altre fonti energetiche rinnovabili che crescono (specialmente dal punto di vista della produzione elettrica lorda) in maniera assai più rapida.

Grande analogia tra la crescita in termini di potenza installata e quella relativa alla produzione elettrica lorda, per la fonte fotovoltaica: all'incremento del 3% in termini di potenza corrisponde un analogo incremento (+2%) in termini di produzione (nel confronto con lo "Scenario di Breve Termine"), giustificato anche dal fatto di avere ipotizzato un numero medio annuo di ore di funzionamento per gli impianti fotovoltaici, superiore a quello medio attuale.

In calo anche la produzione elettrica da termovalorizzatori (-5% rispetto allo "Scenario di breve termine" e -10% rispetto allo "Scenario di medio termine", quindi con un decremento costante nel tempo), in linea con il decremento previsto del peso percentuale della potenza elettrica installata associata a questa fonte rinnovabile (-6% nel passaggio dallo "Scenario a Breve Termine" allo "Scenario a Medio Termine").

L'unica fonte energetica il cui contributo risulta inalterato nel tempo, in termini di produzione elettrica, sia rispetto a quanto definito nello "Scenario Attuale" che nello "Scenario a Breve Termine", risulta la fonte Geotermica, per la quale non si prevede alcuno sviluppo e la cui incidenza sul totale della produzione elettrica da fonte rinnovabile a livello regionale si stima resti pari allo 0% anche nel 2015.

Tali variazioni sono riassunte, in maniera macroscopica, nella Tabella seguente:

Evoluzione delle Fonti Energetiche Rinnovabili stimata tra 2015 e 2012	
Fonti Energetiche rinnovabili "in crescita"	Eolico (++) , Biomasse convenzionali, Fotovoltaico (+)
Fonti Energetiche rinnovabili "in calo"	Idroelettrico rinnovabile (- -) , Termovalorizzatori (-)
Fonti Energetiche rinnovabili "inalterate"	Geotermica

22.14 – ANALISI TERRITORIALE DEL PARCO RINNOVABILE STIMATO AL 2015

22.14.1 - RIPARTIZIONE TERRITORIALE DELLA POTENZA ELETTRICA INSTALLATA DA FER

1) POTENZA ELETTRICA INSTALLATA DA FER PER PROVINCIA

Dopo aver considerato la situazione del parco a fonti energetiche rinnovabili – stimato al 2014-2015 (“Scenario a medio termine”)- della Regione Emilia Romagna dal punto di vista del “peso percentuale” delle differenti FER (in termini di potenza elettrica installata), si andrà ora a considerare il “peso percentuale” delle varie Province (considerandone i dati complessivi aggregati, relativi alle FER valutate nel loro complesso), sempre dal punto di vista della potenza elettrica installata stimata in questo “Scenario di medio termine”.

Di seguito è sintetizzato il quadro relativo allo stato delle fonti energetiche rinnovabili sul territorio delle Province emiliano romagnole, in termini di potenza installata (e percentuale sul totale regionale): come sottolineato in precedenza, i dati relativi alla produzione elettrica lorda non saranno considerati, non essendo disponibili per tutte le FER.

Stato riassuntivo (potenza installata) delle FER nelle Province emiliano-romagnole - "Scenario Medio Termine - realizzazione al 100%" (2014-2015)		
Provincia	Potenza elettrica stimata installata da FER (2011-12) [MW_e]	Ripartizione percentuale stimata potenza regionale da FER (%) - (2014-2015)
Bologna	249,5	17,15%
Ferrara	85,5	5,88%
Forlì-Cesena	111	7,63%
Modena	140,5	9,65%
Parma	192,9	13,26%
Piacenza	214,8	14,76%
Ravenna	329	22,61%
Reggio Emilia	61	4,19%
Rimini	71	4,88%
Totale Emilia Romagna	1455,2	100%

Tale “ripartizione territoriale” relativa alla potenza stimata installata da FER “pure” (escludendo quindi l’impianto di solo pompaggio) in Emilia Romagna al 2011-2012 (“Scenario di breve termine”) è ulteriormente esplicitata in Figura 22.26.

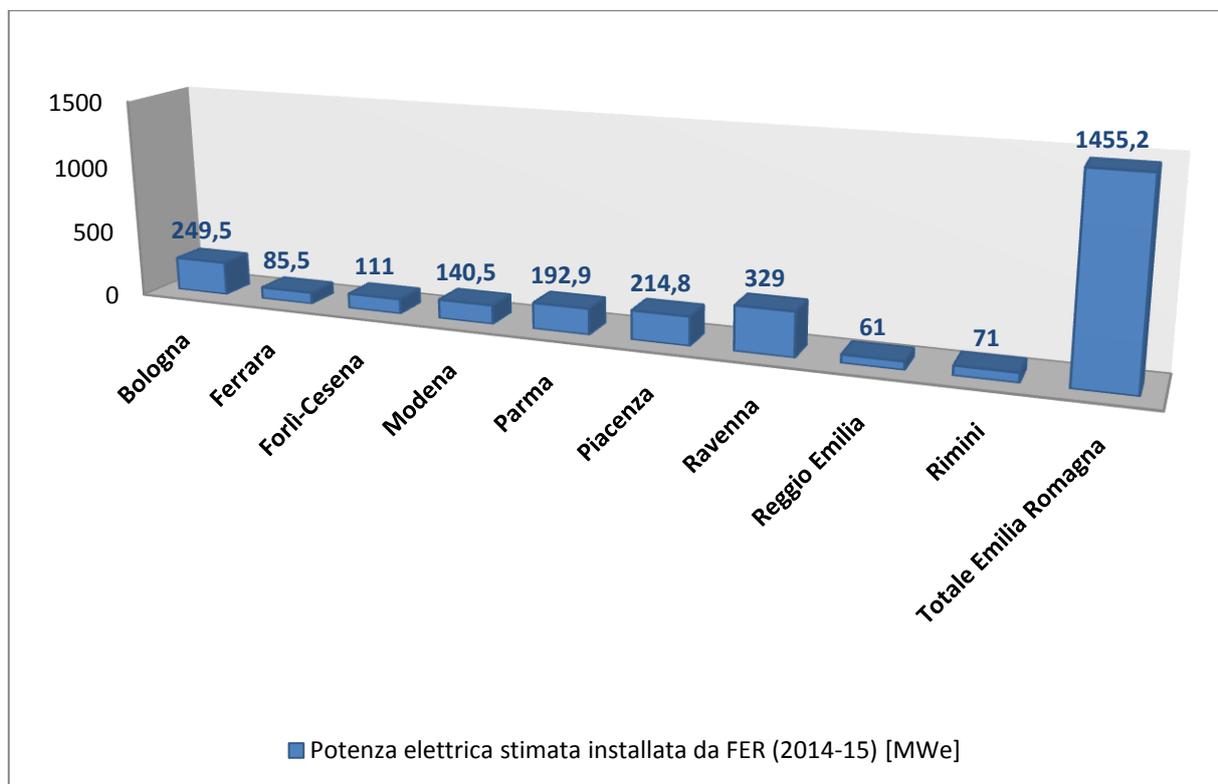


Figura 22.26: potenza elettrica stimata installata da impianti F.E.R. al 2015 nelle Province emiliano-romagnole

Si evidenzia come, in questa stima di medio termine (al 2014-2015), anche le Province di Forlì-Cesena e Parma superino quota 100 MW di potenza installata da fonte rinnovabile: risultano così essere sei su nove, le Province emiliano romagnole caratterizzate da una potenza elettrica complessivamente installata da FER superiore a 100 MW.

Al di sotto di tale quota restano solamente le Province di Ferrara, Rimini e Reggio Emilia (che, in questo scenario previsionale al 2015, risulta divenire l’ultima della Regione in termini di potenza elettrica complessivamente installata da FER, scavalcata dalla Provincia di Rimini).

La “classifica” delle Province regionali su cui è installata la maggior potenza da FER risulta inalterata rispetto alla situazione attuale e a quella definita dallo “Scenario di breve termine”: c’è sempre Ravenna in testa, seguita da Bologna e Piacenza.

Al quarto posto la Provincia di Parma che, grazie al rilevantissimo contributo di potenza incrementale legata alle nuove installazioni eoliche stimate, supera la Provincia di Modena.

E' possibile andare a stimare come si evolve la situazione della potenza complessivamente installata da FER sul territorio di ciascuna Provincia della Regione, considerando il peso percentuale di queste stesse Province (in termini di potenza installata associata a impianti a fonti energetiche rinnovabili rispetto al totale regionale) stimato al 2014-2015, rispetto al peso percentuale attuale.

La ripartizione percentuale stimata per Provincia secondo lo "Scenario di medio termine" è definita in Figura 22.27:

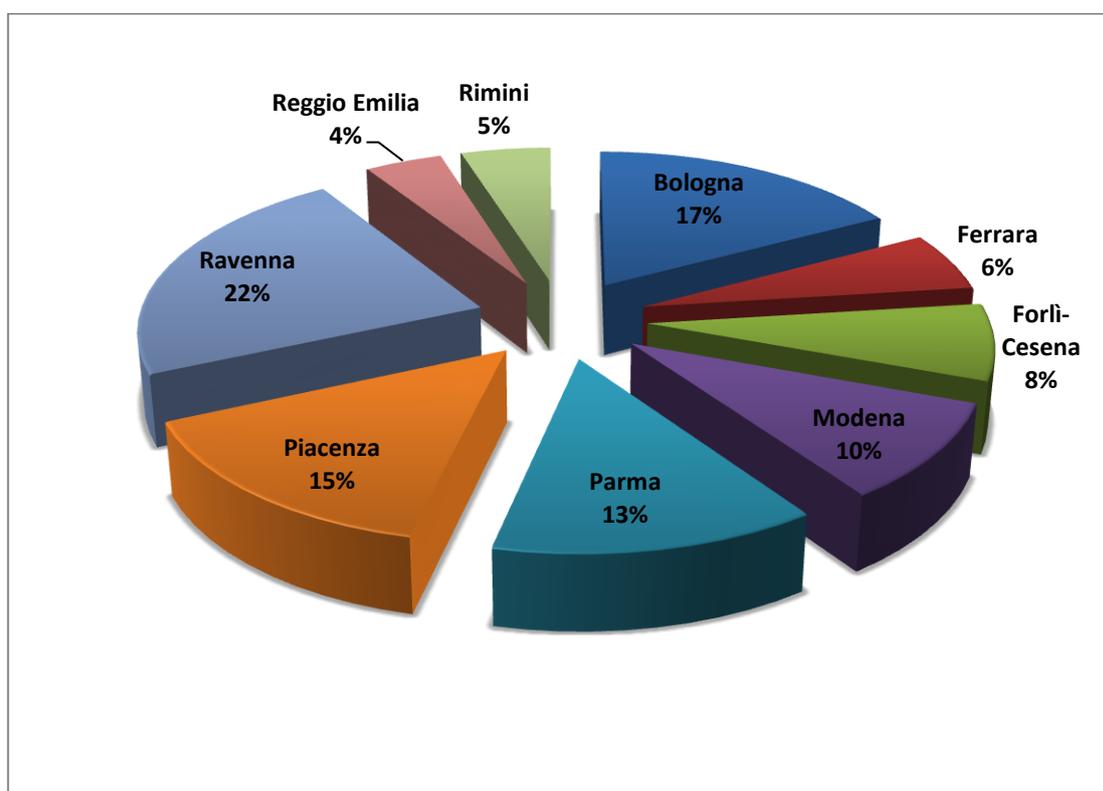


Figura 22.27: ripartizione percentuale tra Province della potenza elettrica stimata installata in Emilia Romagna da F.E.R. al 2015

Si evidenzia il ruolo leader della Provincia di Ravenna che, con 329 MW stimati installati da FER al 2015, risulta (come nello scenario attuale e come in quello "di breve termine") la prima Provincia della Regione, coprendo il 22% del totale regionale.

Al secondo posto (come nello scenario attuale e come anche in quello "di breve termine") la Provincia di Bologna, con circa 250 MW installati da FER, corrispondenti al 17% del totale regionale; al terzo posto, anche in questo scenario

resta la Provincia di Piacenza, che con circa 215 MW installati da FER, copre il 15% del totale regionale.

Come detto, al quarto posto si trova la Provincia di Parma (ben 193 MW –il 13% del totale regionale- da fonte rinnovabile, con una crescita estremamente marcata nel breve periodo, dovuta alle numerose installazioni eoliche che si suppone verranno realizzate), che “scavalca” la Provincia di Modena (che nello scenario attuale e in quello a breve termine era in quarta posizione regionale), caratterizzata da installazioni FER per circa 141 MW complessivi (il 10% del totale regionale).

Si evidenzia anche come, in questo Scenario, la Provincia di Rimini non risulti più trovarsi all’ultimo posto in Regione in termini di potenza elettrica installata da FER: grazie alle grandi installazioni eoliche che si suppongono realizzate entro il 2015, Rimini raggiunge i 71 MW installati da FER (il 5% del totale), scavalcando la Provincia di Reggio Emilia, che con 61 MW associati ad installazioni alimentate da fonti energetiche rinnovabili (il 4% del totale regionale) risulta quindi l’ultima Provincia della Regione per potenza connessa ad installazioni FER in questo “Scenario di medio termine”.

L’evoluzione nel tempo (rispetto allo “Scenario a breve termine” relativo al 2011-2012 e rispetto allo “Scenario attuale”, relativo al 2010) del peso percentuale delle Province emiliano-romagnole in termini di potenza installata da impianti FER rispetto al totale regionale, è riassunta nella Tabella seguente:

Variazione del peso percentuale sul totale delle Fonti Energetiche Rinnovabili "pure" in seguito ad applicazione "Scenario a medio termine" (2014-15) - potenza elettrica installata		
Provincia	Variazione percentuale rispetto "Scenario a breve termine" (2011-12)	Variazione percentuale rispetto a stato attuale (2010)
Bologna	0%	-2%
Ferrara	-2%	-1%
Forlì-Cesena	0%	1%
Modena	-5%	-4%
Parma	6%	6%
Piacenza	0%	-1%
Ravenna	1%	1%
Reggio Emilia	-2%	-2%
Rimini	1%	1%

2) POTENZA ELETTRICA “PROVINCIALE” INSTALLATA DA FER PER KM²

E' possibile andare a considerare anche la “valorizzazione” delle fonti energetiche rinnovabili sul territorio Provinciale, andando a stimare la potenza di generazione elettrica per km² derivante da fonti energetiche rinnovabili su ogni Provincia emiliano-romagnola al 2014-2015: tale analisi è riassunta nella Tabella seguente.

Potenza complessiva installata per km² da FER in esercizio per Provincia al 2014-2015			
Provincia	Potenza installata da FER (2010) [MW_e]	Estensione Provincia [km²]	Potenza da FER installata per km² [kW / km²]
Bologna	249,5	3703	67,4
Ferrara	85,5	2631	32,5
Forlì-Cesena	111	2377	46,7
Modena	140,5	2689	52,2
Parma	192,9	3449	55,9
Piacenza	214,8	2589	83
Ravenna	329	1858	177,1
Reggio Emilia	61	2293	26,6
Rimini	71	864	82,2
Totale Emilia Romagna	1455,2	22453	64,8

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata in Figura 22.28:

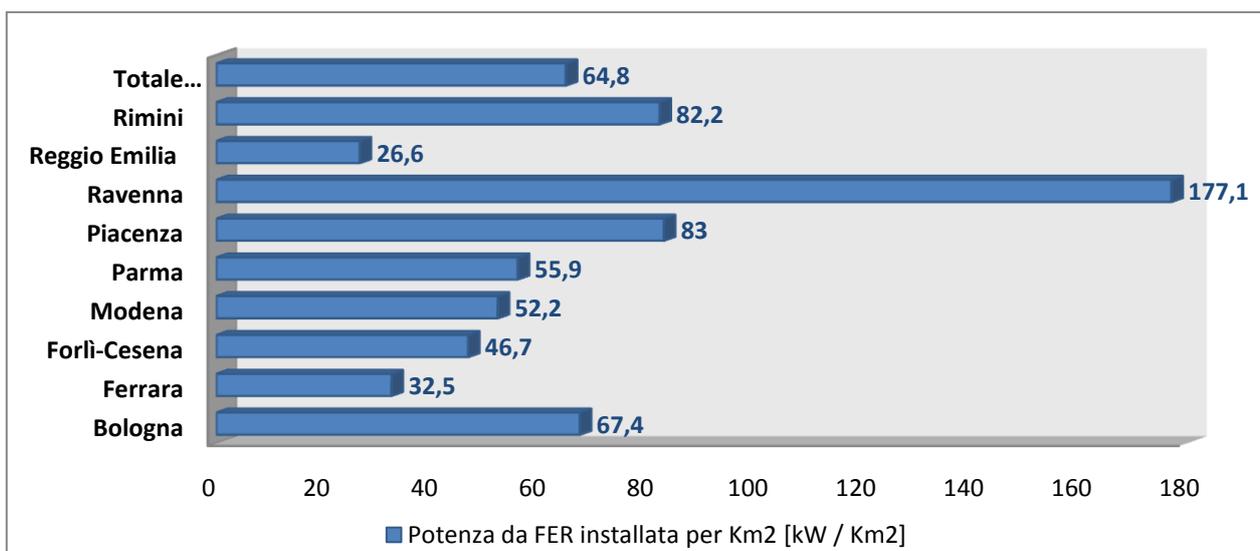


Figura 22.28: potenza elettrica stimata installata per km² da F.E.R. al 2015 in ogni Provincia emiliano-romagnola

Si evidenzia il fatto che la Provincia di Ravenna si conferma abbondantemente la prima della Regione Emilia Romagna anche in questo “Scenario di medio termine”, incrementando la potenza stimata per chilometro quadro addirittura del 74% rispetto al valore individuato nello “Scenario di breve termine” (177,1 kW/km² stimati nel 2015 a fronte di 101,7 kW/km² stimati nel 2012).

Sopra la media regionale (stimata pari a 64,8 kW/km², quindi anch'essa superiore all'obiettivo intermedio di 50 kW/km² da FER, definito dalla normativa “20-20-20”) risultano essere anche le Province di Piacenza (stimati 83 kW/km² in questo “Scenario di medio termine” a fronte dei 52,4 kW/km² definiti nello “Scenario di breve termine”), Rimini (che incrementa moltissimo la propria potenza specifica da FER in questo scenario, passando dai 31,2 kW/km² del 2012 agli 82,2 kW/km² stimati al 2015, con un incremento percentuale del 163%, il più rilevante di tutta la Regione, dovuto alle installazioni eoliche di grandi dimensioni che si suppongono realizzate sul territorio riminese in questo lasso di tempo) e Bologna (67,4 kW/km² stimati in questo “Scenario di medio termine” a fronte dei 40,8 kW/km² stimati nello “Scenario di breve termine”).

La Provincia di Parma lascia l'ultimo posto in classifica che aveva nello “Scenario di breve termine” (con 18,5 kW/km²) e, grazie al relevantissimo contributo (in termini di potenza elettrica incrementale) dei nuovi parchi eolici che si suppone vengano installati sul territorio provinciale in questo scenario previsionale diventa la quinta Provincia della Regione in questa particolare classifica, con quasi 56 kW/km² installati da FER.

All'ultimo posto scala quindi la Provincia di Reggio Emilia, che da 23,9 kW/km² installati da impianti a fonte energetica rinnovabile nel 2012, si stima incrementi tale potenza specifica a 26,6 kW/km² in questo “Scenario di medio termine”.

Si verifica quindi come la distribuzione sul territorio emiliano-romagnolo della potenza installata tramite impianti alimentati da FER si modifichi significativamente in seguito all'eventuale realizzazione di uno “Scenario di medio termine” di questo tipo.

22.14.2 - RIPARTIZIONE TERRITORIALE DELLA PRODUZIONE ELETTRICA LORDA DA FER

Dopo aver considerato la situazione del parco a fonti energetiche rinnovabili – stimato al 2014-2015 (“Scenario a Medio Termine”)- della Regione Emilia Romagna dal punto di vista del “peso percentuale” delle differenti FER (in termini di potenza elettrica installata e produzione elettrica lorda), si andrà ora a considerare il “peso percentuale” delle varie Province (considerandone i dati complessivi aggregati, relativi alle FER valutate nel loro complesso), dal punto di vista della produzione elettrica lorda stimata in questo “Scenario a Medio Termine”.

La produzione elettrica lorda, come definito in precedenza, è stata stimata sulla base di ipotesi relative al numero medio annuo di ore di funzionamento delle differenti tipologie di impianti alimentati a FER: tali valori –in termini di ore medie annue di funzionamento- sono stati stimati in base a considerazioni tratte dall’analisi dei dati storici ed “attuali” (2010).

Di seguito è sintetizzato il quadro relativo allo stato delle fonti energetiche rinnovabili sul territorio delle Province emiliano romagnole, in termini di produzione elettrica lorda (e percentuale sul totale regionale).

Stato riassuntivo (produzione elettrica lorda) delle FER nelle Province emiliano-romagnole - "Scenario Medio Termine" (2014-2015)		
Provincia	Produzione elettrica lorda stimata da FER (2011-12) [GWh]	Ripartizione percentuale stimata produzione elettrica lorda regionale da FER (%) - (2011-2012)
Bologna	571	12,60%
Ferrara	430	9,50%
Forlì-Cesena	273	6,00%
Modena	339	7,50%
Parma	454	10,00%
Piacenza	710	15,70%
Ravenna	1486	32,80%
Reggio Emilia	177	3,90%
Rimini	95	2,10%
Totale Emilia Romagna	4536	100%

Tale “ripartizione territoriale” relativa alla produzione elettrica lorda stimata da FER “pure” (escludendo quindi l’impianto di solo pompaggio) in Emilia Romagna al 2014-2015 (“Scenario di Medio Termine”) è ulteriormente esplicitata in Figura 22.29.

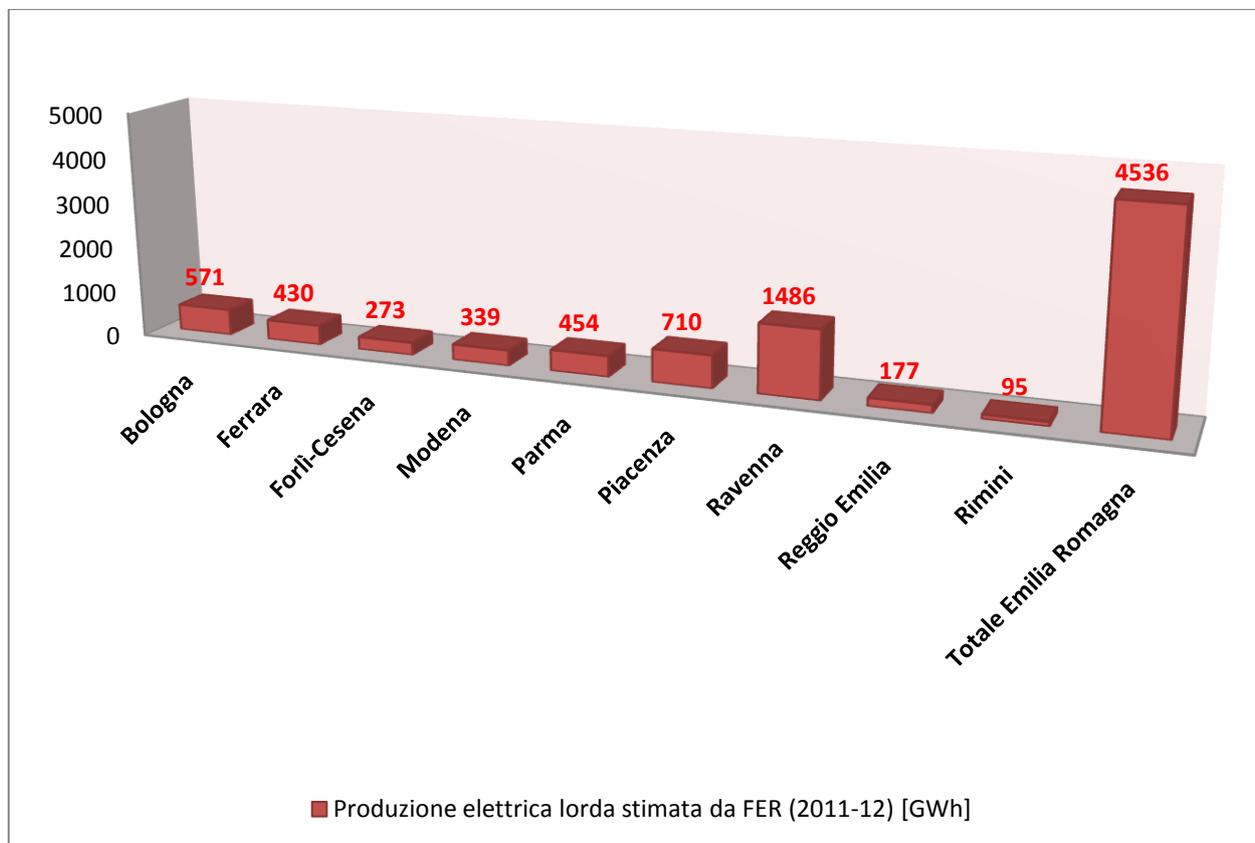


Figura 22.29: produzione elettrica lorda stimata da F.E.R. al 2015 in ogni Provincia emiliano-romagnola

Si evidenzia quindi il ruolo leader in Regione della Provincia di Ravenna, in termini di produzione elettrica lorda da FER, esattamente come nello “Scenario attuale” e nello “Scenario di Breve Termine”: Ravenna è ancora una volta l’unica Provincia, in questa stima, a superare –da sola- i 1000 GWh prodotti da FER sul proprio territorio. Da sottolineare la grandissima crescita in termini di produzione elettrica, legata alla realizzazione e all’entrata in esercizio di nuovi impianti a biomasse (oltre che all’ipotesi di considerarne un numero medio annuo di ore di funzionamento pari a 6000 h/anno, superiore a quello medio attuale).

Al secondo posto si conferma la Provincia di Piacenza, la cui produzione elettrica lorda da FER stimata al 2015 si stima possa crescere di quasi 100 GWh rispetto alla produzione elettrica da FER stimata al 2012.

Le Province caratterizzate dalla minore produzione elettrica continuano ad essere quella di Reggio Emilia (che cresce poco dal 2012 al 2015, appena 30 GWh circa) e quella di Rimini (che incrementa la propria produzione di circa 60 GWh).

E' possibile andare a stimare come si evolve la situazione della produzione elettrica lorda da FER sul territorio di ciascuna Provincia della Regione, considerando il peso percentuale di queste stesse Province (in termini di produzione elettrica lorda associata a impianti a fonti energetiche rinnovabili rispetto al totale regionale) stimato al 2014-2015, rispetto al peso percentuale attuale.

La ripartizione percentuale stimata per Provincia secondo lo "Scenario di Medio Termine" è definita in Figura 22.30:

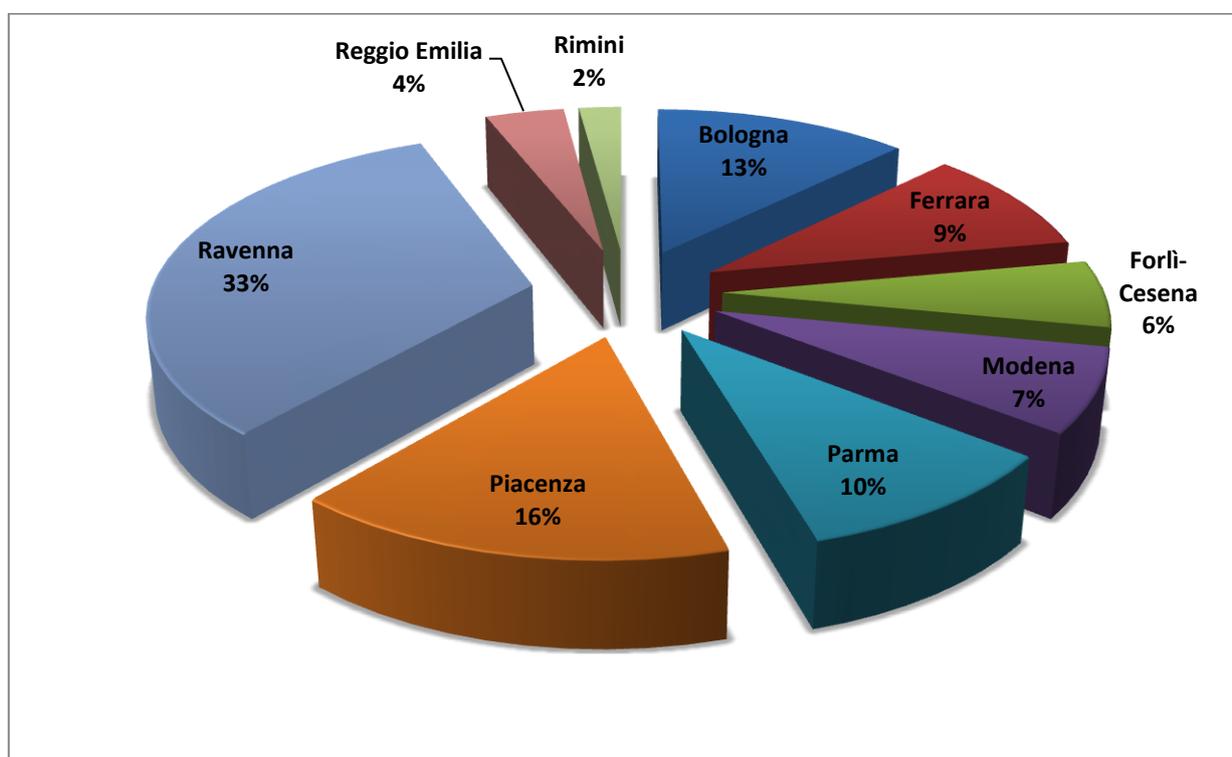


Figura 22.30: ripartizione percentuale tra le Province della produzione elettrica lorda stimata da impianti F.E.R. al 2015 in Emilia Romagna

I 1486 GWh stimati prodotti al 2015 sul territorio della Provincia di Ravenna corrispondono al 33% stimato del totale regionale prodotto da FER: il peso percentuale della Provincia risulta quindi in crescita rispetto allo "Scenario a Breve Termine" (2012), quando era pari al 31% del totale, e rispetto allo "Scenario attuale" (2010), quando era pari al 28% del totale.

Al secondo posto ancora la Provincia di Piacenza, che produce il 16% (710 GWh) dell'energia elettrica complessivamente prodotta in Regione da FER, con un peso percentuale in calo del 3% rispetto a quello definito nello "Scenario a Breve Termine" (2012, pari al 19%) e del 9% rispetto a quello definito nello "Scenario attuale" (2010, pari al 25% del totale regionale).

La Provincia di Bologna, al terzo posto, produce il 13% (571 GWh) dell'energia elettrica complessivamente prodotta in Emilia Romagna da FER, con una crescita percentuale dell'1% rispetto allo "Scenario a Breve Termine" (2012) e del 2% rispetto allo "Scenario Attuale" (2010).

In significativa crescita (grazie all'ipotesi di realizzazione completa delle installazioni eoliche attualmente in fase di valutazione) anche la produzione elettrica nella Provincia di Parma, che si stima nel 2015 essere pari a 454 GWh, il 10% del totale regionale, con un incremento del 4% rispetto allo "Scenario a Breve Termine" e allo "Scenario Attuale".

Le Province di Forlì-Cesena (273 GWh, sempre il 6% circa del totale) e Reggio Emilia (177 GWh prodotti da FER, il 4% circa del totale) mantengono il loro peso percentuale inalterato rispetto allo "Scenario di Breve Termine" (2012), seppur la Provincia di Reggio risulti vedere il proprio peso percentuale ridursi dell'1% rispetto allo "Scenario Attuale".

Risulta in calo la Provincia di Ferrara (430 GWh, il 9% del totale, -2% rispetto al 2012 e -1% rispetto al 2010), come anche la Provincia di Modena, che passa dal 10% del totale nel 2012 all'attuale 7%, con un calo complessivo dell'1% rispetto allo "Scenario attuale".

La Provincia di Rimini si conferma anche in questo Scenario il "distretto" caratterizzato dalla minor produzione elettrica da FER di tutta la Regione: con 95 GWh stimati prodotti al 2015, contribuisce per il 2% al totale regionale di produzione elettrica, con un incremento dell'1% rispetto al 2012 e al 2010.

L'evoluzione della produzione elettrica lorda da FER nelle varie Province è riassunta nella Tabella seguente:

Variazione del peso percentuale provinciale sul totale regionale della produzione elettrica lorda da FER, in seguito ad applicazione "Scenario a Medio Termine" (2014-15)		
Provincia	Variazione percentuale stimata da 2012 a 2015	Variazione percentuale stimata da 2010 a 2015
Bologna	1%	2%
Ferrara	-2%	-1%
Forlì-Cesena	0%	0%
Modena	-3%	-1%
Parma	4%	4%
Piacenza	-3%	-9%
Ravenna	2%	5%
Reggio Emilia	0%	-1%
Rimini	1%	1%

22.15 - LA “QUOTA RINNOVABILE” DELLE PROVINCE EMILIANO ROMAGNOLE STIMATA AL 2015

Finora, all'interno di questo “Scenario di Medio Termine”, si è considerato “l'importanza” di ogni Provincia emiliano romagnola in termini di potenza elettrica e produzione elettrica lorda da fonte energetica rinnovabile, definendone il “peso” rispetto al rispettivo totale regionale.

Per capire però quale sia la reale incidenza delle fonti energetiche rinnovabili sul territorio di ogni Provincia, bisogna andare a considerare il parametro precedentemente definito come “Peso percentuale FER su CIL Provinciale”: ciò significa andare a considerare quanto la produzione elettrica lorda da fonte energetica rinnovabile ha inciso sul bilancio elettrico provinciale, in particolare quale quota del “Consumo Interno Lordo” di energia elettrica risulta avere coperto.

I dati di produzione, come sottolineato in precedenza, sono stati stimati sulla base di valutazioni relative alle ore medie di funzionamento considerate per i differenti impianti FER, mentre i CIL di ogni Provincia si assumono uguali a quelli relativi al 2010 pubblicati da Terna (vedi “Dati statistici sull'Energia Elettrica in Italia – 2009”), ipotizzando quindi uno scenario “business as usual”, che però determina certamente una sottostima dei reali consumi al 2015.

Tale peso percentuale, relativo ad ogni Provincia del territorio, è riportato nella Tabella seguente:

Stato riassuntivo (potenza installata e produzione elettrica) delle FER nelle Province emiliano-romagnole (2010)			
Provincia	Produzione elettrica lorda stimata da FER (2009) [GWh]	Consumi elettrici interni lordi stimati per Provincia (2014-15) [GWh]	Peso percentuale FER su CIL provinciale
Bologna	571	5025	11,36%
Ferrara	430	2254	19,10%
Forlì-Cesena	273	1843	14,81%
Modena	339	4294	7,90%
Parma	454	3125	14,53%
Piacenza	710	1533	46,31%
Ravenna	1486	2816	52,77%
Reggio Emilia	177	3101	5,71%
Rimini	95	1592	5,97%
Totale Emilia Romagna	4536	27674	16,39%

E' stato possibile esplicitate ulteriormente il peso percentuale delle differenti FER sul CIL provinciale, in Figura 22.31:

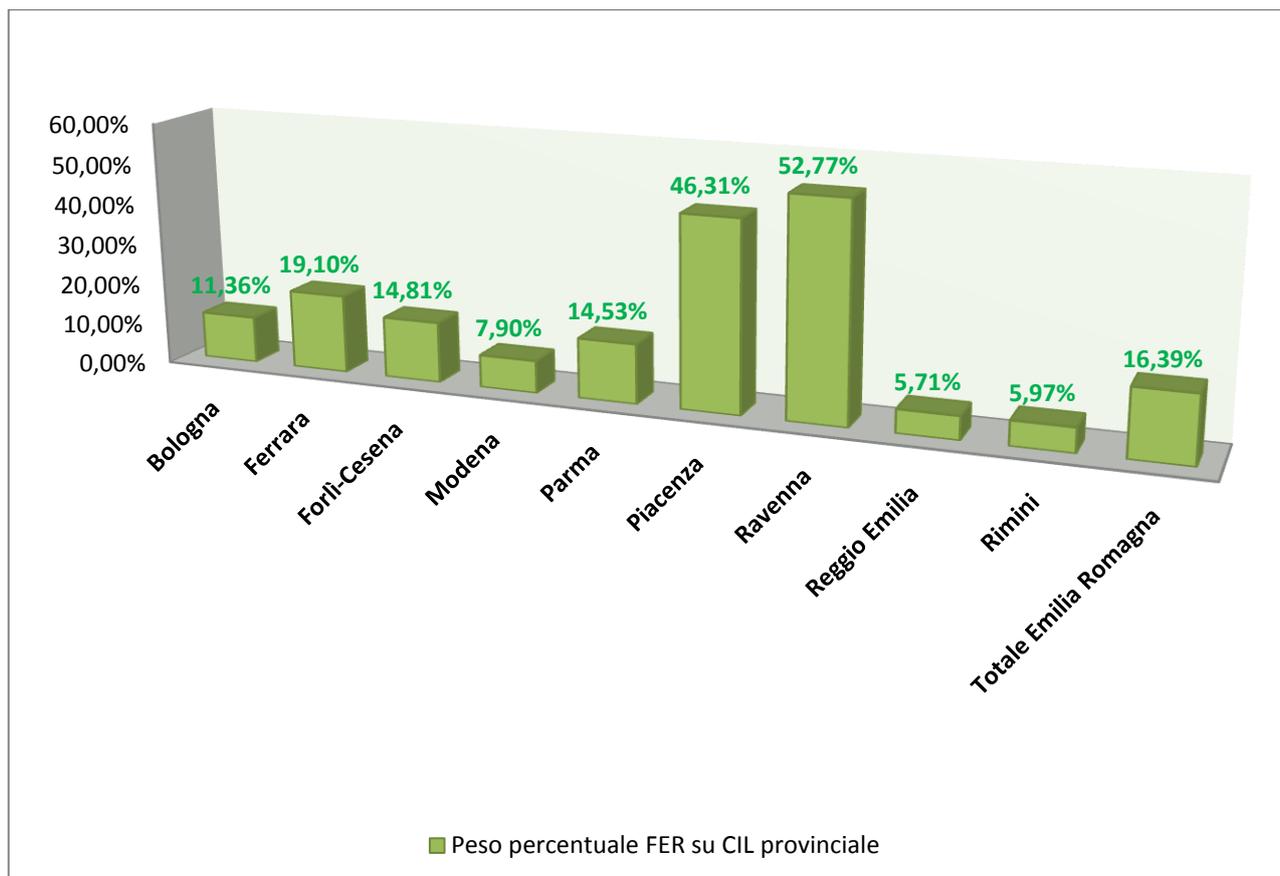


Figura 22.31: “quota rinnovabile” (produzione da F.E.R. su C.I.L. provinciale) stimata al 2015 per le Province dell’Emilia Romagna

Anche in questo “Scenario di Medio Termine” la “classifica” stimata delle Province più rinnovabili della Regione da indicazioni significativamente differenti rispetto a quelle derivanti dalla semplice considerazione della potenza elettrica installata da FER sul territorio provinciale o della produzione elettrica lorda da impianti a fonte rinnovabile.

In questo Scenario al 2015, la Provincia di Ravenna scavalca quella di Piacenza dal punto di vista dell’incidenza delle FER sul CIL: con 1486 GWh prodotti da fonte rinnovabile, il peso sul bilancio elettrico provinciale arriva al 53% circa, con un incremento pari a quasi il 17% rispetto allo “Scenario a Breve Termine”.

La Provincia di Piacenza scende al secondo posto di questa classifica, con un’incidenza delle FER sui consumi provinciali pari al 46% circa (+6% rispetto allo “Scenario a Breve Termine”).

Al terzo posto, ancora la Provincia di Ferrara, dove, con 430 GWh prodotti da FER, le rinnovabili incidono per quasi il 20% sul bilancio elettrico provinciale.

Altre modificazioni alla “Classifica di rinnovabilità” sono date dal fatto che in questo Scenario al 2015 la Provincia di Rimini non risulta essere la meno rinnovabile della Regione, perché con un’incidenza della produzione elettrica da FER sul bilancio elettrico provinciale pari a quasi il 6%, supera la Provincia di Reggio Emilia (dove i 177 GWh stimati prodotti da FER al 2015 dovrebbero incidere per il 5,7% dei consumi elettrici provinciali).

Si segnala anche un grosso balzo in avanti della Provincia di Parma, dove (in seguito alla realizzazione delle nuove installazioni attualmente in fase di valutazione, tra cui alcuni grandi parchi eolici), la produzione elettrica da FER dovrebbe crescere fino ad incidere per il 14,5% sui consumi elettrici provinciali, superando così la Provincia di Bologna e quella di Modena.

La “classifica” è riassunta di seguito, indicando anche la variazione –Provincia per Provincia- di posizione in classifica e di incidenza percentuale delle FER sul bilancio elettrico provinciale rispetto allo “Scenario a Medio Termine” (2012).

Classifica Province "più rinnovabili" Regione Emilia Romagna (stima 2014-15)		
1	Ravenna (+1)	52,77% (+16,4%)
2	Piacenza (-1)	46,31% (+ 5,73%)
3	Ferrara (-)	19,1% (+3,3%)
4	Forlì-Cesena (-)	14,81% (+4,34%)
5	Parma (+2)	14,53% (+7,73%)
6	Bologna (-1)	11,36% (+3,44%)
7	Modena (-1)	7,90% (+0,45%)
8	Rimini (+1)	5,97% (+3,81%)
9	Reggio Emilia (-1)	5,71% (+1,09%)

22.16 - CLASSIFICA GLOBALE DI RINNOVABILITA' DELLE PROVINCE EMILIANO-ROMAGNOLE STIMATA AL 2015

Dopo aver stimato al 2014-15 la potenza elettrica complessivamente installata da FER sul territorio di ogni Provincia emiliano romagnola, nonché la potenza elettrica da FER installata per km² e la produzione elettrica lorda, è ora possibile andare a considerare la "classifica di rinnovabilità" di tali Province, confrontandola con le stesse classifiche, relative allo stato attuale e allo "Scenario a breve termine", definite nei due Capitoli precedenti.

La classifica globale di rinnovabilità delle Province, relativa alla potenza elettrica installata in questo "Scenario di medio termine" al 2014-2015, è riportata nella Tabella seguente: è indicata la posizione di ogni Provincia a seconda del parametro preso in considerazione e, tra parentesi, il "salto" di classifica fatto rispetto allo "Scenario di breve termine" e rispetto alla situazione attuale: si evidenzia il rilevante salto positivo delle Province di Parma e Piacenza, a fronte di un arretramento della Provincia di Modena.

"Classifica globale di rinnovabilità" (per potenza installata) delle Province emiliano-romagnole - "Scenario di medio termine" (2014-15)						
Provincia	Potenza installata da FER [MW _e] - piazzamento Provincia			Potenza da FER installata per Km ² [kW / Km ²] - piazzamento Provincia		
	Piazzamento "Scenario di medio termine" (2014-2015)	Confronto con piazzamento "Scenario di breve termine" (2011-2012)	Confronto con piazzamento "Scenario attuale" (2010)	Piazzamento "Scenario di medio termine" (2014-2015)	Confronto con piazzamento "Scenario di breve termine" (2011-2012)	Confronto con piazzamento "Scenario attuale" (2010)
Bologna	2	2 (-)	2 (-)	4	4 (-)	4 (-)
Ferrara	7	6 (-1)	6 (-1)	8	7 (-1)	7 (-1)
Forlì-Cesena	6	5 (-1)	5 (-1)	7	6 (-1)	5 (-2)
Modena	5	4 (-1)	4 (-1)	6	2 (-4)	3 (-3)
Parma	4	7 (+3)	7 (+3)	5	9 (+4)	9 (+4)
Piacenza	3	3 (-)	3 (-)	2	3 (+1)	2 (-)
Ravenna	1	1 (-)	1 (-)	1	1 (-)	1 (-)
Reggio Emilia	9	8 (-1)	8 (-1)	9	8 (-1)	8 (-1)
Rimini	8	9 (+1)	9 (+1)	3	5 (+2)	6 (+3)

La classifica globale di rinnovabilità delle Province, relativa invece alla produzione elettrica da FER in questo “Scenario di medio termine” al 2014-2015, è riportata nella Tabella seguente: è indicata la posizione di ogni Provincia a seconda del parametro preso in considerazione e, tra parentesi, il “salto” di classifica fatto rispetto allo “Scenario di breve termine” e rispetto alla situazione attuale: si evidenzia il rilevante salto positivo della Provincia di Parma, e soprattutto quello della Provincia di Ravenna, che diventa così la prima Provincia della Regione anche dal punto di vista dell’indice di rinnovabilità.

La Provincia di Reggio Emilia “peggiora” la sua situazione, risultando quella con il minor indice di rinnovabilità in questo “Scenario di Medio Termine”, e risultando nel complesso la Provincia meno “rinnovabile” della Regione assieme a quella di Rimini.

"Classifica globale di rinnovabilità" (per produzione) delle Province emiliano-romagnole - "Scenario di medio termine" (2014-15)						
Provincia	Produzione elettrica lorda da FER [GWh] - piazzamento Provincia			"Indice Provinciale di rinnovabilità" (incidenza produzione elettrica da FER su CIL) - piazzamento Provincia		
	Piazzamento "Scenario di medio termine" (2014-2015)	Confronto con piazzamento "Scenario di breve termine" (2011-2012)	Confronto con piazzamento "Scenario attuale" (2010)	Piazzamento "Scenario di medio termine" (2014-2015)	Confronto con piazzamento "Scenario di breve termine" (2011-2012)	Confronto con piazzamento "Scenario attuale" (2010)
Bologna	3	3 (-)	3 (-)	6	5 (-1)	5 (-1)
Ferrara	5	4 (-1)	4 (-1)	3	3 (-)	3 (-)
Forlì-Cesena	7	7 (-)	7 (-)	4	4 (-)	4 (-)
Modena	6	5 (-1)	5 (-1)	7	6 (-1)	7 (-)
Parma	4	6 (+2)	6 (+2)	5	7 (+2)	6 (+1)
Piacenza	2	2 (-)	2 (-)	2	1 (-1)	1 (-1)
Ravenna	1	1 (-)	1 (-)	1	2 (+1)	2 (+1)
Reggio Emilia	8	8 (-)	8 (-)	9	8 (-1)	8 (-1)
Rimini	9	9 (-)	9 (-)	8	9 (+1)	9 (+1)

Si possono sintetizzare questi dati considerando solo i “piazzeamenti” stimati nello Scenario al 2015, così da poter confrontare in maniera più immediata lo stato delle differenti Province emiliano-romagnole, sempre facendo riferimento ai parametri presi in considerazione precedentemente: potenza elettrica installata da FER, potenza elettrica installata da FER per km², produzione elettrica lorda da FER e “indice di rinnovabilità” (incidenza della produzione da FER sul CIL provinciale).

Sintesi "Classifica globale di rinnovabilità" delle Province emiliano-romagnole - "Scenario a medio termine" (2014-15)				
Provincia	Potenza installata da FER [MW_e] - piazzamento Provincia	Potenza da FER installata per km² [kW / km²] - piazzamento Provincia	Produzione elettrica lorda stimata [GWh] - piazzamento Provincia	"Indice Provinciale di rinnovabilità" (incidenza produzione elettrica da FER su CIL) - piazzamento Provincia
Bologna	2	4	3	6
Ferrara	7	8	5	3
Forlì-Cesena	6	7	7	4
Modena	5	6	6	7
Parma	4	5	4	5
Piacenza	3	2	2	2
Ravenna	1	1	1	1
Reggio Emilia	9	9	8	9
Rimini	8	3	9	8

Si esplicita in maniera ancora più palese come la Provincia di Ravenna sia la “Provincia Rinnovabile” per definizione, nella Regione Emilia Romagna, in questo “Scenario di Medio Termine”, seguita dalla Provincia di Piacenza.

La Provincia di Reggio Emilia diventa invece la Provincia “meno rinnovabile” della Regione, insieme alla Provincia di Rimini, che però “migliora” la sua posizione rispetto allo “Scenario a breve termine” e allo “Scenario a medio termine”, sia dal punto di vista della potenza installata da FER, che della produzione elettrica stimata.

22.17 - EVOLUZIONE TEMPORALE AL 2015 DEL “PARCO RINNOVABILE” EMILIANO - ROMAGNOLO: CONFRONTO CON DATI STORICI

Dopo aver valutato la stima al 2014-2015 (“Scenario a medio termine”) del parco complessivo “rinnovabile” emiliano-romagnolo (cioè l’insieme degli impianti a fonti energetiche rinnovabili installati sul territorio della Regione), è interessante ora andare a considerarne l’evoluzione temporale, dal 2000 in poi (tenendo conto del fatto che quelle dal 2010 in poi sono ovviamente delle stime).

Tale analisi sarà condotta dal punto di vista della potenza elettrica installata (come detto, la produzione elettrica lorda non è stata stimata, non essendo completi i dati a disposizione), considerando per lo “Scenario a breve termine” le stime effettuate in precedenza, per lo stato attuale i dati ricavati all’interno di questa tesi, mentre per i dati “storici” si farà riferimento al precedente “Piano Energetico Regionale” (2007), al successivo “Stato di attuazione e prospettive del P.E.R.” (2009), nonché alle pubblicazioni di GSE (“Bilanci elettrici nazionali”) e Terna (“Dati statistici sull’energia elettrica in Italia”).

L’evoluzione dello stato complessivo del parco elettrico rinnovabile emiliano romagnolo dal 2000 al 2015, risulta essere riassunta all’interno della Tabella seguente:

Evoluzione temporale stimata "parco elettrico rinnovabile" Regione Emilia Romagna (2000-2015)		
Anno	Numero complessivo impianti FER	Potenza elettrica complessivamente installata da FER [MW]
2000	103	371
2004	323	482,7
2007	1043	505,4
2010	9577	788,5
2011-12 (stima)	9804 *	887
2014-15 (stima)	> 10000*	1455,2
* : si sottolinea come, in queste stime, i dati degli impianti fotovoltaici comunali siano solo parziali		

1) EVOLUZIONE TEMPORALE DEL NUMERO DI IMPIANTI A FER

L'evoluzione nel tempo del numero di impianti a fonte energetica rinnovabile "puri" (ossia considerando nel novero le biomasse assimilate ma non gli impianti idrici di puro pompaggio), disaggregati anche per fonte energetica, è riportata nella Tabella seguente:

Evoluzione temporale stimata numero di impianti FER Regione Emilia Romagna (2000-2015)					
Anno	Impianti biocombustibili	Impianti eolici	Impianti fotovoltaici	Impianti idrici "rinnovabili"	Totale Emilia Romagna
2000	26	1	15	61	103
2004	39	2	220	62	323
2007	46	2	1229	62	1339
2010	58	3	9442	74	9577
2011-12 (stima)	88	12	9626	78	9804
2014-15 (stima)	121	25	>10000	86	10232

Tale analisi è stata ulteriormente esplicitata in Figura 22.32:

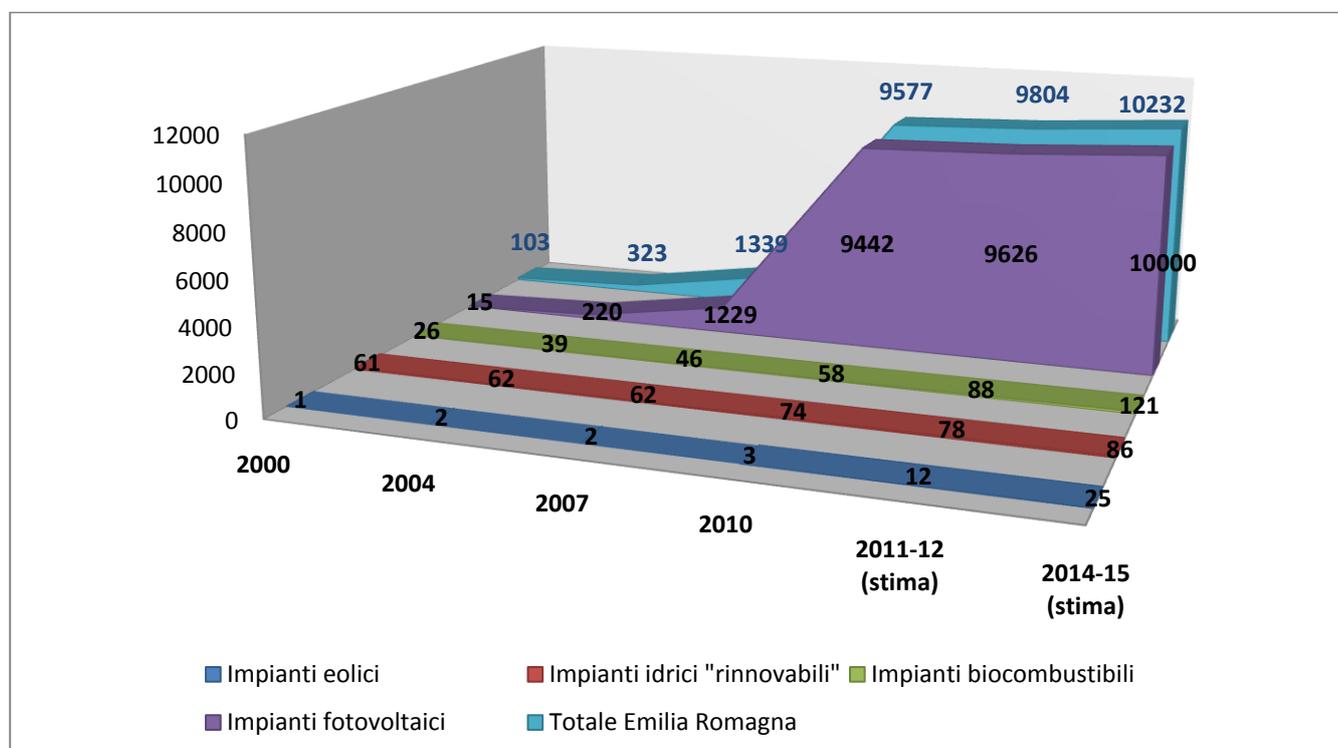


Figura 22.32: evoluzione temporale stimata del numero di impianti F.E.R. (ripartiti per fonte) installati in Emilia Romagna nel periodo 2000-2015

Il dato forse meno attendibile è ancora una volta quello relativo agli impianti fotovoltaici, poiché, come sottolineato in precedenza, nel totale non è compreso il numero complessivo delle installazioni fotovoltaiche comunali: in particolare, tali installazioni (autorizzate dai singoli Comuni) sono note solo relativamente a quei Comuni che hanno risposto alla richiesta di informazioni al riguardo.

La stima realizzata sugli impianti eolici tiene conto di quelle che sono, complessivamente, le installazioni attualmente in fase di valutazione: nello "Scenario a medio termine" di realizzazione al 100%, si ipotizza che tutte queste installazioni entrino a fare parte del parco elettrico da FER emiliano romagnolo, anche se tale ipotesi –come sottolineato in precedenza- risulta decisamente molto ottimistica.

La crescita numerica delle installazioni alimentate dalle altre FER risulta in linea con i rispettivi trend storici, già analizzati nei Capitoli dedicati alle singole FER.

2) EVOLUZIONE TEMPORALE DELLA POTENZA ELETTRICA INSTALLATA DA IMPIANTI A FER

Più interessante può essere considerare ora l'evoluzione nel tempo (2000-2015) della potenza elettrica complessivamente installata da impianti a fonte energetica rinnovabile "puri" (ciò significa considerare nel novero le biomasse assimilate, ma non gli impianti idrici di puro pompaggio).

Tale analisi, ottenuta disaggregando i dati anche sulla base della differente fonte energetica, è riportata nella Tabella seguente:

Evoluzione temporale potenza elettrica installata da impianti FER Regione Emilia Romagna (2000-2015)					
Anno	Impianti biocombustibili [MW]	Impianti eolici [MW]	Impianti fotovoltaici [MW]	Impianti idrici "rinnovabili" [MW]	Totale Emilia Romagna [MW]
2000	89	3,5	0,2	278,4	371
2004	190,4	3,5	1,8	287	482,7
2007	204,4	3,5	8,5	290,3	505,4
2010	334,3	16,3	141,41	296,5	788,5
2011-12 (stima)	383,1	25,2	181	297,5	887
2014-15 (stima)	475	333	340	307,2	1455,2

Questa evoluzione è stata ulteriormente esplicitata riportando questi dati in Figura 22.33.

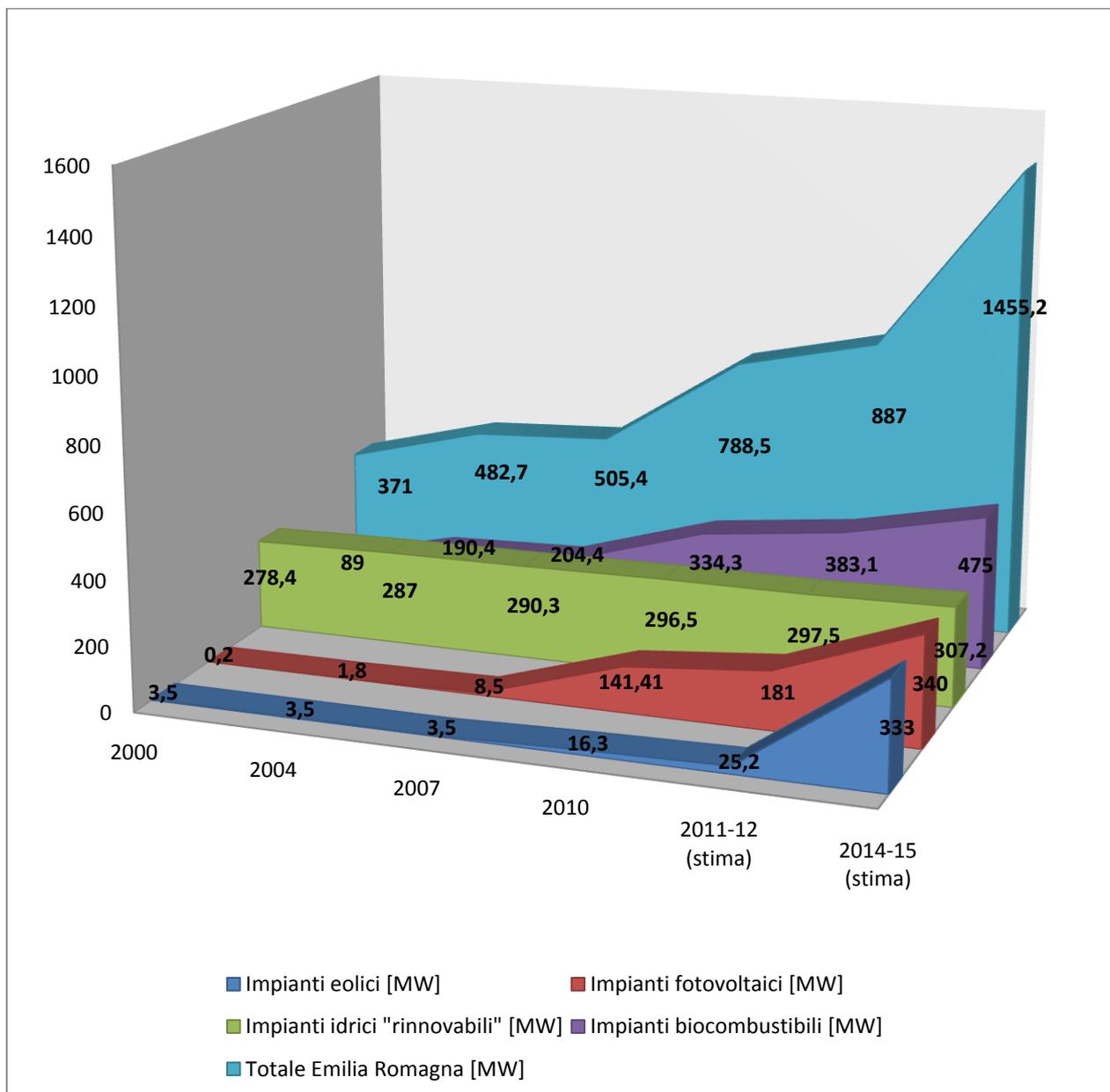


Figura 22.33: evoluzione temporale stimata della potenza elettrica associata a impianti F.E.R. (ripartiti per fonte) installati in Emilia Romagna nel periodo 2000-2015

La potenza da impianti eolici, in questo Scenario, si stima che tra il 2012 e il 2015 si incrementi del 1220%, a fronte del precedente incremento del 54,6% tra 2010 e 2012: è "l'ipotesi di realizzazione al 100%" del parco eolico attualmente in fase di valutazione, ipotesi che, come sottolineato in precedenza, risulta probabilmente eccessiva ma consente di stimare degli obiettivi realistici al 2015 per la tecnologia.

La potenza stimata associata agli impianti fotovoltaici risulta incrementarsi tra 2012 e 2015 dell'87,4%, a fronte del precedente incremento del 28,4% tra 2010 e 2012; la stima tiene conto dell'autorizzazione e della realizzazione di alcuni grandi parchi fotovoltaici, ma non considera l'intero quadro del "fotovoltaico comunale" (gli impianti fotovoltaici di ridotte dimensioni autorizzati direttamente dai singoli Comuni).

La potenza dovuta a impianti alimentati a biocombustibili (convenzionali e assimilati), in questo Scenario, risulta incrementarsi tra 2012 e 2015 del 24%, a fronte del precedente incremento del 14,6% tra 2010 e 2012: è una crescita costante e "omogenea" nel tempo, sintomatica di un mercato stabile che ha raggiunto condizioni di maturità economica e tecnologica.

La potenza da impianti idroelettrici rinnovabili, in questo Scenario, si stima che possa incrementarsi tra 2012 e 2015 del 3,26%, a fronte del precedente incremento dello 0,34% tra 2010 e 2015: segno di un "mercato" e di una fonte energetica che ha ormai raggiunto le sue condizioni di saturazione, legate a limiti ambientali, orografici e di disponibilità territoriali.

La potenza complessivamente installata da FER sul territorio emiliano romagnolo si stima che si incrementi del 64% tra 2012 e 2015, a fronte di un incremento del 14,5% tra 2010 e 2012: una stima forse "eccessiva", legata al fatto di avere considerato lo "Scenario di medio termine – realizzazione al 100%", ipotizzando che ad entrare in esercizio siano tutti gli impianti attualmente in fase di valutazione: realisticamente, questa è un'ipotesi che potrà verificarsi per tutte le fonti energetiche rinnovabili prese in considerazione, meno che per la fonte eolica, per la quale saranno probabilmente molti i procedimenti di valutazione di impatto ambientale dall'esito negativo.

E' possibile andare ad estrapolare anche il trend di crescita dal 2007 (il periodo più significativo è infatti da quest'anno in poi, i dati relativi al periodo 2000-2007, facendo riferimento a tecnologie ancora acerbe, possono risultare fuorvianti) per le differenti fonti energetiche rinnovabili e per la potenza complessiva da FER in Emilia Romagna: tale analisi è esplicitata in Figura 22.34.

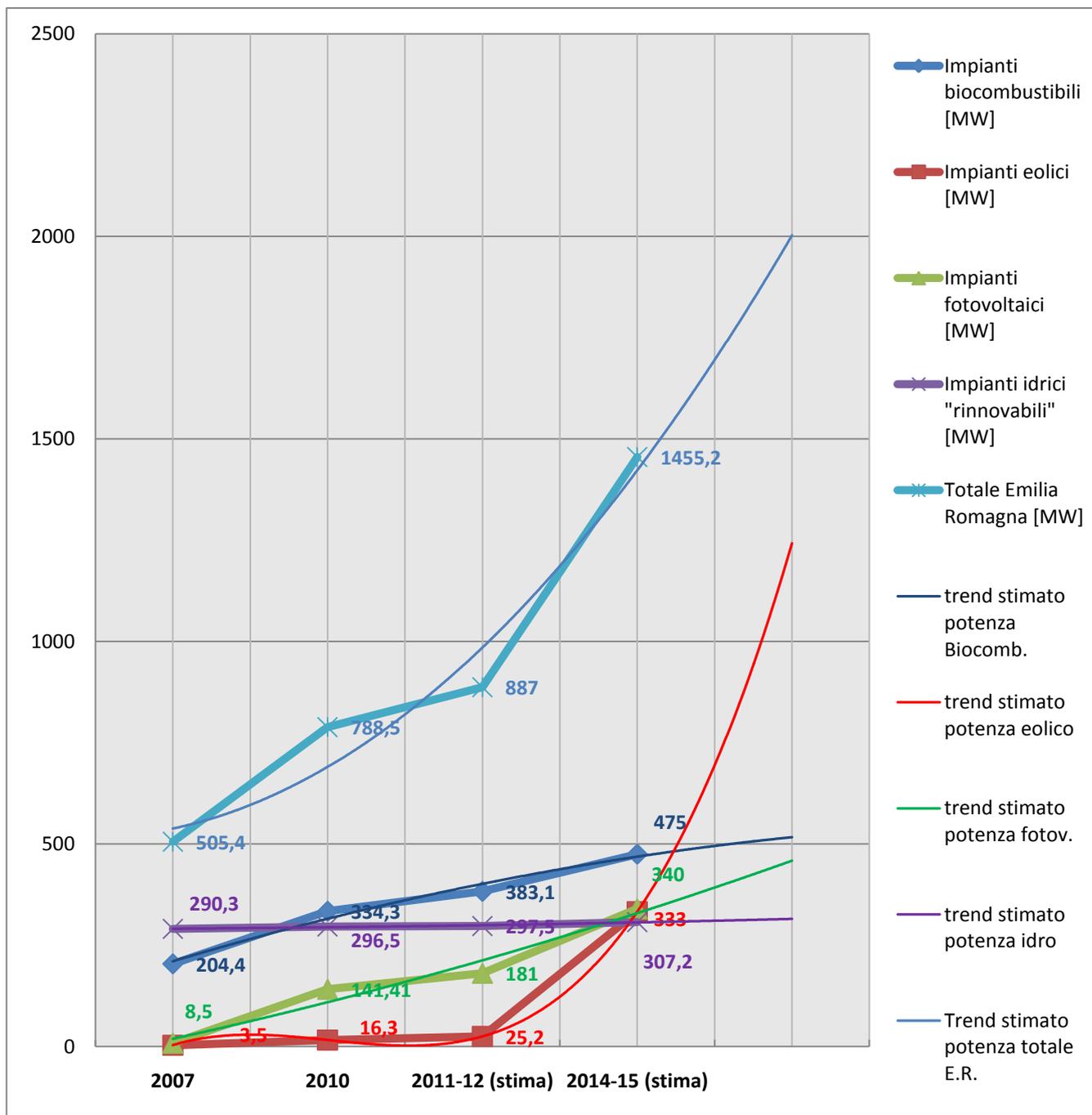


Figura 22.34: trend di crescita stimati (per il periodo 2007-2015) relativi alla potenza elettrica associata a impianti F.E.R. installati in Emilia Romagna

3) EVOLUZIONE TEMPORALE DELLA PRODUZIONE ELETTRICA LORDA DA IMPIANTI A FER

L'evoluzione nel tempo (2000-2015) della produzione elettrica da impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili "pure" (ossia considerando nel novero le biomasse assimilate ma non gli impianti idrici di puro pompaggio), disaggregata anche per fonte energetica, è riportata nella Tabella seguente:

Evoluzione temporale produzione elettrica stimata da impianti FER Regione Emilia Romagna (2000-2015)					
Anno	Impianti biocombustibili [GWh]	Impianti eolici [GWh]	Impianti fotovoltaici [GWh]	Impianti idrici "rinnovabili" [GWh]	Totale Emilia Romagna [GWh]
2000	336,5	3	0,14	913	1252,7
2004	797	3	1,6	1033	1834,6
2007	936	3,6	3,8	750,9	1694,3
2010	1300	20,6	83,6	1067,8	2472
2011-12 (stima)	2023	42,4	163	1074	3303
2014-15 (stima)	2570	560	301	1105	4536

Tale evoluzione è stata ulteriormente esplicitata riportando i dati in Figura 22.35.

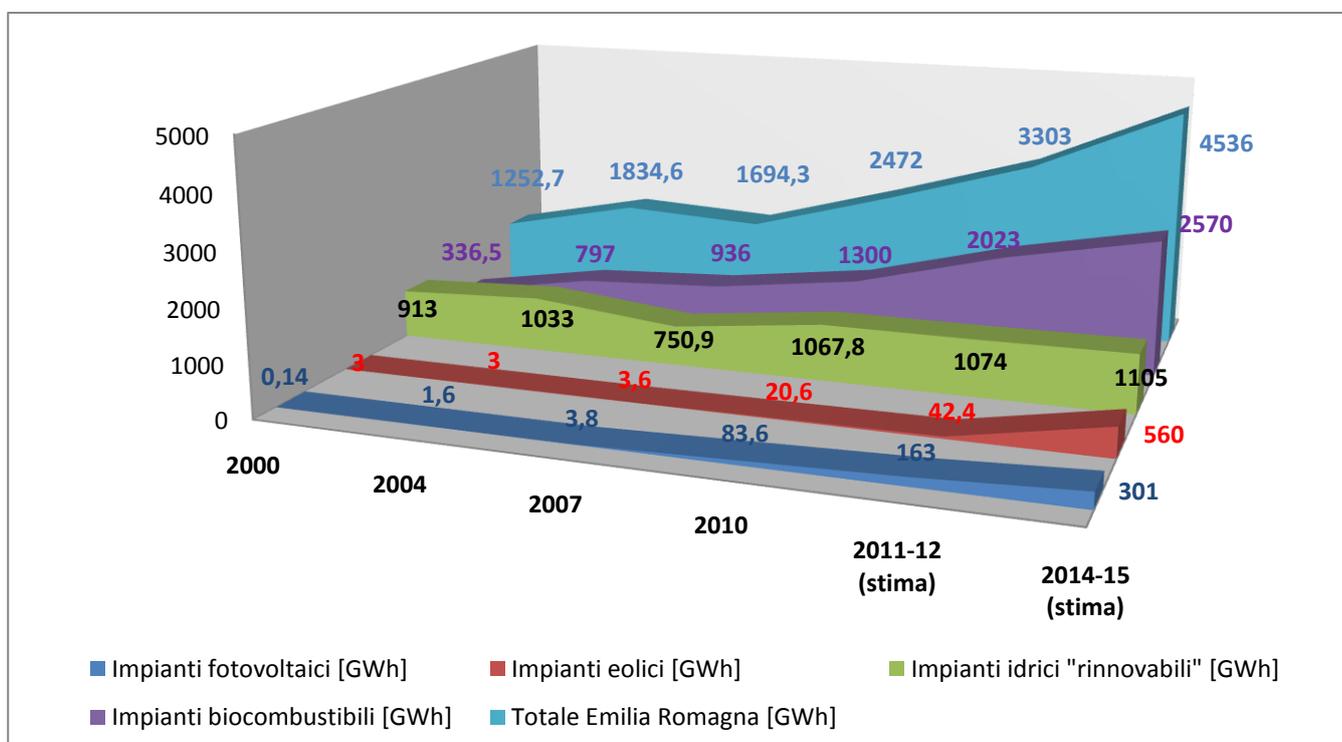


Figura 22.35: evoluzione temporale stimata della produzione elettrica associata a impianti F.E.R. (ripartiti per fonte) in Emilia Romagna nel periodo 2000-2015

La produzione stimata da impianti eolici, in questo Scenario, risulta incrementarsi tra 2012 e 2015 addirittura del 1220%, a fronte del precedente incremento del 106% tra 2010 e 2012: ciò si giustifica con l'ipotesi di "realizzazione al 100%", ossia di considerare in esercizio tutte le installazioni attualmente in fase di valutazione.

La produzione stimata dovuta agli impianti fotovoltaici risulta incrementarsi tra 2012 e 2015 dell'85%, a fronte del precedente incremento del 95% tra 2010 e 2012, segno di una crescita costante nel tempo, omogenea ma non "esponenziale", tipica di un mercato che sta progressivamente raggiungendo la sua maturità anche da questo punto di vista.

La produzione dovuta a impianti alimentati a biocombustibili (convenzionali e assimilati), in questo Scenario, risulta incrementarsi tra 2012 e 2015 del 23%, a fronte del precedente incremento del 55% tra 2010 e 2012: anche in questo caso si ha a che fare con una crescita piuttosto costante nel tempo, che definisce i trend di sviluppo della tecnologia.

La produzione connessa a impianti idroelettrici rinnovabili, in questo Scenario, risulta incrementarsi tra 2012 e 2015 del 2,9%, a fronte del precedente incremento dello 0,6% tra 2010 e 2012: bisogna però considerare come, nel caso della tecnologia idroelettrica, ad incidere sulla produzione siano, in misura assai significativa, condizioni climatiche e orografiche non prevedibili.

La produzione elettrica complessivamente associata a impianti FER sul territorio emiliano romagnolo si stima che si incrementi del 37,4% tra 2012 e 2015, a fronte di un incremento del 33,6% tra 2010 e 2012, quindi con un trend di crescita piuttosto costante.

E' possibile andare ad estrapolare anche il trend di crescita dal 2007 (il periodo più significativo è infatti da quest'anno in poi, i dati relativi al periodo 2000-2007, facendo riferimento a tecnologie ancora acerbe, possono risultare fuorvianti) per le differenti fonti energetiche rinnovabili e per la potenza complessiva da FER in Emilia Romagna.

Tale analisi è riportata in Figura 22.36, in cui si è andato anche a considerare il trend "storico" stimato di crescita per ogni tipologia di fonte rinnovabile.

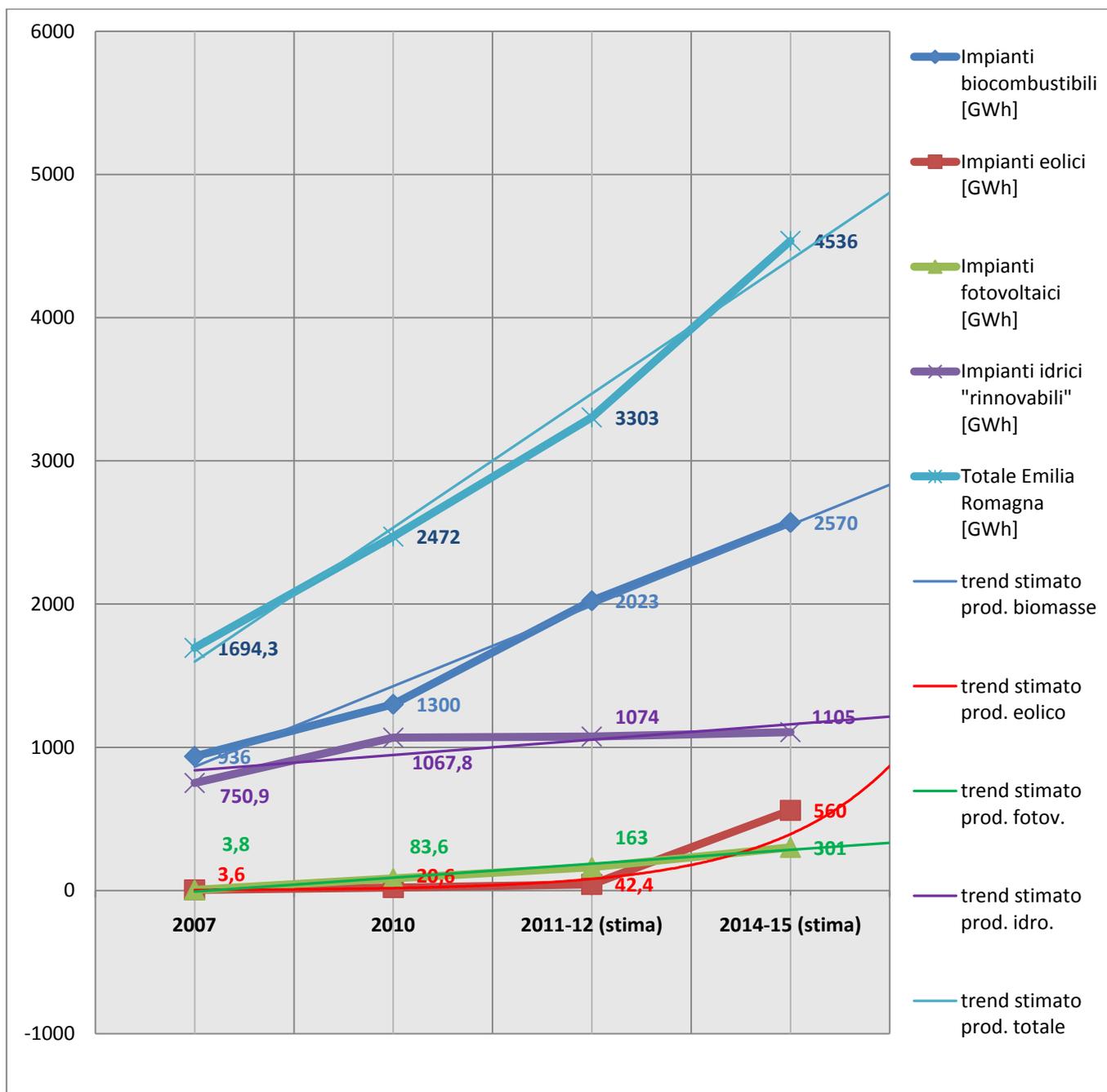


Figura 22.36: trend di crescita stimati (per il periodo 2007-2015) relativi alla produzione elettrica lorda associata a impianti F.E.R. installati in Emilia Romagna

CONCLUSIONI

PREMESSA

Questa Tesi è stata sviluppata in collaborazione con la Regione Emilia Romagna (in particolar modo con il Servizio Politiche Energetiche dell'Assessorato alle Attività Produttive), partendo dall'obiettivo "principale" di analizzare lo stato attuale del parco elettrico "rinnovabile" emiliano-romagnolo; questo target era ed è funzionale sotto diversi punti di vista:

- a) Per verificare la condizione attuale e l'evoluzione storica di un "mercato" come quello delle Fonti Energetiche Rinnovabili su di un territorio come quello Emiliano Romagnolo, permettendo così anche un confronto con altre realtà regionali italiane;
- b) Per verificare l'eventuale raggiungimento degli obiettivi definiti per le Fonti Energetiche Rinnovabili all'interno del precedente Piano Energetico Regionale (pubblicato dalla Regione Emilia Romagna nel 2004), nell'ottica di redigere un nuovo Piano Energetico Regionale;
- c) Per definire nuovi obiettivi relativi alle Fonti Energetiche Rinnovabili da inserire all'interno del prossimo Piano Energetico Regionale (che sarà presumibilmente pubblicato nei primi mesi del 2011), facendo riferimento sia ad un'ottica di breve termine che di medio termine;
- d) Per comprendere e cercare di stimare le possibili evoluzioni delle differenti tecnologie rinnovabili, così da cercare di prevedere potenziali sviluppi degli scenari anche in un'ottica di più lungo periodo.

STEP E PROCEDIMENTO DI LAVORO

- 1) Il punto di partenza (Febbraio 2010) di questo lavoro è costituito dall'ultima "fotografia" dello stato del parco elettrico rinnovabile emiliano-romagnolo, pubblicata all'interno dell'ultimo Piano Energetico Regionale, risalente al 2004 e di conseguenza non particolarmente aggiornata.

- 2) Il passo successivo (Marzo-Aprile 2010) è stato rappresentato dalla definizione dell'evoluzione storica di questo quadro "rinnovabile", ottenuto raccogliendo o estrapolando dati dalle pubblicazioni ufficiali di società come Terna (da pubblicazioni come "Dati statistici dell'energia elettrica in Italia") o GSE (da pubblicazioni quali i "Bilanci elettrici nazionali" o i papers relativi allo sviluppo delle fonti rinnovabili, presenti sul sito ufficiale), o da enti quali il Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale.
Grazie alla collazione ed all'armonizzazione di questi dati è stato possibile definire l'evoluzione storica del parco "rinnovabile" emiliano-romagnolo nel periodo 2004-2009, così da disporre di un "background" di dati fondamentale per poter realizzare le successive stime relative ai trend di crescita delle differenti Fonti Energetiche Rinnovabili e del "mercato rinnovabile" nel suo complesso.

- 3) In seguito (Marzo-Agosto 2010), si è proceduto a richiedere e raccogliere i dati "attuali" agli Enti preposti alla "governance" del territorio, cioè le istituzioni che più di tutte le altre dovrebbero conoscere la condizione relativa alla pianificazione energetica della propria area di competenza: sono così stati richiesti dati (relativi allo stato degli impianti rinnovabili in esercizio sul territorio e allo stato di eventuali valutazioni di nuovi impianti alimentati da Fonte Energetica Rinnovabile) alle 9 Province e ai 348 Comuni della Regione Emilia Romagna.

- 4) Questi dati, disaggregati e non armonizzati (risultando differenti le modalità di archiviazione e di comunicazione dei vari Enti) sono stati successivamente (Agosto-Settembre 2010) collazionati, resi omogenei e, infine, integrati con quelli a disposizione della Regione Emilia Romagna (ente in possesso prevalentemente di dati relativi a grandi impianti -alimentati da Fonte Energetica Rinnovabile- in fase di valutazione).

- 5) In questo modo è stato possibile tracciare un quadro completo ed aggiornato al 2010 (Ottobre 2010) relativo allo stato delle Fonti Energetiche Rinnovabili nella Regione Emilia Romagna, così da poter effettuare un raffronto con gli obiettivi definiti al 2010 dal precedente Piano Energetico Regionale.

- 6) Nella fase successiva (Ottobre-Novembre 2010), attraverso l'analisi dei dati raccolti relativi alle installazioni alimentate da Fonte Energetica Rinnovabile in fase di valutazione sul territorio di competenza dei differenti Enti contattati, si è proceduto a realizzare delle stime sulle possibili / probabili evoluzioni dello stato del parco "rinnovabile" emiliano-romagnolo, considerando due orizzonti temporali differenti: il 2012 ("Scenario di Breve Termine") e il 2015 ("Scenario di Medio Termine"). Tale analisi è stata esplicitata e dettagliata sia da un punto di vista delle differenti Fonti Energetiche, che da un punto di vista "territoriale" (andando quindi a considerare per ogni Provincia della Regione l'evoluzione stimata sui due orizzonti temporali, citati in precedenza, del parco "rinnovabile").

- 7) Nell'ultima fase (Novembre 2010), dall'analisi dei dati aggregati è stato possibile andare a definire nuovi obiettivi "rinnovabili", nell'ottica di inserirli all'interno del prossimo Piano Energetico Regionale, attualmente in fase di definizione.

RISULTATI CONCLUSIVI

In sintesi estrema, si può dire che –sulla base delle analisi effettuate all’interno di questa tesi- il parco “rinnovabile” emiliano-romagnolo e, più in generale, l’intero mercato delle Fonti Energetiche Rinnovabili in Emilia Romagna, gode di buona salute, essendo stati raggiunti (e, in alcuni casi, anche superati) quasi tutti gli obiettivi definiti per le Fonti Energetiche Rinnovabili definiti all’interno del precedente Piano Energetico Regionale (il non raggiungimento riguarda la produzione elettrica da una fonte “non pianificabile” come quella idrica rinnovabile).

Si può addirittura parlare di “ottima salute” se nella valutazione complessiva vengono presi in considerazione anche aspetti congiunturali non prettamente e strettamente connessi a problematiche tecnologiche e ambientali, quali possono essere l’attuale crisi economica e la conseguente contrazione dei consumi e della produzione (aspetti endemici che, almeno a livello ipotetico, avrebbero potuto ripercuotersi anche sul settore energetico).

Numero di impianti alimentati da FER, potenze installate ad essi connesse e produzione elettrica (quindi anche ore di funzionamento) sono risultati in costante crescita e si stimano in crescita ulteriore sia nel breve che nel medio termine, con trend estremamente positivi per quasi tutte le fonti prese in considerazione.

In termini di produzione elettrica e potenza installata da FER, l’Emilia Romagna risulta una delle prime Regioni all’interno del panorama italiano e manifesta margini di crescita importanti nell’orizzonte al 2015.

Oltre alle “luci”, comunque abbondanti, in questo quadro non mancano nemmeno le “ombre”, da intendersi prima di tutto come aspetti su cui si può lavorare per implementare ulteriormente le positività del sistema “rinnovabile” emiliano-romagnolo nel suo complesso: il contributo al sistema energetico regionale proveniente dalle FER, risulta territorialmente sbilanciato, concentrato su alcune Province –su tutte, quelle di Ravenna e Piacenza- e decisamente più ridotto su altre (Reggio Emilia e Rimini in primis).

Inoltre, a fronte di una produzione elettrica da FER rilevante anche all’interno del panorama nazionale, l’incidenza delle Fonti Energetiche Rinnovabili sul bilancio elettrico regionale risulta essere tra le più ridotte, rispetto ai valori registrati per le Regioni Italiane: ciò è indicativo anche della necessità di adoperarsi per contenere consumi elettrici estremamente rilevanti, oltre che di implementare ulteriormente lo “sfruttamento” delle tecnologie rinnovabili.

Scendendo più nel dettaglio, gli spunti più rilevanti sono esplicitati nel seguito:

- 1) **Gli obiettivi definiti al 2010 per le Fonti Energetiche Rinnovabili all'interno del precedente Piano Energetico Regionale sono stati globalmente e sostanzialmente raggiunti, sia in termini di produzione elettrica, che di potenza installata:**

Confronto tra stato "rinnovabile" attuale e obiettivi al 2010 da precedente PER		
Fonte	Potenza elettrica installata	Produzione elettrica lorda
	Raggiungimento obiettivo	Raggiungimento obiettivo
Biocombustibili	SI' (sostanziale)	NO
Eolico	SI'	SI'
Fotovoltaico	SI' (superamento)	SI'
Geotermico	Obiettivo non definito	Obiettivo non definito
Idroelettrico	SI' (superamento)	NO (situazioni contingenti)

Gli obiettivi sono stati raggiunti in toto per quanto riguarda la potenza elettrica installata, e nel caso di fonti come quella idroelettrica rinnovabile e, soprattutto, di quella fotovoltaica, sono stati addirittura superati in maniera cospicua: questo significa una crescita quasi "inaspettata" (rispetto a quanto previsto in fase di redazione dello scorso PER) del mercato fotovoltaico, che si è sviluppato in misura superiore alle previsioni. Le politiche di incentivazione alle installazioni sono quindi state condotte in maniera efficace e appropriata, determinando interventi rispondenti alle esigenze definite in fase di pianificazione energetica.

Meno soddisfacente il bilancio in termini di raggiungimento degli obiettivi previsionali al 2010 (definiti nel 2004) relativi alla produzione elettrica lorda da FER: le fonti eolica e fotovoltaica complessivamente hanno raggiunto e superato questi obiettivi, mentre questo non si è verificato per la fonte a biomasse e per la fonte idroelettrica.

Questo è "giustificabile" per la fonte idrica rinnovabile, tenuto conto che, come sottolineato anche nel Capitolo ad essa dedicata, questa fonte dipende

fortemente dalle condizioni climatiche e orografiche contingenti, che incidono sulla producibilità: questo impedisce di poter definire con certezza a priori degli obiettivi di produzione (ad esempio, annate caratterizzate da scarsa disponibilità della risorsa idrica, come nel 2007, determinano picchi negativi di produzione –a livello nazionale- assolutamente impronosticabili).

Non raggiunto l'obiettivo di produzione elettrica lorda da fonte a biomasse, per quanto non di molto (differenza di circa 100 GWh): le nuove installazioni e, soprattutto, diversi impianti alimentati a biomasse "assimilate" sono stati caratterizzati da un numero medio di ore di funzionamento evidentemente troppo ridotto.

- 2) **La Fonte Energetica Rinnovabile che –al 2010- risulta avere il peso più rilevante sul bilancio elettrico regionale, è certamente quella rappresentata dalle biomasse (convenzionali e assimilate):** questa copre quasi il 5% dei Consumi Interni Lordi regionali di energia elettrica e il 42% della potenza elettrica complessivamente installata in Regione da tutte le FER.

Di questo "globale", il contributo maggiore (sia in termini di produzione che di potenza installata) è legato agli impianti alimentati da biomasse convenzionali.

Al secondo posto per incidenza sul totale regionale da FER, è la fonte idroelettrica rinnovabile, che incide per quasi il 4% sul CIL e per il 38% sulla potenza complessiva installata in Regione da impianti a fonti rinnovabili.

- 3) **L'Emilia Romagna ha un ruolo importante (ma "migliorabile") all'interno del panorama Italiano relativo alle Fonti Energetiche Rinnovabili:** la Regione Emilia Romagna si classifica infatti all'8° posto, tra le Regioni Italiane, dal punto di vista della produzione elettrica lorda, con il 4% della produzione elettrica lorda da FER totale italiana (la prima regione italiana per produzione da FER è la Lombardia, seguita dal Trentino Alto Adige e dal Piemonte).

La posizione in classifica però risulta peggiorare significativamente se si considera, sempre in un'ottica di respiro nazionale, "l'indice di rinnovabilità" (ossia l'incidenza della produzione elettrica derivante da FER, sul totale dei Consumi Interni Lordi regionali): l'Emilia Romagna è infatti al quintultimo posto tra le Regioni italiane (la "peggiore", da questo punto di vista è la Liguria, seguita da Lazio e Sicilia), con un'incidenza delle FER sul CIL pari all'8,8% (la media italiana è pari al 19%).

- 4) **La Provincia emiliano-romagnola più “rinnovabile” (con il maggior sviluppo delle Fonti Energetiche Rinnovabili sul territorio) al 2010 è, decisamente, la Provincia di Ravenna:** questa risulta essere la prima della Regione in termini di potenza elettrica installata da impianti alimentati da FER (con circa 170 MW installati), la prima per potenza elettrica installata da impianti alimentati da FER per km² di territorio (91,1 kW/km²), la prima per produzione elettrica lorda da impianti a fonte energetica rinnovabile (691 GWh stimati) e la seconda (dopo Piacenza) dal punto di vista dell’ “indice di rinnovabilità” (incidenza della produzione elettrica da FER sul CIL provinciale, pari al 25% circa).
Segue la Provincia di Piacenza, al primo posto per indice di rinnovabilità” (pari a quasi il 40%) e al secondo posto, in Regione, per potenza elettrica installata da FER per km² di territorio e per produzione elettrica lorda da FER.
- 5) **La Provincia emiliano-romagnola meno “rinnovabile” (con un sistema energetico rinnovabile meno sviluppato) al 2010 è la Provincia di Rimini:** questa si trova all’ultimo posto in Regione in termini di potenza elettrica installata da FER (appena 19,5 MW), di produzione elettrica lorda derivante da impianti alimentati da fonti energetiche rinnovabili (23 GWh), nonché dal punto di vista dell’ “indice di rinnovabilità” (la produzione elettrica da FER incide per appena il 2% circa sul totale provinciale del Consumo Interno Lordo).
Segue la Provincia di Reggio Emilia, al penultimo posto in classifica dal punto di vista di ognuno di questi parametri. La Provincia di Parma è invece la “peggiore” della Regione in termini di potenza elettrica installata da impianti alimentati da FER per km² di territorio.
- 6) **Si evidenzia quindi al 2010 una distribuzione non particolarmente omogenea delle differenti FER sul territorio emiliano-romagnolo, ed esistono dei “distretti territoriali” in cui si concentra lo sfruttamento delle differenti FER:** la Provincia di Ravenna (soprattutto) e quella di Ferrara costituiscono il “distretto regionale” in cui si concentra lo sfruttamento della Fonte a biomasse (insieme coprono il 58% della potenza totale installata da impianti a biomasse in Emilia Romagna, e il 70% della produzione elettrica lorda da impianti a biomasse), la Provincia di Piacenza è il “distretto regionale” in cui si concentra lo sfruttamento della risorsa idrica rinnovabile (con il 36% della potenza complessivamente installata in Regione da impianti di questo tipo e il 52% della produzione elettrica lorda da idroelettrico

rinnovabile), mentre la Provincia di Bologna è il principale distretto regionale destinato allo sfruttamento della risorsa eolica (vi si concentra il 99% della potenza elettrica da eolico in esercizio in Regione). La fonte eolica risulta invece equamente distribuita sul territorio regionale.

- 7) **Nello “Scenario a Breve Termine” (al 2012) si prevede uno sviluppo ulteriore del parco elettrico “rinnovabile” emiliano-romagnolo, che vedrà incrementare soprattutto il “peso” e l’importanza della tecnologia a biomasse e della tecnologia fotovoltaica:** gli impianti alimentati a biomasse si stima registreranno un incremento del 3% in termini di peso percentuale sul totale regionale di potenza installata complessivamente da impianti FER e di ben il 13% del peso percentuale della produzione elettrica lorda derivante da impianti di questo tipo, gli impianti fotovoltaici dovrebbero crescere del 2% sia sul totale regionale di potenza elettrica installata complessiva, che di produzione elettrica lorda da FER.

In sensibile calo l’incidenza della fonte idroelettrica rinnovabile (-5% in termini di peso percentuale sul totale regionale della potenza elettrica installata da FER e -10% in termini di produzione elettrica lorda), che si stima crescere in questo periodo (2010-2012) in misura meno che proporzionale rispetto alle altre Fonti Energetiche Rinnovabili.

- 8) **Nello “Scenario a Breve Termine” (al 2012) non si prevedono modificazioni sostanziali in termini di “classifiche di rinnovabilità” relative alle Province emiliano romagnole: la Provincia di Ravenna si stima ancora essere la prima della Regione, ma si registra un certo sviluppo del parco elettrico rinnovabile nella Provincia di Modena** (che aumenta di una posizione nelle classifiche regionali relative a potenza installata da FER per km² di territorio e a incidenza della produzione elettrica da FER sul CIL provinciale).
- 9) **Nello “Scenario a Medio Termine” (al 2015) si prevede uno sviluppo estremamente significativo del parco elettrico rinnovabile emiliano-romagnolo, spinto soprattutto dalla tecnologia eolica e da quella fotovoltaica:** si stima infatti una crescita (dal 2012) del peso percentuale delle installazioni eoliche, dal punto di vista della potenza elettrica installata sul totale regionale da FER, superiore al 10%, e una crescita superiore al 5% in termini di peso percentuale sulla produzione elettrica lorda regionale da

FER. Per la fonte fotovoltaica questo incremento è stimato pari al 3% , dal punto di vista del peso percentuale della tecnologia sulla potenza complessivamente installata in Regione da FER, e del 2% in termini di produzione elettrica lorda derivante da impianti alimentati da fonti rinnovabili.

In significativo calo il peso percentuale stimato al 2015, relativo alla fonte idrica rinnovabile (-17% -rispetto al 2010- in termini di peso percentuale della fonte rispetto alla potenza totale installata in Emilia Romagna da FER, e -19% in termini di peso percentuale sulla produzione elettrica da FER in Regione) e ai biocombustibili. Questo si spiega, nel caso della tecnologia idroelettrica, con una crescita quasi impercettibile (in termini di nuove installazioni), e nel caso dei biocombustibili, con una crescita meno che proporzionale rispetto a quella individuata dalle altre FER.

- 10) **Nello “Scenario a Medio Termine” (al 2015) si prevedono modificazioni nella “classifica di rinnovabilità” delle Province emiliano-romagnole: in particolare, si stima che la Provincia di Ravenna consolidi ulteriormente il proprio primato regionale**, raggiungendo la prima posizione anche in termini di “indice di rinnovabilità” (incidenza della produzione elettrica da FER sui Consumi Interni Lordi provinciali).

Si stima anche la crescita marcata del parco elettrico rinnovabile della Provincia di Parma, che –rispetto al 2010- dovrebbe determinare un incremento di 3 posizioni nella classifica regionale relativa a potenza elettrica installata da FER, di 4 posizioni nella classifica regionale relativa alla potenza elettrica installata da FER per km² di territorio, di 2 posizioni in termini di produzione elettrica lorda da FER e di 1 posizione in termini di “indice di rinnovabilità”.

Si segnala un’evoluzione positiva del parco elettrico rinnovabile della Provincia di Rimini, che incrementa la propria posizione nella classifica regionale, sia in termini di potenza installata da FER (+1 posizione), sia dal punto di vista della potenza installata da FER per km² di territorio (+3 posizioni rispetto al 2010), che considerando l’indice di rinnovabilità (+1 posizione).

In questo “Scenario di Medio Termine” la Provincia meno “rinnovabile” della Regione si stima essere quella di Reggio Emilia, la cui crescita del parco elettrico alimentato da FER risulta meno che proporzionale rispetto alla crescita valutata per le altre Province.

- 11) **Sulla base delle valutazioni effettuate all'interno dello "Scenario di Medio Termine" (al 2015), è possibile andare a individuare dei nuovi obiettivi per le Fonti Energetiche Rinnovabili, da inserire nel prossimo Piano Energetico Regionale in un'ottica di medio termine:**

Nuovi Obiettivi "Rinnovabili" a medio termine (2015) per il prossimo Piano Energetico Regionale				
Fonte	Potenza elettrica incrementale		Produzione elettrica lorda incrementale	
	Obiettivi ricavati da tesi [MW]	Obiettivi "indicativi" definiti da Assessorato [MW]	Obiettivi ricavati da tesi [GWh]	Obiettivi "indicativi" definiti da Assessorato [GWh]
Biocombustibili	130 -140	200	400-500	n.d.
Eolico	40-50	50	80	n.d.
Fotovoltaico	130-150	130	130	n.d.
Geotermico	-	"implementazione della tecnologia"	-	"implementazione della tecnologia"
Idroelettrico	10	15	40-90	n.d.

Complessivamente, quindi, si può stimare un incremento da 310 MW a 340 MW installati da impianti alimentati da FER nel periodo 2000-2010. Le fonti rinnovabili da cui ci si attende il maggior contributo, in termini di potenza installata, sono la fonte a biocombustibili (risultato in linea con il trend storico di crescita) e quella fotovoltaica (risultato in accordo con le dichiarazioni rilasciate dall'Assessore alle Attività Produttive della Regione Emilia Romagna, Gian Carlo Muzzarelli, nell'intervista con lui realizzata e presente nell'Appendice di questa tesi).

Il contributo di crescita maggiore in termini di produzione elettrica lorda si stima arriverà dagli impianti alimentati a biocombustibili, la tecnologia caratterizzata dal numero medio di ore di funzionamento annue più elevato.

- 12) **Nello "Scenario di Medio Termine" (al 2015) è possibile stimare anche le evoluzioni delle singole FER: la tecnologia idroelettrica rinnovabile ha pressoché raggiunto in Emilia Romagna il suo "limite di saturazione", un asintoto legato a limiti di natura orografica e territoriale (oltre che a vincoli di carattere ambientale sempre più stringenti, come quello relativo al "deflusso minimo vitale"), che impediscono di studiare, installare e porre in esercizio nuovi impianti idrici di dimensioni rilevanti. Per questo motivo tale**

tecnologia si evolverà –nel medio termine- puntando su installazioni di ridotte dimensioni (con una dimensione media inferiore al MW) su tutte le Province della Regione (considerazione in linea con le dichiarazioni dell'Assessore Muzzarelli, raccolte nell'intervista contenuta nell'Appendice di questa tesi). Questo si stima però che determini, in un'ottica di medio termine, una crescita complessiva meno che proporzionale di tale fonte rinnovabile, (se raffrontata alla crescita delle altre FER), con un conseguente decremento del peso globale di tale fonte all'interno del quadro complessivo regionale.

- 13) **La fonte a biocombustibili si stima che si sviluppi (sia in un'ottica di breve termine che di medio termine) puntando prevalentemente su installazioni alimentate da biomasse solide e su installazioni a biogas, prevalentemente nella fascia dimensionale < 1 MW_e** (quindi installazioni destinate ad auto produttori o piccoli produttori, tipicamente del settore agricolo, e caratterizzate, per poter essere convenienti economicamente, da una filiera corta), concentrati particolarmente nelle Province di Reggio Emilia e Bologna. Impianti di grandi dimensioni (< 10 MW_e, presumibilmente caratterizzati da una filiera più lunga) si prevede che vengano realizzati unicamente nella Provincia di Ravenna, e anche in questo caso la tipologia risulti essere quella di installazioni alimentate da biomassa solida o da biogas.
- 14) **La tecnologia eolica si stima che abbia, in questo “Scenario di Medio Termine” (2015), uno sviluppo estremamente marcato e diffuso sul territorio**, trainato dalla potenziale realizzazione di parchi eolici di grandi dimensioni, concentrati soprattutto nelle Province di Parma, Bologna e Rimini. Bisogna però considerare il rilevante impatto ambientale e sociale di queste installazioni, caratterizzate da un “livello di accettabilità sociale” decisamente basso (come testimoniano le petizioni e le “class action” realizzate per fermare la realizzazione di nuovi impianti eolici in diverse zone del territorio regionale): per questo motivo, se si vorrà puntare su tale tecnologia, bisognerà certamente procedere anche ad una campagna informativa destinata a mutare la percezione sociale assai negativa che caratterizza queste installazioni.

APPENDICE

INTERVISTE “ISTITUZIONALI” DI APPROFONDIMENTO

Assessore Attività produttive e Piano energetico Regione Emilia-Romagna, Gian Carlo Muzzarelli: “Obiettivo 1000 MW installati in Emilia Romagna da fonti energetiche rinnovabili”

Assessore Muzzarelli, per cominciare: qual è il ruolo che la “Pianificazione Energetica” riveste all’interno del più vasto ambito della “Pianificazione Territoriale”?

“Prima di tutto, c’è necessità di spiegare cosa sia la Pianificazione Territoriale, e per farlo devo ricordare che a febbraio di quest’anno è stato approvato dall’Assemblea legislativa regionale il Piano Territoriale Regionale (P.T.R.): uno strumento di governo e di gestione del territorio, aggiornato in modo tale da integrare al suo interno strategie anti-crisi, fondamentali in un momento come questo.

In questo aggiornamento sono state accentuate ‘direttrici di marcia’ tali da dare non solo un senso di governo del sistema Regione, ma anche utili ad indirizzare investimenti, risorse e idee in maniera mirata: all’interno della Regione Emilia Romagna, infatti, ci sono capitali estremamente importanti. Ciò che però si è ritenuto di voler valorizzare in misura maggiore è stato il cosiddetto ‘capitale territoriale’.

Il ‘capitale territoriale’ rappresenta una somma di diversi fattori, da quote di sviluppo sostenibile alle risorse locali: la nostra capacità, di conseguenza, deve essere quella di sostenere una crescita di questo capitale, puntando sull’abilità nell’adattarsi alle situazioni contingenti e attuali, spesso determinate da macro-

condizioni non facilmente preventivabili. Quello emiliano-romagnolo, infatti, è un sistema forte, ma ha l'esigenza di cambiare e mutare continuamente proprio per potersi mantenere tale: è cioè necessario un sistema con radici profonde e sguardo lontano nel tempo.

In quest'ottica si inseriscono, ad esempio, progetti di sviluppo del brand emiliano romagnolo, che consentano di esprimere al massimo la qualità del territorio, coinvolgendo centri di ricerca e Università. Per conseguire questo obiettivo bisogna investire nella cultura e nell'intelligenza, e noi lo stiamo facendo con lo sviluppo dei Tecnopoli e con il Progetto Aster: questo progetto definisce sei piattaforme di sviluppo (Meccanica Materiali; Energia Ambiente; ICT & Design; Costruzioni; Agroalimentare; Scienze della Vita) che consentono di valorizzare al meglio le economie locali.

Bisogna però che, di pari passo, si innesti nel territorio anche una cultura della 'Green Economy', intesa in senso concreto, quale sfida per cambiare passo e innovare il sistema attraverso idee che possano divenire prodotti e imprese, ma sempre nel rispetto di una sostenibilità globale: è in quest'ottica che assume fondamentale importanza l'aspetto della Pianificazione Energetica, integrata nel territorio”.

Come si inseriscono il Piano Energetico Regionale e la pianificazione energetica “locale” in un contesto di politiche ormai sovra-nazionali?

“Per esplicitare il contesto in cui si muove la pianificazione energetica regionale, bisogna premettere che le Regioni, in questo ambito, pagano l'assenza di un Piano Energetico Nazionale che definisca delle linee guida ben precise: un simile ‘vuoto’ non aiuta certamente ad avere delle traiettorie definite nell'ambito della programmazione energetica.

Inoltre, abbiamo anche un ‘conflitto’ legato alla scelta del Governo di puntare sulla tecnologia nucleare, mentre noi come Regione abbiamo scelto di seguire la strada - citata in precedenza - della Green Economy e del forte sviluppo delle fonti energetiche rinnovabili. Specifico che questa decisione non è legata ad un pregiudizio ideologico nei confronti del nucleare, visto che siamo fortemente convinti della necessità di investire su ogni tipo di ricerca e su ogni fonte o tecnologia utile ad uscire dalla dipendenza dai combustibili fossili.

Ridurre la dipendenza dalle fonti fossili è infatti una priorità, non solo nell'ottica di un loro possibile esaurimento in tempi più o meno remoti, quanto nell'ottica di

ridurre i costi connessi all'approvvigionamento di combustibili di questo tipo, che con il tempo diventeranno sempre più costosi, fino ad essere appannaggio solamente delle poche economie in grado di permetterseli.”

Quali sono le peculiarità –in tema di pianificazione energetica- di un Ente “semi-locale” come la Regione?

“Il Piano Energetico Regionale, in generale, consente di accelerare le strategie territoriali: più nel dettaglio, ha consentito di ridurre i consumi energetici e di implementare la produzione da fonti energetiche rinnovabili.

Questo, però, è solo un aspetto del PER: la pianificazione energetica regionale, infatti, si lega al tema delle disponibilità del mercato energetico e, soprattutto, a quello della ricerca, oltre ad avere inevitabili esigenze di rispondere a mutamenti climatici e sociali (come quelli, enormi, che si sono registrati recentemente).

Il Piano Energetico Regionale si innesta quindi nel mezzo, e non si occupa solo di risparmio o di consumo di energia; come Regione vogliamo fare globalmente meglio, alzando l'asticella delle responsabilità, anche e soprattutto quelle legate alla riduzione dell'inquinamento: per questi motivi il prossimo piano attuativo triennale del Piano Energetico Regionale cercherà di agire soprattutto nell'ambito dei tre settori che più di tutti gli altri incidono sotto questo aspetto, ossia il settore industriale, quello dei trasporti e quello civile.

Questi tre ambiti sono responsabili del 90% dell'inquinamento locale: per tale motivo saranno varati dei bandi che daranno priorità nei finanziamenti a chi realizza progetti con certificazione ambientale, o bandi che incentiveranno interventi destinati alla sostenibilità ambientale, come quelli di sostituzione delle coperture in amianto con pannelli fotovoltaici”.

In tema di Fonti Energetiche Rinnovabili, quali saranno le nuove linee guida indicative?

“Nel nuovo Piano attuativo triennale si cercherà di ridurre anche l'impatto ambientale connesso alla realizzazione di impianti alimentati da fonti rinnovabili.

Si cercherà anche di implementare la produzione da fonti rinnovabili, puntando sul loro sviluppo: da tecnologia mini-idroelettrica, fotovoltaica, eolica, ed anche geotermica, attualmente poco sfruttata. Questa è una risorsa che cercheremo di

valorizzare, indirizzando risorse a progetti di studio e ricerca volti a individuare modalità di sfruttamento razionali, sostenibili e convenienti di tale fonte.

Nel complesso, l'obiettivo per il futuro è quello di raggiungere in Emilia Romagna una potenza installata da impianti alimentati da Fonti Energetiche Rinnovabili pari a 1000 MW: è un traguardo ambizioso, magari non sarà possibile centrarlo immediatamente, ma servirà a stimolare il sistema spingendolo verso questo traguardo.”

Scendiamo nel dettaglio delle singole Fonti Energetiche Rinnovabili: qual è la tecnologia su cui si è deciso di puntare in misura maggiore all'interno del prossimo Piano triennale?

“Certamente la fonte fotovoltaica. Abbiamo stimato che in Emilia-Romagna ci sia una potenzialità installabile, connessa alla presenza di enormi aree legate a coperture di capannoni ed edifici industriali, di circa 1000 MW complessivi da Fotovoltaico. Tenuto conto di questa potenzialità, probabilmente non sarà possibile sfruttarla in toto, ma certamente con il prossimo Piano cercheremo di spingere verso la massima valorizzazione di questa risorsa: insomma, punteremo forte sulla tecnologia Fotovoltaica.”

Un'altra FER che riveste un ruolo molto importante in Regione è certamente la “biomassa”: secondo gli Scenari elaborati all'interno di questa Tesi e secondo anche le stime indicative dell'Assessorato (esplicitate nel convegno “Energia per il territorio”), si può stimare un potenziale di crescita di circa 200 MW per questa tecnologia. Lo ritiene un obiettivo raggiungibile, oltre che coniugabile con le problematiche connesse all'inquinamento locale?

“Ritengo che 200 MW possano rappresentare un obiettivo da porsi nell'ottica di migliorarsi e 'stimolarsi' in un orizzonte temporale di medio termine: la Regione ha infatti intenzione di puntare ancora sulla tecnologia a biomasse e su nuovi impianti alimentati da questa fonte.

La problematica dell'inquinamento locale dovuto a tali installazioni non è banale, cercheremo di risolverla individuando regole puntuali per ottenere un corretto equilibrio tra l'utilizzo delle biomasse ed uno sfruttamento razionale del territorio.

Bisogna infatti tenere conto anche della particolare situazione in cui si è venuta a trovare la Regione Emilia-Romagna in questi ultimi anni, in seguito alla decisione

da parte dell'Unione Europea di chiudere sette dei nove stabilimenti di trasformazione della barbabietola da zucchero: ciò ha determinato tensioni occupazionali e agricole, determinando la necessità di trovare soluzioni per riconvertire gli impianti e individuare nuovi sbocchi occupazionali per coloro che vi erano impiegati. Una possibilità è appunto quella di ridestinare queste strutture alla produzione di energia da biomasse, sviluppando delle filiere adeguate.

Oltre che sulla tipologia di impianti di grandi dimensioni come quelli appena citati, bisognerà però puntare anche sui piccoli impianti 'agricoli' e su filiere destinate a riqualificare e valorizzare il patrimonio agroforestale territoriale montano, attualmente non sfruttato a sufficienza.

Se questo è ciò che dobbiamo fare, al contrario bisognerà invece evitare di installare impianti alimentati a biomassa 'non locale' aventi una filiera lunga: questa scelta è doverosa in una prospettiva di sostenibilità e di valorizzazione territoriale.”

Sempre sulla base delle valutazioni contenute all'interno di questa Tesi e sulla base delle stime realizzate dall'Assessorato, si prospetta anche, nei prossimi cinque anni, una forte crescita (circa 50 MW incrementali) della tecnologia eolica. Come si può raggiungere un simile obiettivo in una Regione che non fa della ventosità la sua prima risorsa e come si coniugano le nuove installazioni eoliche con le problematiche di “accettabilità sociale” ad esse connesse?

“Dirò una frase a primo avviso banale: le installazioni eoliche vanno realizzate dove c'è il vento. Questo all'apparenza non sembra un concetto significativo, ma ciò che intendo dire più nel dettaglio, è che non andremo certamente a realizzare una politica di installazione a tappeto di nuovi impianti eolici.

Lo sviluppo di questa tecnologia, soprattutto in un territorio come il nostro, che effettivamente non eccelle in disponibilità di risorsa eolica (come invece altre Regioni italiane), passa necessariamente attraverso la capacità di coniugare la ricerca –anche 'spinta'– sulla tecnologia impiantistica, con l'individuazione di aree adatte allo scopo.

L'idea, che sarà esplicitata anche nel prossimo PER, è quindi quella di puntare su impianti eolici di piccole dimensioni, estremamente avanzati (su tutti, penso in particolar modo alla tecnologia con pale rotanti interne), in modo tale da riuscire a raggiungere gli obiettivi prefissati riducendo l'impatto ambientale di queste

installazioni, sfruttando anche quella risorsa di media ventosità che attualmente non è valorizzata a sufficienza.

Quella portata dalla tecnologia eolica non comunque è una sfida semplice, essendo legata da un lato all'equilibrio territoriale, dall'altro alla capacità di fare sistema, sfruttando al massimo le tecnologie più avanzate e le implementazioni più moderne dettate dalla ricerca.”

Chiudiamo con la fonte Idroelettrica: secondo le stime realizzate in questa Tesi e quelle dell'Assessorato, la scelta per il prossimo futuro sembrerebbe quella di puntare quasi unicamente su impianti “rinnovabili” di piccole dimensioni. La Regione non ha intenzione di vagliare anche le possibilità connesse alla realizzazione di impianti di pompaggio, che consentirebbero una “programmazione” sulla produzione elettrica?

“All'interno del prossimo Piano definiremo quattro linee guida principali:

- 1) La necessità assoluta di completare la rete idroelettrica regionale costituita dagli impianti idrici di ridotte dimensioni (il mini e micro idroelettrico), sempre però nel rispetto delle condizioni di 'Minimo Deflusso Vitale';
- 2) L'esigenza di studiare se in Regione esistano le condizioni per realizzare nuove barriere e impianti di sbarramento, tali da permetterci di disporre di nuova potenza aggiuntiva, sfruttando quei 'salti' che attualmente non sono ancora stati presi in considerazione;
- 3) L'implementazione dello sfruttamento delle reti costituite dagli acquedotti montani: i dislivelli e le pressioni presenti in questi sistemi rappresentano una risorsa che andrà utilizzata nell'ottica del conseguimento di una maggiore potenza installata da fonte idroelettrica;
- 4) L'avvio di attività di studio e ricerca destinate all'individuazione di aree in cui realizzare eventuali nuovi impianti di pompaggio.

A proposito di dimensioni impiantistiche, lascio una considerazione, valida sia per la tecnologia idroelettrica, che per le altre: non c'è l'esigenza assoluta di puntare tutto su installazioni di grande potenza, perché la somma di tanti impianti medio-piccoli, può fare come e più del grande”.

Assessore Scuola, Università e Ricerca Regione Emilia Romagna, Patrizio Bianchi: “Più autonomia alle Università. L’educational & research deve trainare il Paese fuori dalla crisi”

Assessore Bianchi, un aspetto ricorrente, sottolineato nella precedente intervista dall’Assessore Muzzarelli, è quello della “valorizzazione territoriale” della Regione Emilia Romagna. Lei è Assessore all’Università e Ricerca: si può dire che la scelta di puntare sulla risorsa culturale e “di competenze”, rientra in questo piano di valorizzazione globale, tenuto anche conto della necessità di trovare nuove modalità di approccio al problema rappresentato dall’attuale crisi globale?

“Certamente sì. Per spiegare come questo sia possibile bisogna fare una premessa, partendo dall’attuale situazione di crisi, che non è congiunturale, ma che rappresenta bensì un assestamento tellurico successivo a cambiamenti sostanziali del sistema globale avvenuti negli ultimi dieci anni. La condizione globale con cui ci troviamo ora a fare i conti è dovuta al fatto che l’ordine mondiale si è modificato, essendo venuta meno la contrapposizione oriente-occidente su cui si era ‘poggiato’ fino al secolo scorso.

Attualmente le dinamiche di sviluppo dipendono dai Paesi emergenti: le tipologie di ‘vantaggi comparati’ stanno venendo meno nelle nazioni sviluppate, mentre invece si incrementa la necessità di ottenere tali ‘vantaggi comparati’ (espressi principalmente in termini di costo del lavoro) in quei Paesi che non ne dispongono ancora.

Nel 2001 l’Unione Europea, in seguito alla Conferenza di Lisbona, aveva definito delle strategie in questo ambito, puntando sull’investimento in risorse umane e sul concetto di ‘green in the industry’ (poi ri-espresso come ‘green-industry’), quali risposte complessive del sistema manifatturiero in termini di sviluppo sostenibile.

Questa strategia è stata seguita male, non ‘a fondo’ e soprattutto non in maniera omogenea da parte degli Stati membri: così c’è stato chi ha investito di più, chi ha investito di meno e chi, invece, ha investito in ritardo, come –ad esempio- ha fatto il nostro Paese.

Volendo portare un esempio virtuoso di uno Stato che ha saputo realizzare una riconversione virtuosa e sostenibile di un settore strategico come quello energetico, posso citare la Germania: era –al pari dell’Italia- un territorio non caratterizzato dalla disponibilità di fonti energetiche fossili e dipendeva fortemente (in termini di bilanci energetici) dal carbone; la Germania, in tempi recenti, ha saputo interpretare positivamente il messaggio dell’Unione Europea, procedendo ad una riconversione che si è basata sullo sviluppo delle Fonti Rinnovabili e sul risparmio energetico, diventando il primo paese per produzione di ‘energia rinnovabile’ in Europa.

L’Italia, invece, si è mossa in ritardo: bisogna dire che il nostro Paese è caratterizzato da una straordinaria capacità di recupero, ma in questo campo sono stati comunque persi dieci anni.

Fatta questa premessa, la risposta alla domanda si trova nel fatto che la crescita del Paese passa –necessariamente- sia attraverso investimenti ‘individuali’ (sulle persone, in termini di risorse umane e intellettuali) che ‘collettivi’ (in termini di sostenibilità, non solo tecnologica, ma globale, intesa come capacità di trovare strade alternative, anche nel campo –ad esempio- della pianificazione energetica).

La Regione sta investendo tutte le risorse a disposizione per percorrere tale strada: è in quest’ottica che si inseriscono gli importanti investimenti realizzati per ‘tamponare’ la crisi, soprattutto nel campo di ‘educational and research’.”

Scendiamo allora nel dettaglio del concetto che lei ha introdotto, quello di valorizzazione dell’ “educazione e ricerca”: come si inserisce, in questo ambito, la collaborazione tra due Enti distinti come Università e Regione (ricordando che questa Tesi è stata svolta all’interno di un progetto firmato da Regione Emilia Romagna e Università di Bologna)?

“Prima di tutto, bisogna ricordare che il Presidente Errani, all’interno dell’ultimo mandato, ha introdotto questo Assessorato che in precedenza non esisteva. Fino ad allora le competenze erano ripartite tra altri Assessorati: per tale motivo, la ricerca cui si faceva riferimento era prevalentemente quella industriale, mentre l’attenzione rivolta al mondo universitario riguardava soprattutto il solo aspetto del ‘diritto allo studio’.

Ora non è più così: l’impronta che questo Assessorato vuole dare, è quella secondo cui il settore dell’ ‘educational and research’ (e quindi dell’Università) non deve più essere considerato come ‘servente’ di altri, ma deve invece avere la ‘dignità’ di un settore produttivo a sé stante.

Questo è un concetto fondamentale, soprattutto tenuto conto delle attuali condizioni dei mercati globali, che hanno visto alzarsi progressivamente l'asticella rappresentativa delle loro barriere in ingresso: per riuscire ad entrare, bisogna essere sempre più competitivi, e per riuscire ad essere competitivi bisogna necessariamente puntare sulla ricerca destinata alla nuova industria. Senza questa capacità si è destinati ad essere solamente degli inseguitori.

Per poter puntare sulla ricerca, bisogna ovviamente prima spingere molto sulla formazione, e quindi sulla valorizzazione dell'università: da questo punto di vista si può portare l'esempio positivo dell'Inghilterra. In questo Paese, il settore dell' 'educational and research' è all'avanguardia e rappresenta un vero e proprio settore produttivo di esportazione: importa studenti e 'capitali', esportando invece competenze.”

Lei ha parlato dell'Inghilterra: qual è il dettaglio della realtà italiana, in tema di 'educational and research'?

“Questo Paese, fino a dieci anni fa, cresceva ad un ritmo dell'1% all'anno, poi nel giro di poco tempo ha perso qualcosa come il 10%, per riprendere a crescere molto lentamente solo in tempi recenti. Premetto questi dati per rispondere a chi raccontava che la crisi non era mai esistita.

La crisi, invece, c'è, e la risposta italiana per uscirne non può consistere solo nella scelta di continuare a puntare sul 'made in Italy' (che oltretutto non è più tale, se consideriamo che diversi grandi marchi non sono più di proprietà italiana: 'La Perla' è passata in mano agli americani, 'Zara' ha una distribuzione spagnola, solo per citare due esempi molto noti).

Al fianco della 'vecchia produzione', bisogna che il traino sia rappresentato dalle piccole e medie imprese 'creative', e dalla riconversione verso settori ad alto contenuto tecnologico e di ricerca.”

Quale ruolo deve avere l'Università italiana all'interno di questo processo?

“Le Università italiane devono –necessariamente- sapersi inserire all'interno di questa logica di riconversione, altrimenti corrono il rischio di diventare 'piccole università', ossia luoghi dove gli studenti vengono a studiare per i primi tre anni ('la laurea breve'), per poi andare a concludere il loro percorso formativo altrove, realizzando il biennio specialistico all'estero.

In quest'ottica bisogna riuscire a comprendere quale sia la 'dimensione minima efficiente' dei nostri Atenei, ad esempio se possa essere quella di 'poli regionali'. Se ogni struttura universitaria è troppo piccola o isolata, rischia conseguentemente di non essere efficiente e all'avanguardia: per questo motivo Università antiche come quelle presenti sul nostro territorio, devono saper trovare forme innovative di interazione e di collaborazione, altrimenti saranno inevitabilmente destinate al declino.

Questa è la 'filosofia' in ambito universitario perseguita dalla Regione Emilia Romagna e di questo Assessorato.”

Quello dell'Università è un tema di stretta attualità, anche tenuto conto del fatto che proprio in questi giorni il Governo sta “accelerando” per approvare la “riforma Gelmini”, di fronte alla quale il mondo degli Atenei ha reagito con un “no” compatto. Lei, in qualità di Assessore all'Università, come valuta il contenuto del Decreto?

“Trovo che all'interno del disegno Gelmini siano mescolate novità ragionevoli ad altre irragionevoli. Personalmente, di fronte all'esigenza di cambiamento che caratterizza il mondo universitario, infatti, faccio fatica a sostenere la posizione secondo cui non deve modificarsi nulla: così facendo rischierei solo di passare per un 'reazionario conservatore'. Qualcosa da cambiare rispetto alla condizione attuale, insomma, c'è.

Alcune proposte contenute all'interno del Decreto Gelmini hanno senso: prima di tutto, quella relativa all'implementazione dei processi di aggregazione tra Università. Questo non significa l'annullamento delle fortissime identità storiche degli Atenei italiani, e neanche la realizzazione di Università uniche regionali: significa piuttosto la capacità di stabilire un legame ed un dialogo tra queste strutture. E' un punto chiave –positivo- contenuto all'interno della Riforma, per quanto non sia stato certamente espresso nel miglior modo possibile.

Sotto questo aspetto, infatti, io penso che la risposta all'esigenza di mutamento e di sviluppo del mondo universitario venga piuttosto dalla realizzazione di 'Federazioni di Attività' che permettano il raggiungimento della 'dimensione minima efficace' citata in precedenza.

Per quanto riguarda le altre proposte contenute nella Riforma, mi sembra che ci si sia concentrati troppo sull'aspetto della capacità e delle modalità di 'sopravvivenza'

delle Università (sempre intese come apparati di servizio) e troppo poco, invece, sull'aspetto dell'autonomia degli Atenei.”

Proprio in relazione alla problematica della “sopravvivenza” anche economica delle Università italiane, lei ritiene percorribile la strada (mutuata da realtà estere, prevalentemente anglosassoni) di far partecipare i privati all'interno degli Atenei italiani e di permettere alle Università di trasformarsi in “Fondazioni di diritto privato”?

“Secondo me questo discorso si lega strettamente al concetto di ‘autonomia’ degli Atenei, citato in precedenza. Il modello italiano, infatti, proponeva la trasformazione delle Università in ‘Fondazioni di diritto privato’, che però –in realtà- private non erano, essendo sempre soggette al ferreo controllo del Ministero dell'Economia. Il disegno che dovrebbe portare a queste fondazioni private, nel contesto Italiano non risulta realmente applicabile, essendoci anche dei grossi problemi organizzativi.

Per tale motivo, a questo punto possiamo invece pensare alla realizzazione di ‘Fondazioni di diritto pubblico’, che godano però di sufficiente autonomia: ribadisco ancora una volta la mia contrarietà ad un modello centralizzato di gestione dell'Università.

Anche sotto questo aspetto, sottolineo quanto affermato in precedenza a proposito dell'attuale Riforma Universitaria: ha degli obiettivi confusi e assai poco chiari, ma alcune tematiche meritano di essere approfondite e discusse.”

In conclusione, a distanza di otto anni dalla sua entrata in vigore, come giudica (sia in base alla sua esperienza come Professore, come Rettore e anche come Assessore) la Riforma Berlinguer che ha introdotto i corsi universitari suddivisi nel percorso “3+2”? Anche quel processo di riforma incontrò una forte opposizione di parte del mondo universitario; tenuto conto sia di quell'esperienza che di quella odierna, sembra di percepire uno ‘scollamento’ continuo tra Amministrazione nazionale e Università italiana, in termini di differente percezione delle esigenze di mutamento.

“Premetto che, per quanto riguarda la riforma del ‘3+2’, io, come Rettore dell'Università di Ferrara, fui uno dei sostenitori.

A chi contestò (e a chi contesta tuttora) quella scelta, rispondo che si scelse di percorrere tale strada per uscire da una situazione di crisi generale dell'Università,

caratterizzata da pochi iscritti e da un numero ancora inferiore di laureati. All'epoca pre-riforma, solo il 5% degli studenti si laureava in corso, la restante percentuale di chi riusciva a terminare il proprio percorso di studi, impiegava mediamente il doppio degli anni di corso previsti: questi dati mi sembrano la testimonianza più evidente di un sistema che non funzionava e che andava rivisto.

Se poi il meccanismo del '3+2' non ha funzionato come si sperava, questo è accaduto perché uno strumento nato per essere 'flessibile', è stato interpretato come un ulteriore elemento di 'rigidità': all'epoca, lo sbaglio più rilevante fu fatto dal Ministro Fioroni, che 'confuse' il pre-esistente percorso universitario specialistico di tre anni (il Diploma Universitario) con il triennio costituente la prima fase del '3+2'.

In Italia si sarebbe invece dovuto fare come negli Stati Uniti, cominciando il percorso universitario con due anni di 'formazione di base', per poi definire la specializzazione nel triennio successivo, procedendo nel contempo anche ad una riorganizzazione del sistema dei Dottorati e della formazione post-laurea: è stato fatto esattamente il contrario, massacrando la 'formazione di base' (strutturandola in un triennio caratterizzato da 'griglie' che obbligano tutti a studiare tutto) e riducendo invece la formazione specialistica a due soli anni. In pratica, si è voluto infilare tutto ciò che c'era di 'vecchio', nel 'nuovo' introdotto dalla riforma.

L'idea del '3+2' era buona, è stata la sua applicazione che ha lasciato a desiderare; sono però tuttora convinto che alcuni elementi di positività siano stati comunque introdotti dalla 'Riforma Berlinguer': in particolare, il fatto che il livello dei Corsi Universitari si sia mantenuto inalterato, mentre gli studenti adesso studiano di più e in maniera assai più consapevole di prima.”

Consigliere Regione Emilia Romagna, Maurizio Cevenini: “I Comuni devono avere più peso in tema di pianificazione energetica e ambientale. E’ ora di superare il concetto di Provincia”

Consigliere Cevenini, questa Tesi ed il relativo lavoro di ricerca sono stati realizzati nell’ambito di un progetto di collaborazione firmato tra Università di Bologna (in particolare, dalla Facoltà di Ingegneria) e la Regione Emilia-Romagna. A tal proposito, come valuta questa “interazione” tra Enti, anche nell’ottica di una prospettiva di “valorizzazione delle risorse del territorio”?

“Trovo che questo sia un dato molto positivo. Un tale ‘sforzo costruttivo’ di collaborazione tra Enti come l’Università e la Regione, è da apprezzare soprattutto in un momento come questo, di grande difficoltà per il Paese: e faccio riferimento in particolar modo alla decisione del Governo di applicare ‘tagli’ a settori quali quello della cultura e dell’istruzione.

Questa collaborazione rientra allora nell’insieme di modalità attraverso le quali la Regione tenta di reagire alla situazione venutasi a creare a livello nazionale, cercando di incentivare la crescita culturale e, se possibile, contribuendo a invertire il trend attuale, che vede i ‘cervelli’ in fuga dal nostro Paese.

L’esempio portato da questo progetto va ulteriormente sollecitato e riproposto, anche tenuto conto del fatto che riguarda un ambito (quello della cultura scientifica e, in particolar modo, quella ingegneristica) in cui l’Italia è carente, nonché in grave ritardo rispetto a molte altre realtà europee.”

Il progetto di collaborazione portato avanti da Università e Regione ha riguardato l’aspetto della pianificazione energetica: a questo proposito, da “amministratore del territorio”, quale ruolo ritiene che l’energy management dovrebbe ricoprire all’interno del più vasto ambito della pianificazione territoriale?

“Rispondo da ‘quasi candidato Sindaco’: avendo scelto di candidarmi, avevo creato rapporti conoscitivi e interazioni positive anche con specialisti in questo settore. Mi

spiego: ritengo che il Sindaco o il Presidente della Regione non debbano essere delle 'entità uniche', create dall'elezione diretta, ma, piuttosto, che debbano ritagliarsi un ruolo forte sapendo attivare attorno a sé energie e competenze in un vasto numero di ambiti.

Uno di questi settori è, appunto, quello della pianificazione energetica: oltretutto, in una Regione in forte crescita globale com'è l'Emilia Romagna, questo riveste un ruolo strategico, contribuendo all'implementazione del sistema sia per via diretta (con la creazione di posti di lavoro e di un indotto importante), che in via indiretta (dando una spinta anche alla crescita delle imprese).

Di conseguenza, il mio programma aveva un occhio di riguardo al tema della pianificazione energetica e non solo, essendo anche incentrato sull'aspetto della 'rigenerazione ambientale' e sulla rivalutazione delle risorse: cito, ad esempio, le case 'ecologiche', il corretto sfruttamento dei rifiuti, i termovalorizzatori, lo sviluppo delle Fonti Energetiche Rinnovabili.

Volendo fare un quadro più generale, si può dire che la pianificazione energetica e ambientale, nella loro globalità, devono essere tenute nella massima considerazione dagli "amministratori del territorio". La nuova classe dirigente, sia locale che nazionale, bisognerà che presti particolare attenzione a queste tematiche: così come dovrà avere luogo una riqualificazione energetica e ambientale del sistema territoriale, così dovrà avvenire una 'riqualificazione personale' e delle competenze della nuova classe dirigente, caratterizzata da un'impostazione nuova e più attenta in questo senso.

Per citare un'espressione molto in voga in questo periodo, ci dovrà essere non una 'rottamazione' dell'attuale classe dirigente, quanto una sua evoluzione."

Facciamo ora riferimento alla sua lunga esperienza di rappresentante delle istituzioni: all'atto pratico, secondo quali modalità un "amministratore del territorio" (specialmente in Enti "meno locali" come le Province e le Regioni) si confronta con il tema della pianificazione energetica?

"La considerazione sulla 'localizzazione territoriale' degli Enti è corretta e non banale: devo infatti sottolineare che mi sono occupato del tema ambientale ed energetico in maniera differente in ciascuna di queste esperienze, e che lo sto approfondendo in misura maggiore da quando sono in Regione.

Nel periodo in cui ricoprivo il mio incarico presso il Comune e la Provincia (*di Bologna, N.D.R.*), ho avuto modo di trattare queste tematiche specialmente in

occasione di discussioni relative alla possibilità di realizzare parchi eolici sul territorio di nostra competenza.

Ora come ora, in ambito Regionale, il tema energetico e ambientale lo 'avverto' in maniera forte nell'esigenza di trovare un equilibrio tra risorse differenti: su tutte, quella territoriale. Bisogna riuscire a trovare, in termini di decisioni assembleari, una risposta a problematiche come quelle dell'occupazione territoriale: attualmente si verificano condizioni limite, per cui gli incentivi destinati a chi realizza nuove installazioni alimentate da Fonti Energetiche Rinnovabili sono tali da indurre 'utilizzatori finali' del territorio (come, ad esempio, gli agricoltori) a ri-destinare terreni inizialmente dedicati alla coltivazione, all'installazione di impianti FER.

Bisogna allora saper trovare un giusto equilibrio tra risorse (energetiche e territoriali) ed esigenze (di disponibilità energetica, ma anche di valorizzazione del territorio): da questo punto di vista, sulla base dell'esperienza condotta a livelli 'amministrativi' differenti, posso dire che la Regione ha certamente maggiore capacità di incidere sulle politiche di pianificazione territoriale.

Sempre in un'ottica di gestione amministrativa dell'energy management, però, ritengo che debba esserci un significativo ripensamento delle distribuzioni territoriali delle competenze: i Comuni dovrebbero avere un maggiore peso, specialmente dal punto di vista delle valutazioni di carattere ambientale, tenuto conto che sono l'Ente maggiormente localizzato e, conseguentemente, 'più vicino' alle problematiche prese in esame.

A questo proposito, penso che dovrebbe avvenire anche un superamento del concetto di Provincia, per approdare infine a quello di 'Area Metropolitana' (che era anche il primo punto del mio programma): a questo proposito, noto che nella mia generazione si guarda con nostalgia alla 'Bologna dei 500000 abitanti' di fine anni '70. Ora Bologna conta meno di 400000 abitanti, ma quelli che 'mancano' rispetto ad allora non sono spariti: semplicemente, si sono ridistribuiti sul territorio della Provincia.

Semplificando, bisognerebbe pensare dunque a questa grande area come se fosse il vecchio e popolato Comune: la realizzazione del progetto di 'Area Metropolitana' consentirebbe di farlo, permettendo inoltre di razionalizzare le risorse del territorio, superando le divisioni tra piccole realtà locali –in un'ottica globale- ed evitando la presenza di 'doppioni', soprattutto in termini di enti ed istituzioni.

Un Ente come quello Metropolitano consentirebbe quindi una gestione ed una programmazione in ambito energetico ed ambientale maggiormente efficiente e razionale".

L'Assessore alle Attività Produttive della Regione Emilia Romagna, Gian Carlo Muzzarelli, nella precedente intervista di questo Capitolo, ha sottolineato la "discrepanza" strategica esistente in ambito energetico tra Governo Italiano (che ha scelto di puntare sul rilancio della tecnologia nucleare) e Regione Emilia Romagna (che invece ha focalizzato il proprio interesse verso le Fonti Rinnovabili e lo sviluppo sostenibile). Anche lei valuta così rilevante –in ambito regionale- il peso delle decisioni prese a livello nazionale, seppur in assenza di un Piano Energetico Nazionale?

“Sì, perché l'ormai abusato concetto di 'federalismo' è stato finora solo annunciato, ma non ancora acquisito. Specifico: nel caso del mio partito (*Partito Democratico, N.D.R.*) e dell'attuale gestione regionale, si fa riferimento ad un 'federalismo solidale' che non ha nulla a che vedere con quello introdotto dalla Lega Nord.

In assenza di un federalismo vero e proprio, che consenta agli enti territoriali di potersi gestire in autonomia, è chiaro che le decisioni prese a livello nazionale incidono nella loro globalità sugli enti locali: e così, se il Governo Italiano decide di puntare sul nucleare, è chiaro che la maggior parte delle risorse provenienti dallo Stato e destinate al settore dell'energia saranno orientate verso quella direzione, e non ad incentivare lo sviluppo sostenibile e le Fonti Energetiche Rinnovabili, che rappresentano invece le scelte strategiche effettuate dalla Regione Emilia Romagna in questo ambito.

Voglio però sottolineare come, in un momento in cui si parla più che altro di vicende giudiziarie, questo rappresenta un conflitto politico e concettuale 'vero' e 'di livello', fondato su valutazioni concrete, non sul gossip o su delle chiacchiere”.

Ha citato il Partito Democratico e l'attuale momento politico italiano, caratterizzato da divisioni non solo inter-partitiche, ma anche intra-partitiche: a fronte di questa situazione non semplice, il PD ha individuato una linea comune in termini di pianificazione energetica e ambientale?

“Sì, assolutamente: penso che dal punto di vista della politica energetica ci sia una vasta unità di intenti all'interno del PD, fatte salve alcune singole eccezioni: penso che questo sia un aspetto particolarmente indicativo, tenuto conto di quelle che sono invece le divisioni riscontrate relativamente ad altri temi.

Per questo dico che quando saremo al governo dell'Italia, dovremo risultare coerenti con le nostre scelte, dicendo no ad una politica di “sviluppo per lo

sviluppo”, e puntando invece sulla riconversione ecologica e sullo sviluppo sostenibile”.

Grazie Maurizio, speriamo allora che in questa “riconversione ecologica” possano trovare spazio e lavoro anche gli Ingegneri Energetici!

“Ovvio che dovranno trovare spazio e lavoro!

In conclusione di questa intervista, voglio aggiungere una nota personale: ho avuto modo di conoscere bene Ugo in una veste completamente diversa, ossia come giornalista sportivo e conduttore televisivo, per cui fino ad ora avevamo quasi sempre interagito in qualità di tifosi del Bologna.

Questa intervista mi serve per sfatare il mito della ‘leggerezza’ che circonda il mondo sportivo in generale e quello del calcio in particolare, visto che da un giornalista televisivo mi ritrovo ad avere a che fare con un ingegnere energetico (*ride, N.D.R.*).

Allora, visto che ho parlato di politiche ambientali e di riconversione ecologica, ma come nostro solito siamo poi finiti a discutere di calcio, chiudo ‘saldando’ i due aspetti: in questa ‘rivoluzione verde’, bisogna che non dimentichiamo mai di mettere in evidenza qualche riga rossoblu, specialmente in un momento come questo! (*ride ancora, ma questa volta un po’ più amaramente, N.D.R.*)”

RIFERIMENTI BIBLIOGRAFICI

- Agenda 21 Scuole, *La risoluzione di Goteborg, terza conferenza ambientale dei ministri e dei leader politici regionali dell'Unione Europea*, 1997;
- Alfano V., Colonna N., Gaeta M., ENEA, *Le stime del potenziale di biogas da biomasse di scarto del settore zootecnico in Italia*, 2009;
- Amatucci F., Vestito D. (a cura di), CITTALIA, *Lo sviluppo di fonti energetiche Innovative per la realizzazione di ambienti urbani sostenibili*, ottobre 2009;
- AEEG, *Relazione Annuale sullo Stato dei Servizi e sull'Attività Svolta – anno 2010*, Roma, 2010;
- AEEG, *Dati Statistici – anno 2010*, Roma, 2010;
- AMBIENTE ITALIA, *Italia: uno scenario Low Carbon 2020*, Milano, 2009;
- ANCI, *Il Patto di stabilità*, settembre 2009;
- ANPA, *Biomasse agricole e forestali, rifiuti e residui organici: fonti di energia rinnovabile. Stato dell'arte e prospettive di sviluppo a livello nazionale*, Roma, febbraio 2001;
- Antonelli R., Meola A., *Strategia finanziaria e finanza innovativa nell'ente locale*, Maggioli editore, Rimini, 2005;
- Baratozzi L., *Biomasse forestali: indicazioni per l'uso, Energia da biomasse vegetali, Analisi della fattibilità tecnica ed economica*, in *Il Divulgatore* n.1-2, pagg. 59-72, 2007;
- Bartolazzi A., *Le energie rinnovabili*, Hoepli, Milano, 2006;
- Basosi R., Verdesca D., *Politiche energetiche per enti locali e regioni*, Il Sole 24 Ore, Milano, 2006;
- Bernardini C., Salvini G., *La crisi energetica nel mondo e in Italia*, Dedalo, Bari, 2007;
- Bertini A., *Emilia – Romagna, in arrivo 5 impianti a biomasse*, in *Terra e Vita*, n.37, pag. 17, 2007;
- Bianchi M., Peretto A., Gambarotta A., *Impatto Ambientale dei Sistemi Energetici – Parte I*, Pitagora Editrice, Bologna, 2004;
- Bianchi M., Peretto A., Gambarotta A., *Impatto Ambientale dei Sistemi Energetici – Parte II*, Pitagora Editrice, Bologna, 2004;
- Bianchi M., Peretto A., Gambarotta A., *Impatto Ambientale dei Sistemi Energetici – Parte III*, Pitagora Editrice, Bologna, 2004;
- Biomass Trade Centers, *Colture energetiche per i terreni agricoli*, 2009;
- British Petroleum, *Statistical review of World Energy*, 2008;
- Cagnoli, P., *La valutazione ambientale dei sistemi energetici in Emilia-Romagna*, in *ARPA Rivista*, n.5, pagg. 52 – 53, 2006;
- Calisi M., Cicolin D., Matteucci A., *Analisi di meccanismi di incentivazione per la produzione di elettricità da fonti rinnovabili*, in *Energia Ambiente e Innovazione*, fasc.5, pagg. 55 – 67, 2008;
- Castagna L., *Il pianeta in riserva*, Pendragon, Bologna, 2008;

- Cenerini, M., *Il Piano energetico regionale, gli impegni per lo sviluppo sostenibile*, in ARPA Rivista, n.5, pagg.40 – 41, 2008;
- Clò A., *Il rebus energetico*, il Mulino, Bologna, 2008;
- Coiante D., Malocchi A., Tommasi M., *Le implicazioni per l'Italia della nuova direttiva europea sullo sviluppo delle rinnovabili al 2020*, Amici della terra, Roma, 2009;
- Coiante D., *Le nuove fonti di energia rinnovabile*, Franco Angeli, Milano, 2004;
- Commissione Europea, Direzione generale dell'Energia e dei trasporti, *Azioni locali per l'energia nell'UE*, Comunità europee, 2009;
- Comune di Bologna, *Regolamento Urbanistico Edilizio*, 2009;
- Comune di Ravenna, *Regolamento Urbanistico Edilizio*, 2008;
- Cosonni S., Fiorese G., Guariso G., Gatto M., Zullo L., *Stima della disponibilità di biomassa e alternative di utilizzo energetico: un'applicazione alla provincia di Piacenza*, 2005;
- Cotana F. (e altri), *Biocarburanti e biomasse ad uso energetico: tecnologie e prospettive per l'Italia*, III Congresso Nazionale AIGE, Parma, 4-5 giugno 2009;
- C.R.B., *Biocarburanti e biomasse ad uso energetico: tecnologie e prospettive per l'Italia*, Perugia, 2009;
- CRPA, *Biogas: l'analisi di fattibilità tecnico – economica*, in CRPA Notizie 620, n. 4, 2008 ;
- CRPA, *Digestione anaerobica (biogas), AD-EcoTec-DSS – modello di calcolo a supporto della fattibilità tecnico-economica di impianti per la produzione di biogas*, Reggio-Emilia, 2007;
- CRPA (a cura di), Regione Emilia-Romagna servizio sviluppo sistema agroalimentare, *Monitoraggio degli impianti di biogas finanziati dalla Regione Emilia Romagna, rendiconto tecnico finale*, Reggio Emilia, febbraio 2009;
- Cuccurullo A.P., La Gioia M.C., *La finanza innovativa negli enti locali: un'indagine sugli strumenti*, Formez, Roma, 2007;
- D'Ermo, *Le Fonti di Energia tra Crisi e Sviluppo*, Quaderni AIEE, Editori Riuniti, 2005;
- De Ioanna P., Goretti C., *Patto di stabilità interno e attuazione dell'art.19 della Costituzione: note e riflessioni in avvio della nuova legislatura*, in *Federalismo fiscale: rivista di diritto ed economia*, pagg. 53 - 80, 2007;
- De Pietro C., *Il patto di stabilità interno per le regioni e gli enti locali: alcune considerazioni a dieci anni dalla sua applicazione*, in *Il diritto della Regione/Regione Veneto*, fasc.3/4, pagg. 3 - 17, 2008;
- Della Vedova B., *Utilizzi diretti del calore naturale: situazione attuale e prospettive*, Conferenza Unione Geotermica Italiana, Bologna, 2009;
- Di Biasi F., *I finanziamenti agli enti locali: finanza innovativa, agevolata e di progetto*, Sistemi Editoriali, Napoli, 2007;
- Dipaola M., Spada V., *L'uso a fini energetici delle biomasse residuali: il caso della Puglia*, in *Economia e ambiente*, fasc.5, pagg. 19 – 25, 2008;
- Disconzi F., *Accettabilità Sociale delle Fonti Rinnovabili*, in *AmbienteDiritto*, Roma, 2009;

- Dotti L., *Aspetti giuridici e amministrativi per lo sviluppo di impianti energetici a biomassa*, 2005;
- EGEC, *Brussels Declarations*, EGEC Publications, Bruxelles, 2009;
- EIA, *Energy Market and Economic Impacts of the American Power Act of 2010*, EIA Publications, Washington, 2010;
- EIA, *Renewable Energy Annual 2008*, EIA Publications, Washington, 2009;
- EIA, *Renewable Energy Consumption and Statistics 2009*, EIA Publications, Washington, 2010;
- EIA, *Renewable Energy Trends*, EIA Publications, Washington, 2010;
- EIA, *Solar Thermal Manufacturing Activities*, EIA Publications, Washington, 2010;
- ENEA (AA.VV.), *Analisi e stima quantitativa della potenzialità di produzione energetica da biomassa digeribile a livello regionale. Studio e sviluppo di un modello per unità energetiche*, Roma, 2009;
- ENEA (AA.VV.), *Energia Ambiente ed innovazione*, Bimestrale, Fabiano Group, n.5, 2008;
- ENEA (AA.VV.), *Federalismo Energetico: il nuovo ruolo degli enti locali in materia di Energia e ambiente*, Roma, 2003;
- ENEA (a cura di Erika Mancuso), *Inventario Annuale delle Emissioni di Gas Serra su scala regionale*, Roma, 2010;
- ENEA (AA.VV.), *La stima del potenziale di biogas da biomasse di scarto del settore zootecnico in Italia*, Roma, giugno 2009;
- ENEA (AA.VV.), *Le Fonti Rinnovabili 2010 - Ricerca e Innovazione per un Futuro Low-Carbon*, Roma, 2010;
- ENEA (a cura di Natale Carminiti), *Quadro Strategico Nazionale 2007-2013 – Valutazione dell’Impatto Potenziale dei Programmi Operativi FESR sulla Riduzione delle Emissioni di Gas Serra*, Roma, 2010;
- ENEA (AA.VV.), *Rapporto energia e ambiente 2008, Analisi e scenari*, Roma, 2009;
- ENEA (AA.VV.), *Rapporto energia e ambiente 2007, Analisi e scenari*, Roma, 2008;
- ENEA (AA.VV.), *Rapporto sulle tecniche di trattamento dei rifiuti urbani in Italia*, Roma, 2010;
- ENEA (AA.VV.), *Ricerca di Sistema Elettrico – risultati del primo anno di attività*, Roma, 2010;
- ENEA (AA.VV.), *Studio e dimostrazione di forme di finanza innovativa e di strumenti di programmazione e di pianificazione per la promozione di tecnologie efficienti per la razionalizzazione dei consumi elettrici su scala territoriale e urbana*, Roma, 2009;
- ENEA (AA.VV.), *Tecnologie Ambientali per lo Sviluppo Sostenibile – Tecnologie di processo, di prodotto e certificazione ambientale*, Roma, 2009;
- European Environment Agency, *Renewable energies: success stories*, Copenhagen, 2001;

- Fabbri C. (a cura di), C.R.P.A., *I parametri tecnico-economici per lo studio di fattibilità, il biogas: modello di calcolo a supporto della fattibilità tecnico-economica*, Reggio-Emilia, 2007;
- Fabbri C., Piccinini S., *Colture dedicate e sottoprodotti per un'efficiente codigestione*, in *L'informatore agrario*, n.1, pagg. 57 - 62, 2010;
- Falcione M., Farinelli U., Zorzoli G.B, *Elettricità dal Sole*, Maggioli Editore, 2010;
- Faben R., *Energia da biomasse, piccoli impianti nascono*, in *Agricoltura*, n.12, pagg. 11 – 12, 2006;
- FIPER, *Il contributo potenziale del teleriscaldamento a biomasse e della produzione di biogas di origine vegetale ed animale per gli obiettivi italiani di penetrazione delle fonti rinnovabili negli usi finali termici previsti dalla Direttiva 2009/28/CE del 23 Aprile 2009*, 2010;
- Fondazione per lo sviluppo sostenibile, *L'Europa e le Regioni per lo sviluppo delle energie rinnovabili*, Roma, Rapporto 2009;
- Fowler R., *An Initial Assesment of the Copenhagen Outcomes*, dicembre 2009;
- Galli C., *Il recupero di materia ed energia da biomasse da rifiuti: un' innovazione di sistema*, HERA, 2008;
- Giuca S., *Il binomio energia-biomasse agroforestali nella politica comunitaria e nazionale*, in *La Questione Agraria*, pagg. 151-166, 2008;
- Gorgoni C., *Risorse Geotermiche in Emilia Romagna: metodologia di indagine e risultati delle ricerche negli ultimi decenni*, Modena, 2009;
- Graglia P.S., *L'Unione europea*, il Mulino, Bologna, 2002;
- Greenpeace, *Energy Revolution, A sustainable World Energy outlook*, Utrecht, 2007;
- GSE, *Bilancio Elettrico Italiano 2009*, Roma, 2010;
- GSE, *Bollettino Energia da Fonti Rinnovabili – anno 2009*, Roma, 2010;
- GSE, *Bollettino Energia da Fonti Rinnovabili – anno 2008*, Roma, 2009;
- GSE, *Descrizione e Schemi degli Impianti da Fonte Rinnovabile*, Roma, 2009;
- GSE, *Bollettino Energia da Fonti Rinnovabili – anno 2009*, Roma, 2010;
- GSE, *Bollettino Energia da Fonti Rinnovabili – anno 2008*, Roma, 2009;
- GSE, IAFR – *Immagini e Dati informativi degli Impianti da Fonte Rinnovabile*, Roma, 2008;
- GSE, *Il solare – Dati Statistici al 31 Dicembre 2009*, Roma, 2010;
- GSE, *L'Eolico – Rapporto Statistico 2009*, Roma, 2010;
- GSE, *L'Idrico – Dati Statistici al 31 Dicembre 2008*, Roma, 2009;
- GSE, *Rapporto Statistico Impianti a Fonti Rinnovabili – anno 2010*, Roma, 2010;
- GSE, *Statistiche sulle Fonti Rinnovabili in Italia - 2008*, Roma, 2009;
- IDEMS, *Linee guida per l'integrazione tra bilancio ambientale e sistema di gestione ambientale*, Ravenna, 2008;
- IEA, *Biomass for Power Generation and CHP*, IEA Publications, Parigi, 2010;
- IEA, *Co₂ Emission From Fuel Combustion*, IEA Publications, Parigi, 2010;
- IEA, *Electricity Information*, IEA Publications, Parigi, 2010;
- IEA, *Energy Statistics of OECD Countries*, IEA Publications, Parigi, 2010;
- IEA, *Energy Technology Initiatives*, IEA Publications, Parigi, 2010;

- IEA, *Energy Technology Essentials*, IEA Publications, Parigi, 2007;
- IEA, *Energy Technology Transitions for Industry*, IEA Publications, Parigi, 2009;
- IEA, *Key World Energy Statistics 2010*, IEA Publications, Parigi, 2010;
- IEA, *Implementing Energy Efficiency Policies*, IEA Publications, Parigi, 2009;
- IEA, *Promoting Energy Efficiency Investments*, IEA Publications, Parigi, 2008;

- IEA, *Renewables energy essentials - geothermal energy*, IEA Publications, Parigi, 2010;
- IEA, *Renewables for Heating and Cooling*, IEA Publications, Parigi, 2007;
- IEA, *Renewables Information 2010*, IEA Publications, Parigi, 2010;
- IEA, *Technology Roadmap – Carbon Capture and Storage*, 2010, IEA Publications, Parigi, 2010;
- IEA, *Technology Roadmap – Solar Photovoltaic Energy*, IEA Publications, Parigi, 2010;
- IEA, *Technology Roadmap – Wind Energy*, IEA Publications, Parigi, 2010;
- IEA, *Tracking Industrial Energy Efficiency and CO₂*, IEA Publications, Parigi, 2007;
- IEA, *World Energy Outlook 2008*, IEA Publications, Parigi, 2008;
- IEA, *World Energy Outlook 2009*, IEA Publications, Parigi, 2009;
- IEA, *Worldwide Engagement for sustainable energy strategies*, IEA Publications, Parigi, 2009;
- Intermediate Technology Consultant, *Cost benefit analysis for a renewable Energy strategy for the Isle of Wight to 2010*, ITC, 2002;
- IPCC, *Climate Change 2007: Mitigation. Contribution of Working Group III to the Fourth Assessment Report of the Intergovernmental Panel on Climate Change*, Cambridge University Press, Cambridge, 2007;
- ITABIA, *Rapporto 2008, I traguardi della bioenergia in Italia, elementi chiave per gli obiettivi al 2020*, 2008;
- Jodice R., *Olio vegetale per scopi energetici: un metodo per valutare le potenzialità produttive alla scala regionale*, CETA, Gorizia, 2006;
- LEAP (AA.VV.), *Disponibilità di biomasse da sottoprodotti e residui e da colture energetiche in Emilia Romagna. Stima della relativa potenzialità energetica*, Piacenza, 2007;
- LEAP (AA.VV.), *Esperienze di produzione e utilizzo delle biomasse in Emilia Romagna*, Piacenza, 2007;
- LEAP (AA.VV.), *Stato dell'arte delle tecnologie di trasformazione energetica delle biomasse, costi e benefici ambientali ed economici*, Piacenza, 2008;
- Legambiente, *Comuni rinnovabili 2009, La mappatura delle fonti rinnovabili nel territorio italiano, Analisi e classifiche*, Roma, 2009;
- Legambiente, *Comuni rinnovabili 2009, La mappatura delle fonti rinnovabili nel territorio italiano, Dati e tabelle*, Roma, 2009;
- Legambiente, *Comuni rinnovabili 2010, La mappatura delle fonti rinnovabili nel territorio italiano, Analisi e classifiche*, Roma, 2010;
- Legambiente, *Osservazioni al Piano d'azione nazionale per le energie rinnovabili (direttiva 2009/28/CE)*, Roma, 2010;

- Lolli, A., *Il bilancio ambientale è fondamentale*, in ARPA Rivista n. 5, Settembre-Ottobre 2006;
- Malanima P., *Energy Consumption in Italy in the 19th and 20th Centuries – a statistical outline*, CNR, Napoli, 2006;
- Manna C. (a cura di), ENEA, *Tecnologie per l'ambiente e il territorio, il caso delle fonti rinnovabili di energia*, Roma, 2006;
- Masullo A., Pietrogrande P., *Energia verde per un Paese rinnovabile*, Franco Muzzio Editore, Roma, 2003;
- McKendry P., *Energy production from biomass (part.1): Overview of biomass*, In Bioresource Technology 83, 2002
- Melis V., *Strumenti finanziari a sostegno dell'innovazione, un' amministrazione in cammino*, 2007;
- Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare, *I traguardi della bioenergia in Italia, elementi chiave per gli obiettivi al 2020*, Rapporto 2008;
- Ministero dello Sviluppo Economico, *Piano di Azione nazionale per le Energie Rinnovabili*, giugno 2010;
- Ministero dell'Ambiente e della Tutela del Territorio e del Mare e Kyoto Club, *Relazione sulle problematiche di carattere autorizzativo per gli impianti di produzione dell'energia elettrica da fonte rinnovabile e per la connessione degli impianti alla rete elettrica*, Roma, 2008;
- Naldi, G., *Con il risparmio e le rinnovabili l'Emilia-Romagna verso l'autosufficienza*, in ARPA Rivista, n. 5, settembre-ottobre 2006;
- Negri di Montenegro G., Bianchi M., Peretto A., *Sistemi Energetici e loro componenti*, Pitagora Editrice, Bologna, 2003;
- Nespor S., *Dopo Copenhagen: un tradimento dei nostri figli o un passo avanti verso un nuovo ordine per contenere il cambiamento climatico?*, in Federalismi, n.1, 2010;
- Ostrom E., *A polycentric approach for coping with climate change. Background paper to the 2010 World development Report. Development in a Changing Climate*, 2009;
- Pallotta A. e altri, *In house providing: il punto d'arrivo della giurisprudenza comunitaria e nazionale in tema di controllo analogo*, agosto 2008;
- Passalacqua F., Tondi G., *Lo strumento concertativo per il supporto della filiera biomasse – energia, l'esempio della Regione Toscana*, ETA Energie Rinnovabili, 2004;
- Pedde N. (a cura di), AIEE, *Geopolitica dell'Energia*, Carocci Editore, 2005;
- Pezzaglia M. (a cura di), *Attuazione della direttiva 2009/28 CE, Considerazioni sullo sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili in Italia*, APER, Roma, 2010;
- Piccinini S., C.R.P.A. . *Il biogas in Italia: situazioni e prospettive*, in Il Sole 24 Ore, maggio 2009;
- Piccinini S., C.R.P.A. , *Le tecnologie di produzione del biogas, modello di calcolo a supporto della fattibilità tecnico-economica*, Reggio-Emilia, 2007;
- Piccinini S., Rossi L., *Sottoprodotti agroindustriali, un potenziale da sfruttare*, in L'Informatore Agrario, n.34, pagg. 67 – 70, 2007;

- Piscino E., *Il nuovo patto di stabilità interno per il 2009*, in *La finanza locale: rivista di contabilità e tributi*, fasc.10, pagg. 45 - 47, 2008;
- Prontera A., *Politiche energetiche e governo locale, Il caso delle Marche*, in *Le istituzioni del federalismo: regione e governo locale*, fasc.3/4, pagg. 483 - 517, 2008;
- Provincia di Bologna, *Guida tecnico amministrativa per l'autorizzazione degli impianti di produzione di energia elettrica alimentati da fonti rinnovabili (FER)*, 2009;
- Provincia di Bologna, *Insedimenti industriali e sostenibilità, APEA – Aree produttive ecologicamente attrezzate*, settembre 2008;
- Provincia di Bologna, *Piano Energetico Ambientale della Provincia di Bologna*, 2003;
- Provincia di Bologna, *Programma Rurale Integrato Provinciale*, 2007;
- Rabboni T., *Forte sviluppo delle potenzialità delle agro-energie in Emilia-Romagna*, in *ARPA Rivista*, n.5, Settembre-Ottobre 2006;
- Rada E., Ragazzi M., *Energia da biomasse e rifiuti*, Franco Angeli, 2008;
- Radar Project, *Illustrating the models of agro-energetic chains and their respective feasibility studies*, 2009;
- Regione Emilia - Romagna, Gabinetto del Presidente della Giunta, *Bilanci di previsione dell'esercizio 2009 delle Amministrazioni Comunali della Regione Emilia – Romagna, Analisi delle principali tendenze rispetto all'esercizio 2008 e precedenti*, 2009;
- Regione Emilia – Romagna, Servizio Politiche Energetiche, *La valorizzazione delle fonti rinnovabili: situazione ed obiettivi in Emilia – Romagna*, Bologna, 2009;
- Regione Emilia – Romagna, *Piano Energetico Regionale*, 2007;
- Regione Emilia - Romagna, *Piano d'Azione Ambientale per un futuro sostenibile della Regione Emilia-Romagna 2008-2010*, dicembre 2008;
- Regione Emilia - Romagna, Servizio Sviluppo Sistema Agroalimentare, *Progetto di interesse strategico regionale Attività M – Monitoraggio degli impianti di biogas finanziati dalla Regione Emilia - Romagna, Rendiconto Tecnico Prima annualità* Reggio Emilia, gennaio 2008;
- Regione Emilia – Romagna, *Programma di Sviluppo Rurale*, 2007;
- Regione Emilia – Romagna, *Programma Operativo Regionale*, 2007;
- Regione Lazio, *Energie Rinnovabili: istruzioni per l'uso*, Assessorato all'Ambiente e Cooperazione tra i Popoli, Roma 2007;
- Reho M. (a cura di), *Fonti energetiche rinnovabili, ambiente e paesaggio rurale*, Franco Angeli, Milano, 2009;
- Romano F. (a cura di), CITTALIA, *L'ambiente e le amministrazioni locali: analisi, politiche e strumenti di sostenibilità*, Roma, 2008;
- Ronchi E., *Energie rinnovabili, con la Finanziaria 2008 quasi una rivoluzione*, in *ARPA rivista* n.1, pag.3, gennaio - febbraio 2008;
- Scalzo A. (a cura di), CITTALIA, *Energia e ambiente, La politica regionale di sviluppo 2007 – 2013 nella dimensione urbana: analisi delle opportunità*, marzo 2008;

- Sergio C., *Le fonti di energia*, il Mulino, Bologna, 2008;
- Sportello informativo agroforestale della Provincia di Trento, *Le biomasse, Aspetti tecnologici della filiera energetica*, in Bollettino SIAF, n.28, agosto 2006;
- Tardivo C.M., *I finanziamenti agli enti locali: patto di stabilità e rinegoziazione dei tassi*, in Rivista amministrativa della repubblica Italiana: giornale ufficiale delle amministrazioni centrali e provinciali e degli enti e istituzioni pubbliche di assistenza e beneficenza, fasc.2, pagg. 3-28, 2007;
- TERNA, *Bilancio Energia Elettrica Nazionale 2009*, Roma, 2010;
- TERNA, *Bilancio Energia Elettrica Nazionale 2008*, Roma, 2009;
- TERNA, *Bilancio Energia Elettrica Regionale 2007*, Roma, 2008;
- TERNA, *Dati Storici sull'Energia Elettrica in Italia*, Roma, 2008;
- TERNA, *Confronti Energetici Internazionali 2008*, Roma, 2009;
- Testa P. (a cura di), CITTALIA, *La crisi sulle spalle dei Comuni, le risorse e gli interventi comunali per contrastare l'aumento della domanda dei servizi sociali*, ottobre 2009;
- Tortorella W. (a cura di), CITTALIA, *I Comuni Italiani 2009*, Roma, 2009;
- Venturi G. e altri, *Ricerca sistema elettrico, rilievo delle produttività delle colture energetiche in Italia e analisi del loro mercato*. Bologna, 2009;
- Vezzani D. (a cura di), En.Cor., *Programma Energetico Comunale*, Correggio
- Zorzoli G.B., *Il Mercato Elettrico Italiano*, Quaderni Collana AIEE, Lorenzo Barbera Editore, 2007;

DIRETTIVE E REGOLAMENTI EUROPEI DI RIFERIMENTO

- Direttiva 2001/77/CE, *Promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità*;
- Direttiva 2002/91/CE, *Rendimento energetico nell'edilizia*;
- Regolamento 3.10.2002 n.1774/2002, *Norme sanitarie relative ai sottoprodotti di origine animale non destinati al consumo umano*;
- Direttiva 2003/87/CE, *Istituzione di un sistema per lo scambio di quote di emissioni dei gas a effetto serra nella Comunità e modifica della direttiva 96/61/CE del Consiglio*;
- Direttiva 2003/54/CE, *Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica e abrogazione della direttiva 96/92/CE*;
- Direttiva 2004/8/CE, *Promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia e modifica della direttiva 92/42/CEE*;
- Direttiva 2005/32/CE, *Istituzione di un quadro per l'elaborazione di specifiche per la progettazione ecocompatibile dei prodotti che consumano energia e recante modifica della direttiva 92/42/CEE del Consiglio e delle direttive 96/57/CE e 2000/55/CE del Parlamento europeo e del Consiglio*;
- Regolamento 20/9/2005 n.1698/2005, *Regolamento del Consiglio sul sostegno allo sviluppo rurale da parte del Fondo europeo agricolo per lo sviluppo rurale*;
- Direttiva 2006/32/CE, *Efficienza degli usi finali dell'energia e servizi energetici e recante abrogazione della direttiva 93/76/CEE del Consiglio*;
- Direttiva 2009/28/CE, *Promozione dell'uso dell'energia da fonti rinnovabili, recante modifica e successiva abrogazione delle direttive 2001/77/CE e 2003/30/CE*;

NORMATIVA NAZIONALE DI RIFERIMENTO

- Legge 28.1.1977 n.10, *Norme per l' edificabilità dei suoli*;
- D.P.R. 25.7.1991, *Modifiche dell'atto di indirizzo e coordinamento in materia di emissioni poco significative e di attività a ridotto inquinamento atmosferico*;
- D.Lgs. 28.8.1997 n.281, *Definizione ed ampliamento delle attribuzioni della Conferenza permanente per i rapporti tra lo Stato, le regioni e le province autonome di Trento e Bolzano ed unificazione, per le materie ed i compiti di interesse comune delle regioni, delle province e dei comuni, con la Conferenza Stato - città ed autonomie locali*;
- D.Lgs. 30.4.1998 n.173, *Disposizioni in materia di contenimento dei costi di produzione e per il rafforzamento strutturale delle imprese agricole*.
- D.Lgs. 16.3.1999 n. 79, *Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato dell'energia elettrica*;
- D.Lgs. 23.5.2000 n.164, *Attuazione della direttiva n. 98/30/CE recante norme comuni per il mercato interno del gas naturale, a norma dell'articolo 41 della legge 17 maggio 1999, n.144*;
- D.Lgs. 29.12.2003 n.387, *Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità*;
- Legge 23.8.2004 n. 239, *Riordino del settore energetico*;
- D.Lgs. 18.2.2005 n.59, *Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento*;
- D.Lgs. 19.8.2005, n. 192, *Attuazione direttiva 2002/91/CE relativa al rendimento energetico nell'edilizia*;
- D.Lgs. 3.4.2006 n.152, *Norme in materia ambientale*;
- D.M. 7.4.2006, *Criteri e norme tecniche generali per la disciplina regionale dell'utilizzazione agronomica degli effluenti di allevamento*;
- D.Lgs. 8.2.2007 n. 20, *Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE*;

- Legge 24.12.2007 n.244, *Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge Finanziaria 2008)*;
- D.Lgs. 30.5.2008 n.115, *Attuazione direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE*;
- Legge 30.12.2008 n.210, *Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 6 novembre 2008, n.172, recante misure straordinarie per fronteggiare l'emergenza nel settore dello smaltimento dei rifiuti nella regione Campania, nonché misure urgenti di tutela ambientale*;
- Legge 23.7.2009 n.99, *Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia*;

NORMATIVA DI RIFERIMENTO REGIONE EMILIA ROMAGNA

- Legge Regionale 3.7.1998 n.19, *Norme in materia di riqualificazione urbana*;
- Legge Regionale 24.3.2000 n. 20, *Disciplina generale sulla tutela e l'uso del territorio*;
- Legge Regionale 29.9.2003 n.19, *Norme in materia di riduzione dell'inquinamento luminoso e risparmio energetico*;
- Legge Regionale 14.4.2004 n.7, *Disposizioni in materia ambientale, modifiche ed integrazioni a leggi regionali*;
- Legge Regionale 23.12.2004 n. 26, *Disciplina della programmazione energetica territoriale ed altre disposizioni in materia di energia*;
- Delibera di Giunta Regionale 28/07/2008 n.1255, *Aspetti della normativa ambientale in relazione agli impianti di biogas di piccola o micro cogenerazione: primi indirizzi agli enti locali per uniformare i procedimenti*;
- Legge Regionale 6.7.2009 n.6, *Governo e riqualificazione solidale del territorio*;

BANDI REGIONALI

- Ente nazionale per la meccanizzazione agricola, *bando per l'erogazione del contributo finalizzato alla realizzazione di impianti connessi alla produzione di energia da biomasse* – pubblicato il 16 febbraio 2010 e con scadenza 2 aprile 2010;
- Provincia di Rimini, *Programma di Sviluppo Rurale della Regione Emilia Romagna (P.S.R. 2007-2013) – Asse 1 “Miglioramento della competitività del settore agricolo e forestale” – Misura 121 “ammodernamento delle aziende agricole”, annualità 2008 - 2009;*
- Provincia di Reggio Emilia, *Programma di Sviluppo Rurale della Regione Emilia Romagna (P.S.R. 2007-2013) – Asse 1 “Miglioramento della competitività del settore agricolo e forestale” – Misura 121 “ammodernamento delle aziende agricole”, annualità 2010;*
- Provincia di Parma, *Programma di Sviluppo Rurale della Regione Emilia Romagna (P.S.R. 2007-2013) – Asse 1 “Miglioramento della competitività del settore agricolo e forestale” – Misura 121 “ammodernamento delle aziende agricole”, annualità 2010 – 2013;*
- Provincia di Ferrara - *Programma di sviluppo Rurale della Regione Emilia Romagna (P.S.R. 2007-2013) – Asse 3 “Qualità della vita e diversificazione dell'economia nelle zone rurali - Misura 311 “diversificazione in attività non agricole”, annualità 2008 – 2010;*
- Provincia di Modena - *Programma di sviluppo Rurale della Regione Emilia Romagna (P.S.R. 2007-2013) – Asse 3 “Qualità della vita e diversificazione dell'economia nelle zone rurali - Misura 311 “diversificazione in attività non agricole”, annualità 2008 – 2010;*
- Provincia di Rimini - *Programma di sviluppo Rurale della Regione Emilia Romagna (P.S.R. 2007-2013) – Asse 3 “Qualità della vita e diversificazione dell'economia nelle zone rurali - Misura 311 “diversificazione in attività non agricole”, annualità 2008 – 2010;*
- Provincia di Reggio-Emilia - *Programma di sviluppo Rurale della Regione Emilia Romagna (P.S.R. 2007-2013) – Asse 3 “Qualità della vita e diversificazione dell'economia nelle zone rurali - Misura 311 “diversificazione in attività non agricole”, annualità 2008 – 2010;*

- Provincia di Ferrara - *Programma di sviluppo Rurale della Regione Emilia Romagna (P.S.R. 2007-2013) – Asse 3 “Qualità della vita e diversificazione dell’economia nelle zone rurali – Misura 321 “investimenti per servizi essenziali per l’economia e la popolazione rurale”, annualità 2008 – 2010;*
- Provincia di Reggio Emilia - *Programma di sviluppo Rurale della Regione Emilia Romagna (P.S.R. 2007-2013) – Asse 3 “Qualità della vita e diversificazione dell’economia nelle zone rurali – Misura 321 “investimenti per servizi essenziali per l’economia e la popolazione rurale”, annualità 2008 – 2010;*
- Regione Emilia – Romagna, *Piano d’Azione regionale attuativo del programma nazionale di ristrutturazione del settore bieticolo – saccarifero. Approvazione del programma operativo per la concessione di aiuti sulla misura 121, 2008;*
- Regione Emilia – Romagna, *Programma Operativo per la concessione di aiuti a favore di investimenti finalizzati alla riduzione delle emissioni di metano nelle aziende agricole ed alla produzione di energia da fonti rinnovabili" (DGR 1665 del 30 luglio 2004) e sottoposto a monitoraggio dal CRPA, 2004;*
- Regione Emilia – Romagna, *Programma Operativo regionale del Fondo Europeo di sviluppo regionale 2007 – 2013, finanziamento di progetti innovativi delle tecnologie energetico ambientali;*

SITI INTERNET CONSULTATI

- <http://ase.org>
- <http://ec.europa.eu/intelligentenergy>
- <http://econ.worldbank.org>
- <http://ermes.regione.emilia-romagna.it>
- <http://eur-lex.europa.eu/it/index.htm>
- http://europa.eu/index_it.htm
- http://europa.eu/pol/ener/index_it.htm
- <http://nuke.en-cor.it/>
- <http://paolomarmiroli.blogspot.com/>
- <https://servizimoka.regione.emilia-romagna.it>
- www.aiee.it
- www.ambienteitali.it
- www.ambientediritto.it
- www.amministrazioneincammino.luiss.it
- www.autorita-energia.it
- www.bioenergyinternational.com
- www.ccre.org
- www.clean-energy-ideas.com
- www.climatemenu.com
- www.comunirinnovabili.it
- www.consumoresponsabile.org
- www.crpa.it
- www.decc.gov.uk
- www.ecostudi.it
- www.eco-web.com
- www.edison.it
- www.eea.europa.eu
- www.efflocom.com
- www.eia.doe.gov
- www.enea.it
- www.energie-cites.org
- www.energies-renouvelables.org
- www.energyoffice.org
- www.energysavingtrust.org.uk
- www.epa.gov
- www.estif.org
- www.ewea.org
- www.eurobserv-er.org
- www.fiper.it
- www.fonti-rinnovabili.it
- www.fotaeree.com

- www.gse.it
- www.kyotoclub.org
- www.iaee.org
- www.iea.org
- www.iee-library.eu
- www.infobuildenergia.it
- www.infopower.es
- www.intuser.net
- www.istat.it
- www.legambiente.it
- www.leonardo-energy.com
- www.managenergy.net
- www.mercatoelettrico.org
- www.minambiente.it
- www.mokagis.it
- www.novaol.it
- www.oilmarketreport.org
- www.qualenergia.it
- www.regione.emilia-romagna.it/energia
- www.renael.net
- www.solarenergy.org
- www.solar-b2b.com
- www.sviluppoeconomico.gov.it
- www.terna.it
- www.teraaonauta.it
- www.u4energy.eu
- www.unep.org
- www.unione petrolifera.it
- www.wave-energy.net
- www.worldenergyoutlook.org

RIFERIMENTI A NORMATIVA NAZIONALE E DELLA REGIONE EMILIA – ROMAGNA IN MATERIA D'ENERGIA

- **Legge 29.05.1982 n. 308,**
Norme sul contenimento dei consumi energetici, lo sviluppo delle fonti rinnovabili di energia e l'esercizio di centrali elettriche alimentate con combustibili diversi dagli idrocarburi.
- **Legge 08.07.1986 n. 349,**
Istituzione del Ministero dell'Ambiente e norme in materia di danno ambientale.
- **Legge 29.10.1987 n. 445,**
Conversione in legge, con modificazioni, del decreto legge 31 agosto 1987, n. 364, recante misure urgenti per il rifinanziamento delle iniziative di risparmio energetico di cui alla legge 29 maggio 1982, n. 308, e del programma generale di metanizzazione del Mezzogiorno di cui all'art. 11 della legge 28 novembre 1980, n. 784.
- **Legge 07.08.1990 n. 241,**
Nuove norme in materia di procedimento amministrativo e di diritto di accesso ai documenti amministrativi.
- **Legge 09.01.1991 n. 9,**
Norme per l'attuazione del nuovo Piano energetico nazionale: aspetti istituzionali, centrali idroelettriche ed elettrodotti, idrocarburi e geotermia, autoproduzione e disposizioni fiscali.
- **Legge 09.01.1991 n. 10,**
Norme per l'attuazione del Piano Energetico nazionale in materia di uso razionale dell'energia, di risparmio energetico e di sviluppo delle fonti rinnovabili di energia.
- **D.M. 15.02.1991,**
Direttive alle regioni e alle province autonome di Trento e di Bolzano per uniformare i criteri di valutazione delle domande, le procedure e le modalità di concessione e di erogazione dei contributi previsti dalla legge 9 gennaio 1991, n. 10.

- **D.Lgs. 31.03.1998 n. 112,**
Conferimento di funzioni e compiti amministrativi dello Stato alle regioni ed agli enti locali, in attuazione del capo I della L. 15 marzo 1997, n. 59.
- **D.Lgs. 16.03.1999 n. 79,**
Attuazione della direttiva 96/92/CE recante norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica.
- **D.M. 22.12.2000,**
Finanziamenti ai comuni per la realizzazione di edifici solari fotovoltaici ad alta valenza architettonica.
- **Legge costituzionale 18.10.2001 n.3,**
Modifiche al titolo V della Costituzione.
- **D.P.R. 06.06.2001 n. 80,**
Testo unico delle disposizioni legislative e regolamentari in materia edilizia.
- **D.Lgs. 29.12.2003 n. 387,**
Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- **D.Lgs. 22.01.2004 n. 42,**
Codice dei beni culturali e del paesaggio, ai sensi dell'articolo 10 della L. 6 luglio 2002, n. 137
- **L. 23.08.2004 n. 239,**
Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia.
- **D.Lgs. 18.02.2005, n. 59,**
Attuazione integrale della direttiva 96/61/CE relativa alla prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento.
- **D.M. 28.07.2005,**
Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.
- **D.M. 24.10.2005,**
Direttive per la regolamentazione dell'emissione dei certificati verdi alle produzioni di energia di cui all'articolo 1, comma 71, della L. 23 agosto 2004, n. 239.

- **D.M. 06.02.2006.**
Criteri per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.
- **D.Lgs. 03.04.2006 n. 152,**
Norme in materia ambientale.
- **D.M. 07.04.2006,**
Criteri e norme tecniche generali per la disciplina regionale dell'utilizzazione agronomica degli effluenti di allevamento, di cui all'articolo 38 del D.Lgs. 11 maggio 1999, n. 152.
- art. 27, Strategie di gestione integrata di effluenti zootecnici (produzione di energia da letami).
- **D.Lgs. 12.04.2006 n.163,**
Codice dei contratti pubblici relativi a lavori, servizi e forniture in attuazione delle direttive 2004/17/CE e 2004/18/CE.
- **D.M. 07.02.2007,**
Formato e modalità per la presentazione della domanda di autorizzazione integrata ambientale.
- **D.Lgs. 08.02.2007 n. 20,**
Attuazione della direttiva 2004/8/CE sulla promozione della cogenerazione basata su una domanda di calore utile nel mercato interno dell'energia, nonché modifica alla direttiva 92/42/CEE.
- **D.M. 19.02.2007,**
Criteri e modalità per incentivare la produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare, in attuazione dell'articolo 7 del D.Lgs. 29 dicembre 2003, n. 387.
- **Legge 03.08.2007 n. 125,**
Conversione in legge, con modificazioni, del D.L. 18 giugno 2007, n. 73, recante misure urgenti per l'attuazione di disposizioni comunitarie in materia di liberalizzazione dei mercati dell'energia.
- **D.M. 22.11.2007,**
Condizioni di accesso ai finanziamenti del fondo rotativo per il sostegno alle imprese e agli investimenti in ricerca.
- **D.M. 21.12.2007,**
Revisione ed aggiornamento dei D.M. 20 luglio 2004, concernenti l'incremento dell'efficienza energetica degli usi finali di energia, il risparmio energetico e lo sviluppo delle fonti rinnovabili.

- **Legge 24.12.2007 n. 244,**
Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato (legge finanziaria 2008).
- **D.Lgs. 16. 01.2008, n. 4,**
Ulteriori disposizioni correttive ed integrative del D.Lgs. 03.04.2006, n. 152, recante norme in materia ambientale.
- **D.Lgs. 30.05.2008 n. 115,**
Attuazione della direttiva 2006/32/CE relativa all'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici e abrogazione della direttiva 93/76/CEE.
- **D.M. 18.12.2008,**
Incentivazione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili.
- **Legge 28.01.2009 n. 2,**
Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 29 novembre 2008, n. 185, recante misure urgenti per il sostegno a famiglie, lavoro, occupazione e impresa e per ridisegnare in funzione anticrisi il quadro strategico nazionale.
- **D.M. 02.03.2009,**
Disposizioni in materia di incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.
- **D.M. 19.03.2009,**
Approvazione del Piano triennale per la ricerca nell'ambito del sistema elettrico nazionale 2009 – 2011 e relativo Piano operativo annuale per l'anno 2009.
- **D.P.R. 02.04.2009 n.59,**
Regolamento di attuazione del D.Lgs. 192/2005, concernente attuazione della direttiva 2002/91/CE sul rendimento energetico in edilizia.
- **Legge 23.07.2009 n. 99,**
Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia.
- **D.M. 31.07.2009,**
Criteri e modalità per la fornitura ai clienti finali delle informazioni sulla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica fornita.

- **Legge 23.07.2009 n. 102,**
Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 1° luglio 2009, n. 78, recante provvedimenti anticrisi, nonché proroga di termini e della partecipazione italiana a missioni internazionali.
- **D.M. 31.07.2009,**
Criteri e modalità per la fornitura ai clienti finali delle informazioni sulla composizione del mix energetico utilizzato per la produzione dell'energia elettrica fornita.
- **D.M. 5.08.2009, n. 128,**
Agevolazioni fiscali per il bioetanolo di origine agricola.
- **D.M. 16.11.2009,**
Incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti alimentati da biomasse solide, oggetto di rifacimento parziale.
- **D.M. 2.12.2009,**
Meccanismi per la risoluzione anticipata delle convenzioni Cip 6/92.
- **Legge 23.12.2009, n. 191,**
Legge Finanziaria 2010.
- **D.L. 30.12.2009, n. 194,**
Proroga di termini previsti da disposizioni legislative
– c.d. "Milleproroghe"
- **D.Lgs. 11.02.2010, n. 22,**
Riassetto della normativa in materia di ricerca e coltivazione delle risorse geotermiche, a norma dell'articolo 27, comma 28, della legge 23 luglio 2009, n. 99.
- **D.M. 25.01.2010,**
Modifica della quota minima di immissione in consumo di biocarburanti ed altri carburanti rinnovabili.
- **D.M. 26.01.2010,**
Aggiornamento del decreto 11 marzo 2008 in materia di riqualificazione energetica degli edifici.
- **Legge 26.02 2010, n. 25,**
Conversione in legge, con modificazioni, del decreto-legge 30 dicembre , n. 194, recante proroga di termini previsti da disposizioni legislative.

- **D.M. 02.03.2010,**
Attuazione della legge 27 dicembre 2006, n. 296, sulla tracciabilità delle biomasse per la produzione di energia elettrica.
- **Legge 22.03.2010 n. 41,**
Conversione in legge, con modificazioni, del dl 25 gennaio 2010, n. 3, recante misure urgenti per garantire la sicurezza di approvvigionamento di energia elettrica nelle isole maggiori.
- **D.L. 25.03.2010 n. 40,**
Incentivi per il sostegno della domanda finalizzata ad obiettivi di efficienza energetica, ecocompatibilità e di miglioramento della sicurezza sul lavoro - Attività edilizia libera.
- **D.M. 26.03.2010,**
D.L. "incentivi" (40/2010) - Beni ammessi al contributo e modalità di erogazione.
- **D.Lgs. 29.03.2010 n. 56,**
Usi finali dell'energia e servizi energetici - Modifiche al D.lgs. 115/2008.
- **D.Lgs. 29.03.2010 n. 48,**
Attuazione della direttiva 2008/118/Ce - Regime delle accise. *Normativa della Regione Emilia - Romagna*
- **L.R. 22.02.1993 n.10,**
Norme in materia di opere relative a linee ed impianti elettrici fino a 150 mila Volt. Delega di funzioni amministrative.
- **L.R. 21.04.1999 n. 3,**
Riforma del sistema regionale e locali - Titolo V, Capo XI, Energia
- **D.G.R. 08.06.1999 n. 918,**
Piano regionale d'azione per l'acquisizione di un primo parco-progetti in materia di uso razionale dell'energia, risparmio energetico, valorizzazione delle fonti rinnovabili e limitazioni delle emissioni di gas ad effetto serra.
- **D.G.R. 16.06.1999 n. 960,**
Approvazione della Direttiva per il rilascio delle autorizzazioni delle emissioni in atmosfera in attuazione della L.R.3/1999 "Riforma del sistema regionale locale".
- **L.R. 18.05.1999 n. 9,**
Disciplina della procedura di valutazione dell'impatto ambientale.

- **L.R. 16.11.2000 n. 35**,
Modifiche alla L.R. 18 maggio 1999, n. 9 concernente: «Disciplina della procedura di valutazione dell'impatto ambientale».
- **D.C.R. 14.02.2005 n. 315**,
Piano Energetico Regionale.
- **L.R. 25.11.2002 n. 31**,
Disciplina generale dell'edilizia (valida anche per impianti FER).
- **D.G.R. 30.12.2003 n. 2825**,
Programma regionale per la realizzazione di impianti fotovoltaici. Approvazione del bando per la richiesta di contributi (scadenza 30.04.2004).
- **L.R. 23.12.2004 n. 26**,
Disciplina della programmazione energetica territoriale ed altre disposizioni in materia di energia.
- **L.R. 17.02.2005 n. 6**,
Disciplina della formazione e della gestione del sistema regionale delle aree naturali protette e dei siti della Rete natura 2000.
- **D.G.R. 14.05.2007 n. 686**,
Linee di programmazione e finanziamento delle Aziende del Servizio sanitario regionale per l'anno 2007
- art 6 "Politiche di risparmio energetico e rispetto ambientale; politiche tariffarie e fonti energetiche".
- **D.G.R. 12 novembre 2007, n. 1709**
L.R. n. 43/1997 come modificata dalla L.R. n. 17/2006. Nuovi criteri attuativi per adeguamento a orientamenti comunitari su aiuti di Stato 2007-2013 e adozione Programma regionale
- art. 4 "Contributi regionali sul pagamento degli interessi sui finanziamenti a medio-lungo termine accesi dalle imprese associate".
- **D.G.R. 14.11.2007 n. 141**,
Approvazione del Piano Energetico Regionale.
- **D.G.R. 11.02.2008 n. 167**,
Reg. CE 1698/2005 e decisione 4161- PSR 2007-2013. Approvazione Programma operativo Asse 1 comprensivo dei programmi operativi relativi alle misure 111, 112, 114, 121 e 123, nonché approvazione avviso pubblico Misura 123
- Allegato 4, Misura 121 "Ammodernamento delle aziende agricole"

- **D.G.R. 04.03.2008 n. 156,**
 Approvazione atto di indirizzo e coordinamento sui requisiti di rendimento energetico e procedure di certificazione energetica degli edifici (sviluppo efficienza energetica eco-compatibile negli edifici).
 - art. 1 “Finalità ed ambito di intervento”
 - art. 7 “Soggetti certificatori accreditati”
 - art.10 “Misure di sostegno ed incentivazione”

- **D.G.R 21.04.2008 n. 580,**
 Reg. CE 320/2006. Approvazione del Piano regionale in attuazione del Programma nazionale di ristrutturazione del settore bieticolo- saccarifero.
 - art. 2 “Obiettivi e strumenti di intervento” (investimento e sostegno alle bioenergie).

- **Det. 17.03.2008, n. 2845,**
 Approvazione dello schema di Piano di sviluppo aziendale ed ulteriori disposizioni tecniche per l’attuazione dei programmi operativi della Misura 112 e 121 di cui alla D.G.R. n. 167/2008
 - art 2 “Mercato e strategia commerciale”(finanziamenti alle aziende per l’utilizzo di fonti rinnovabili).

- **D.G.R 31.03.2008 n. 421,**
 Modifica ed integrazioni dei criteri attuativi ai fini dell’ adeguamento al Programma Operativo della Misura 121 della L.R. n. 43/1997, così come modificata dalla L.R. 17/2006.
 - art. 4.1.1 “Contributi regionali sul pagamento degli interessi sui finanziamenti a medio-lungo termine accesi dalle imprese associate”

- **D.G.R. 28.07.2008 n. 1255,**
 Aspetti della normativa ambientale in relazione agli impianti di biogas di piccola o micro cogenerazione: primi indirizzi agli Enti locali per uniformare i procedimenti.

- **D.P.G.R. 01.10.2008 n. 210**
 Approvazione Accordo di programma sulla qualità dell’aria per il triennio 2006-2009 Aggiornamento 2008-2009, tra Regione Emilia- Romagna, Province, Comuni capoluogo e Comuni con popolazione superiore a 50.000 abitanti, sottoscritto in data 12 settembre 2008.
 - art 2.4 a), Energia.

- **D.G.R. 06.10.2008 n. 1580,**
 Linee guida dell’azione regionale per la mobilità sostenibile. - 1. Punti strategici e criteri innovativi

- **D.G.R. 03.12.2008 n. 204,**
Piano di azione ambientale per un futuro sostenibile della Regione Emilia-Romagna 2008-2010. (Proposta della Giunta regionale in data 28 luglio 2008, n. 1328).

- **D.G.R. 30.03.02009 n. 417,**
Piano energetico regionale: approvazione modalità e criteri per la concessione di contributi agli Enti locali per la realizzazione di programmi di qualificazione energetica in attuazione delle Misure 1.1, 1.2, 1.3, 2.1 e 2.2 del Piano triennale di intervento.

- **D.G.R. 27.07.2009 n. 1124,**
Politiche attive del lavoro per attraversare la crisi, salvaguardando capacità produttive e professionali, occupazione, competitività e sicurezza sociale in attuazione dell'Accordo tra Governo, Regioni, Province Autonome sottoscritto in data 12 febbraio 2009 e del patto sottoscritto fra Regione Emilia- Romagna e Parti sociali in data 8 maggio 2009 - Approvazione di un piano di intervento e dei dispositivi di prima attuazione.

EXECUTIVE SUMMARY

INTRODUZIONE ALLA PROBLEMATICAZIONE ENERGETICA E AMBIENTALE

Il concetto fondante e le motivazioni alla base di questo lavoro di tesi, sono costituiti dalla volontà di analizzare a fondo la problematica energetica ed ambientale, focalizzando l'indagine sul ruolo delle Fonti Energetiche Rinnovabili e contestualizzandola nel contesto "locale" relativo alla Regione Emilia Romagna: questo lavoro di tesi, infatti, è stato sviluppato nell'ambito un progetto di collaborazione stipulato tra Università e Regione Emilia Romagna, e si è svolto all'interno dell'Assessorato alle Attività Produttive della Regione, lavorando con il "Servizio Politiche Energetiche" emiliano-romagnolo.

La crisi energetica (e, contestualmente, la crisi ambientale) rappresenta una problematica al centro del dibattito globale da oltre mezzo secolo, finora affrontata in maniera non organica e realmente efficace dalle nazioni e dagli organismi sovranazionali coinvolti in tale dibattito.

La continua crescita della popolazione e il progressivo incremento generalizzato (e disomogeneo) degli standard di vita, alimentano con ritmi esponenziali la domanda –e la conseguente produzione- di energia (Figura 1), inevitabilmente correlata (proprio a causa dei modelli di sviluppo seguiti finora) ad un drammatico incremento delle emissioni climalteranti, che continuano a nuocere irreversibilmente alla salubrità del nostro fragile ecosistema.

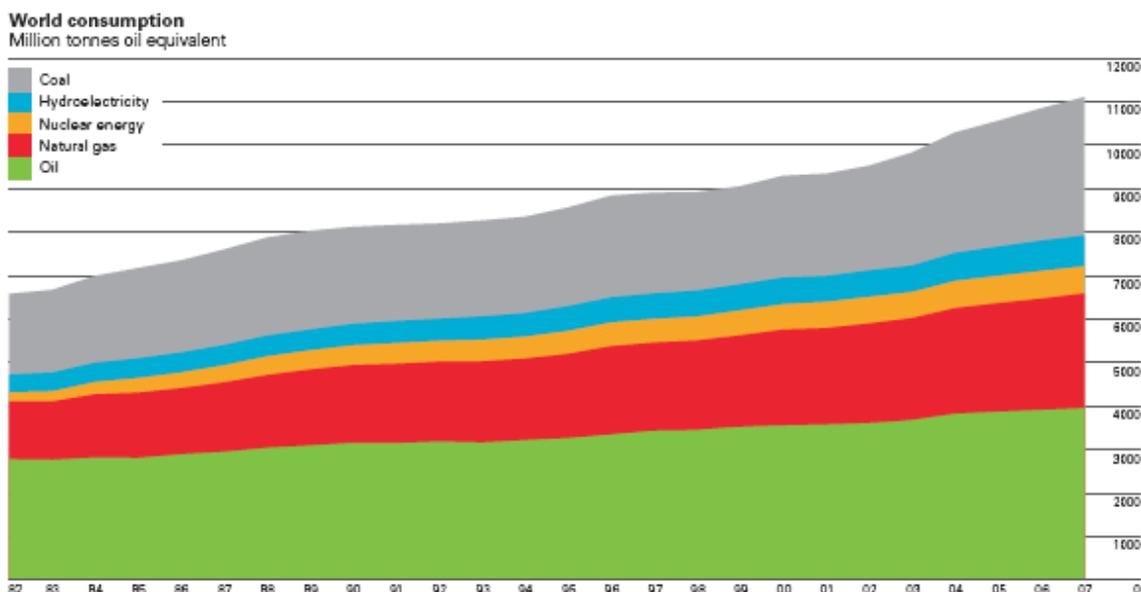


Figura 1: Consumi energetici mondiali dal 1982 al 2007 (Fonte: BP, rapporto 2008).

INCREMENTO DEMOGRAFICO E INCREMENTO DEI CONSUMI ENERGETICI

Il recente rapporto del World Energy Council, il cui congresso si è svolto a Roma nel novembre 2007, ha previsto un raddoppio della domanda energetica globale da qui al 2050. Per quella data, la popolazione mondiale sarà aumentata di circa 2,5 miliardi.

Le stime sul lungo periodo relative ai consumi energetici totali concordano nel prevedere una crescita che porterà, nel 2030, a superare abbondantemente i 17000 Mtep: l'EIA stima una domanda pari a circa 18200 Mtep (Figura 2).

	2003	2010	2020	2030	Var 2003-30 totale (%)	Var 2003-30 annua (%)
OECD	5904	6454	7096	7782	31.8	1
Nord America	2981	3311	3740	4188	40.49	1.3
Europa	1988	2127	2235	2381	19.77	0.7
Asia & Oceania	935	1016	1119	1210	29.38	1
Non OECD	4697	6391	8354	10402	121.46	3
Europa & Eurasia	1222	1424	1731	1991	62.89	1.8
Asia	2094	3180	4355	5635	169.07	3.7
Medio Oriente	494	630	786	950	92.35	2.4
Africa	335	446	562	675	101.5	2.6
Centro e Sud America	552	711	920	1152	108.68	2.8
TOTALE	10602	12844	15447	18184	71.52	2

Figura 2: Stime domanda mondiale di energia primaria [milioni di tep] (Fonte: EIA)

INCREMENTO DELLE EMISSIONI INQUINANTI E CONSEGUENZE GLOBALI

Parallelamente all'aumento dei consumi, si stima uno spostamento della domanda energetica verso le fonti fossili (Figura 3).

	2003	2010	2020	2030	2003-2030 var. totale (%)	2003-2025 var. annua (%)
Petrolio	4085	4677	5312	6025	47.5	1,4
Gas naturale	2497	3052	3934	4785	91.62	2.4
Carbone	2530	3246	4034	4927	94.72	2.5
Nucleare	668	728	829	874	30.94	1
Rinnovabili	824	1139	1338	1572	90.83	2.4
totale mondo	10602	12844	15447	18184	71,52	2

	2002	2010	2020	2030	2002-2030 var. totale (%)	2002-2025 var. annua (%)
Petrolio	3676	4308	5074	5766	56.86	1.6
Gas naturale	2190	2703	3451	4130	88.58	2.3
Carbone	2389	2763	3193	3601	50.73	1.5
Nucleare	692	778	776	761	10.4	0.4
En. idrica	224	276	321	365	62.95	1.8
Biomasse e rifiuti	1119	1264	1428	1605	43.43	1.3
Rinnovabili	55	101	162	256	365.45	5.7
totale mondo	10345	12194	14404	16487	59.37	1.7

Figura 3: stime produzione da fonti energetiche 2010-2030, secondo IEA e EIA

L'aumento dei consumi energetici e l'utilizzo di fonti fossili comporta un altrettanto forte incremento delle emissioni di CO₂ (i consumi energetici sono responsabili di oltre il 60% delle emissioni di gas-serra), che una parte della scienza mondiale sostiene essere causa del fenomeno del surriscaldamento globale: stime dell'IPCC valutano un incremento di temperatura globale compreso tra 0.6 e 0.7°C al 2030, per raggiungere poi un valore tra 3 e 4.5°C nel 2100.

Per rispondere a questa problematica, si dovranno di conseguenza seguire strade alternative (Figura 4).

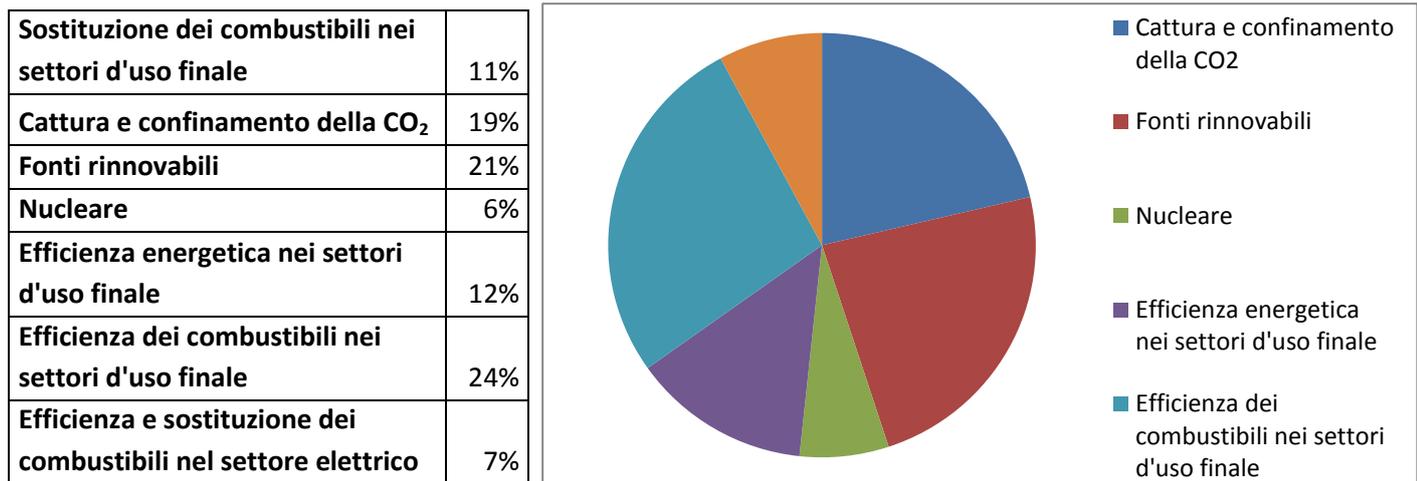


Figura 4: Incidenza percentuale delle tecnologie nella riduzione delle emissioni di CO₂ al 2030 (Fonte “Ambiente Italia 2008”)

Tali percorsi alternativi rispetto all'utilizzo delle fonti fossili quali risposta all'incremento della richiesta energetica devono essere sostenuti da opportuni provvedimenti legislativi e normativi a livello nazionale e sovra-nazionale (europeo, mondiale): il più recente tentativo in materia è stato quello avanzato con la Conferenza di Copenhagen del 2009.

LO SCENARIO ITALIANO

La domanda di energia primaria si attesta nel 2008 a 193 Mtep (Figura 5), subendo una flessione di un punto percentuale rispetto al 2007, per una generalizzata contrazione dei consumi di tutte le fonti fossili, non compensata dall'accresciuto contributo delle fonti rinnovabili.

L'obiettivo complessivo per l'Italia in relazione alla normativa europea 20-20-20 è quello di passare dal 5,2% nel 2005, al 17% del consumo finale lordo del 2020, soddisfatto con FER.

La citata Direttiva prescrive inoltre che la quota di energia da fonti rinnovabili nel trasporto sia almeno del 10% del consumo entro il 2020.

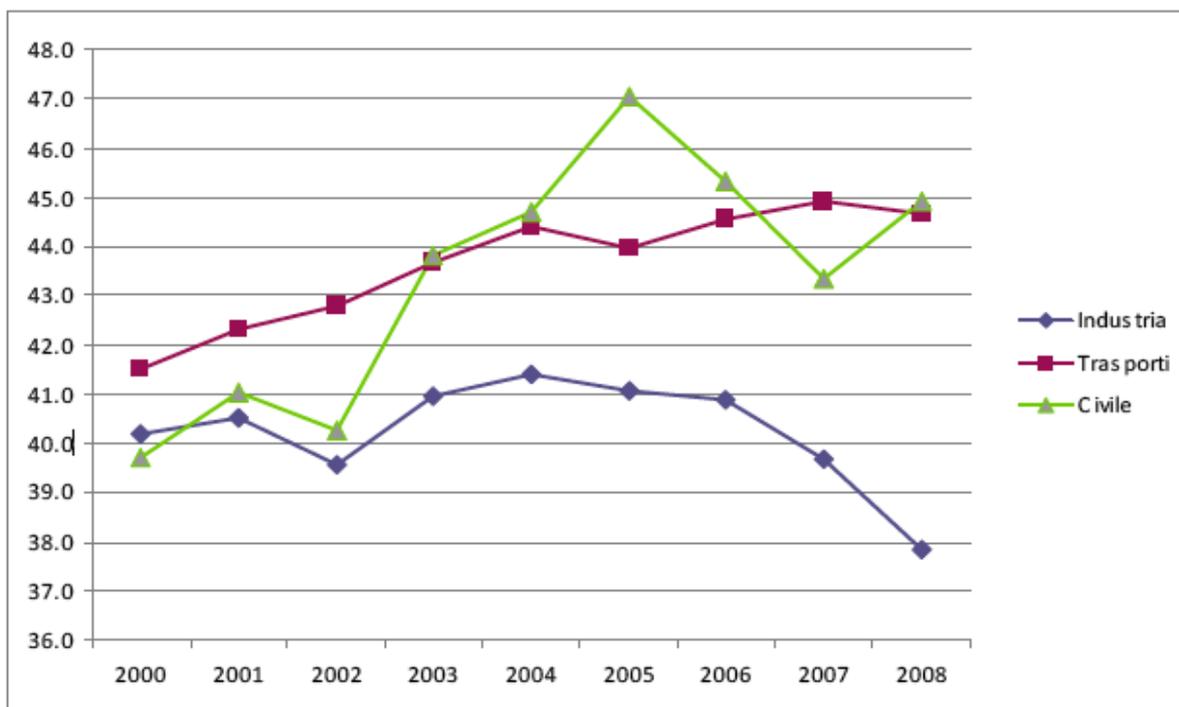


Figura 5: Consumi finali di energia per settore (Mtep). Anni 2000-2008 (Fonte: ENEA)

L'Italia dovrà quindi ridurre i propri consumi energetici e implementare la produzione elettrica da FER (Figura 6).

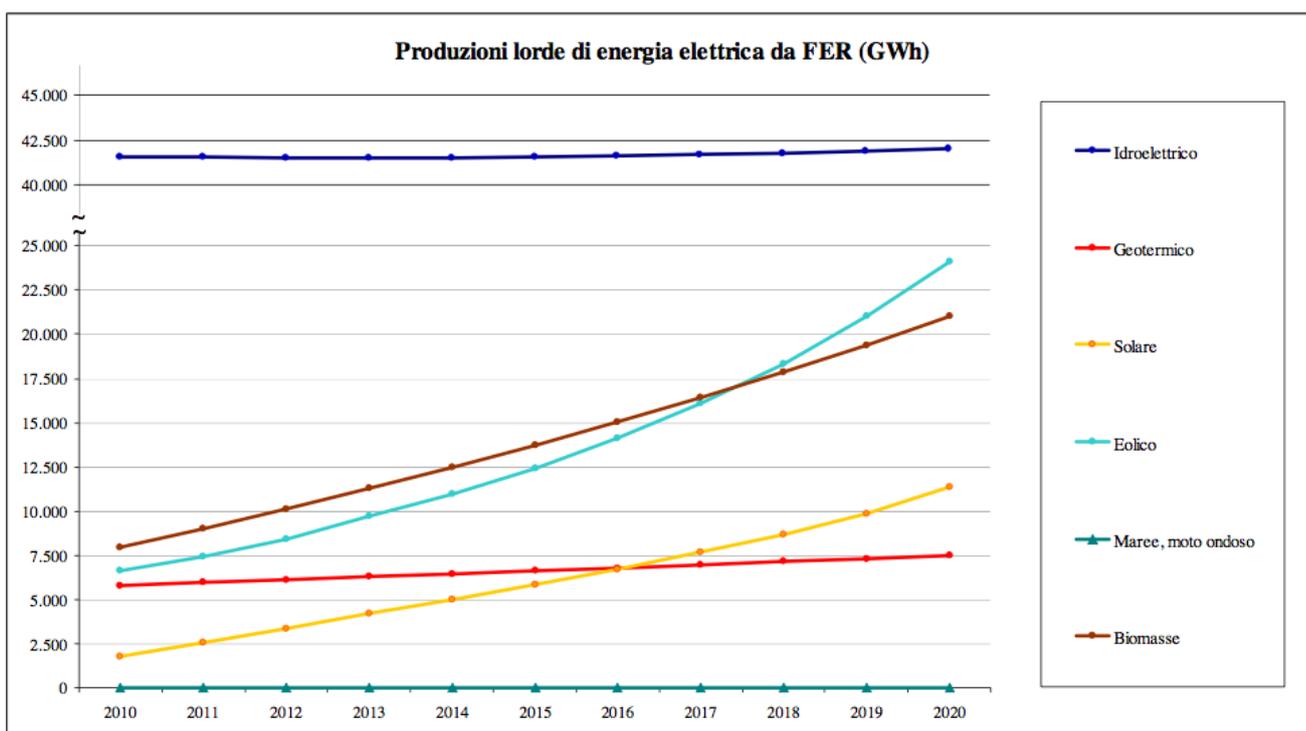


Figura 6: Previsioni nel periodo 2010-2020 di produzione lorda di energia elettrica dalle diverse fonti rinnovabili

INCENTIVAZIONE DELLE FER

Per raggiungere tale obiettivo, sono numerose le azioni intraprese dal Governo (e dalle amministrazioni locali) destinate a incentivare le FER:

- Certificati Verdi
- Certificati Bianchi
- Conto Energia
- CIP 6/92

Sono sostanzialmente interventi di fiscalità energetica, che, se valutati dal punto di vista dell'indicatore dell'efficacia (Figura 7) definito dalla IEA, manifestano una certa "debolezza" nonostante l'elevato livello di remunerazione applicato.

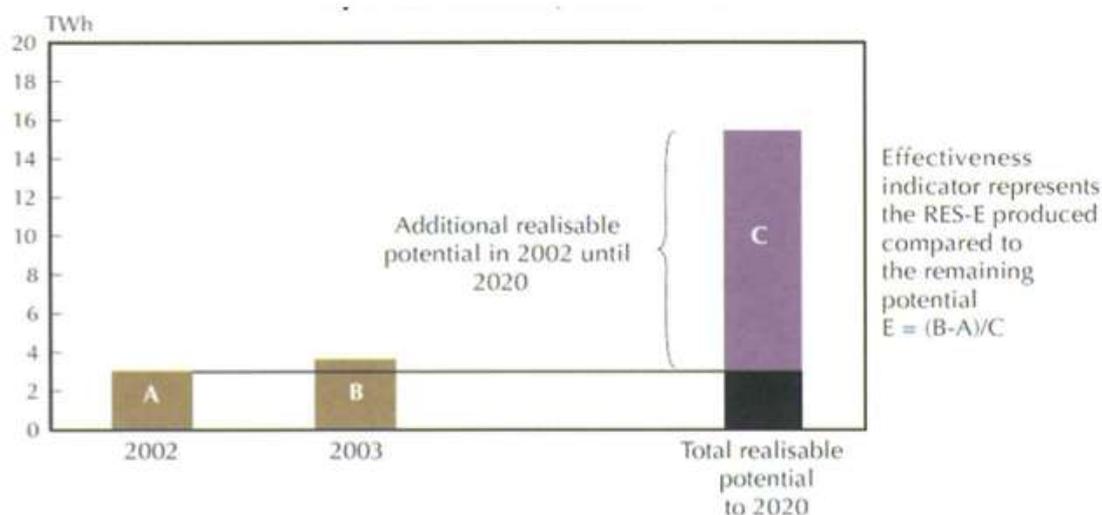


Figura 7: esempio di indicatore di efficacia delle politiche per specifica fonte, anno e Paese (Fonte: IEA, "Deploying Renewables", 2008)

Tali meccanismi di incentivazione si inseriscono, per quanto riguarda l'energia elettrica prodotta da FER, all'interno del "mercato elettrico" italiano (definito in Figura 8) essendo individuati degli incentivi alla produzione elettrica da fonti energetiche rinnovabili.



Figura 8: schema sintetico della struttura del Mercato Elettrico (Fonte: GME)

LE FONTI ENERGETICHE RINNOVABILI

Il tema delle energie alternative risulta quindi essere un aspetto focale per il raggiungimento degli obiettivi previsti in termini di diversificazione della produzione energetica e di riduzione delle emissioni inquinanti a fronte dell'incremento della richiesta energetica. Gli investimenti complessivi per le fonti rinnovabili previsti da IEA (Fonte: IEA, 2009) nel periodo 2007-2030 sommano a 5500 miliardi di dollari, con una quota sul totale della generazione elettrica pari al 50%. Investimenti rilevanti in questo campo sono stati effettuati anche in Italia, dove nel 2008 si è avuto un aumento della produzione da fonti rinnovabili in Italia del 21% (Figura 9).

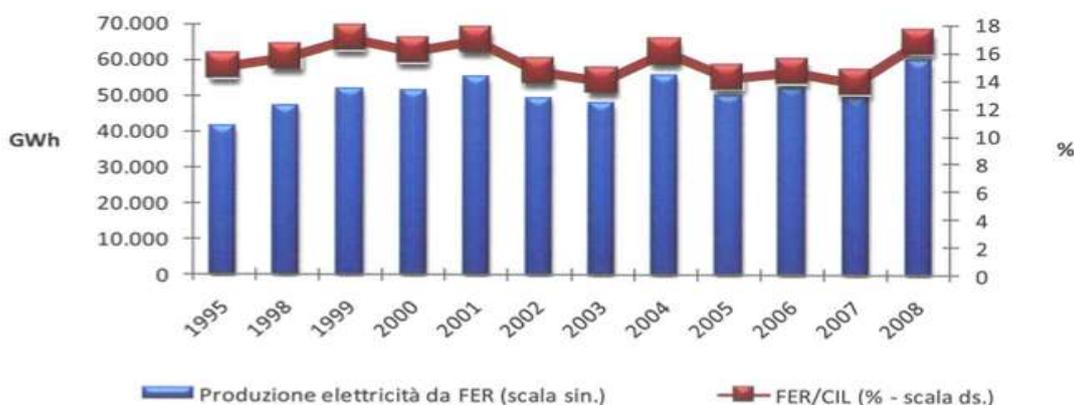


Figura 9: Produzione energia elettrica in Italia da fonti rinnovabili (Anni 1995-2008; Fonte ENEA su dati Terna ed ENEA, 2010, "Le Fonti Rinnovabili 2010)

LA TECNOLOGIA A BIOMASSE

La biomassa destinata a fini energetici è definibile secondo il D.lgs. 29/12/03, n. 387 - "Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità", come: "La parte biodegradabile dei prodotti, rifiuti e residui provenienti dall'agricoltura (comprendente sostanze vegetali e animali) e dalla silvicoltura e dalle industrie connesse, nonché la parte biodegradabile dei rifiuti industriali e urbani".

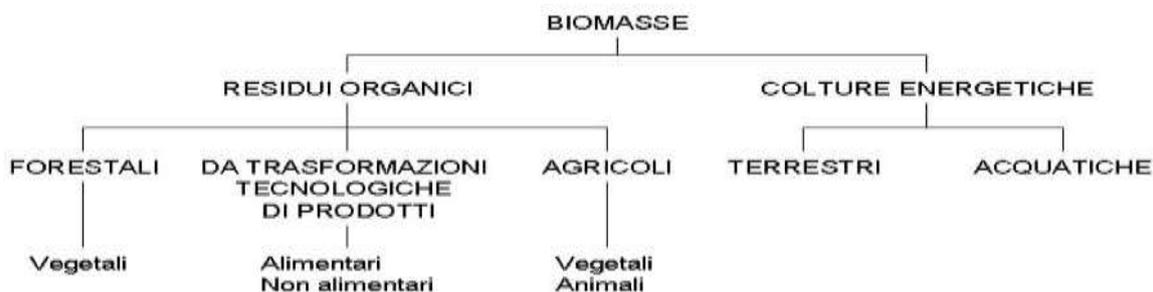


Figura 10: Schema delle varie tipologie di biomassa e loro provenienza (Fonte: LEAP, 2008)

Facendo riferimento alle biomasse residuali (residui delle lavorazioni agricole e forestali, dalla legna da ardere, e la parte biodegradabile dei rifiuti urbani e industriali) destinati ad un uso energetico, se ne stima una disponibilità in Italia pari a 25 milioni di tonnellate di sostanza secca ogni anno (Figura 11).

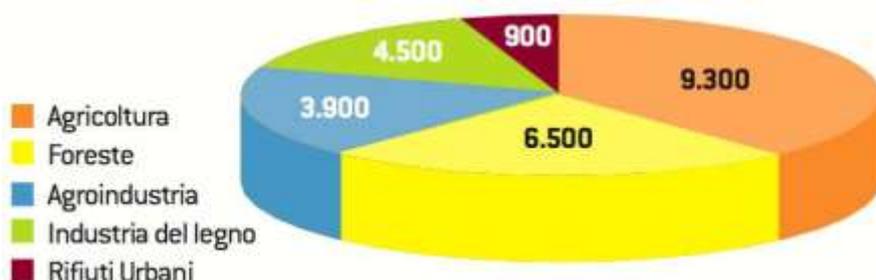


Figura 11: Biomasse residuali in kt/anno in Italia (fonte: ITABIA, 2008)

LA TECNOLOGIA EOLICA

La conversione dell'energia proveniente dal sole in energia eolica, avviene poiché radiazione solare si rende responsabile dei movimenti dell'atmosfera e dunque del vento. Questo è una fonte diretta di energia potenzialmente sfruttabile: l'energia eolica, che si trova sotto forma di energia cinetica, viene raccolta e trasformata, mediante una turbina o un aerogeneratore in energia meccanica e poi elettrica.

Diversi studi hanno dimostrato come in Europa il potenziale eolico teoricamente sfruttabile sia in grado di coprire almeno il 20% dei consumi di energia elettrica previsti al 2020, mentre la disponibilità stimata di energia da fonte eolica nel mondo è dell'ordine di 20000 TWh/anno.

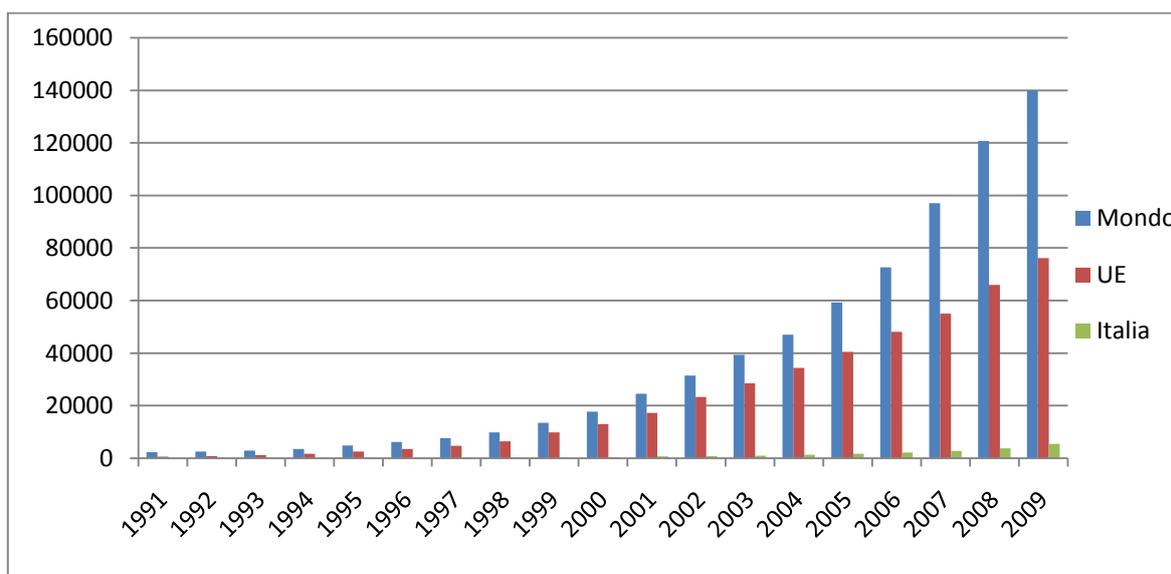


Figura 12: evoluzione potenza eolica installata nel Mondo, in UE e Italia

In seguito a queste contingenze, il mercato dell'energia eolica ha conosciuto in tempi recenti un'espansione senza confronti rispetto alle altre fonti rinnovabili, registrando un successo senza confronti: l'industria eolica ha infatti conosciuto uno straordinario sviluppo nell'ultimo decennio (Figura 12), decuplicando la potenza installata da 6000 MW del 1996 ai 72000 MW del 2006, cresciuti ulteriormente negli ultimi quattro anni, fino agli attuali 140000 MW circa installati globalmente.

LA TECNOLOGIA GEOTERMICA

Per energia geotermica si intende l'energia termica immagazzinata nel sottosuolo terrestre, ossia il calore endogeno derivante dall'attività vulcanica secondaria, epiù in generale dall'attività geologica della terra (Figura 13).

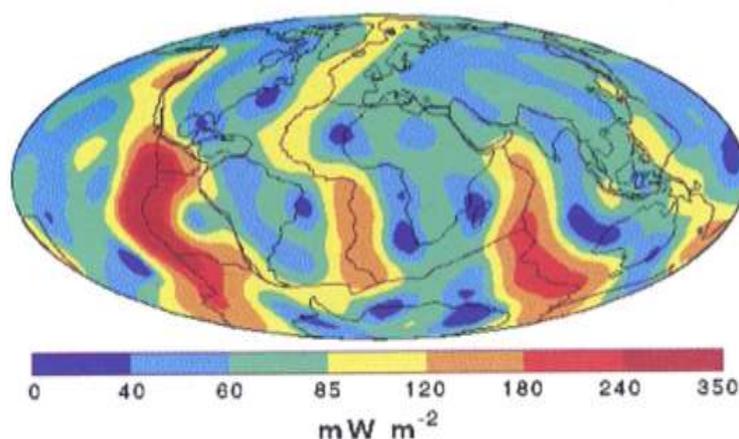


Figura 13: distribuzione mondiale del flusso di calore geotermico (Fonte: "ENEA")

Le modalità di sfruttamento sono molte (a bassa o alta entalpia, convenzionali o innovative). L'Italia è al quinto posto al mondo per potenza elettrica installata da impianti geotermici, con oltre 710 MW (Figura 14).

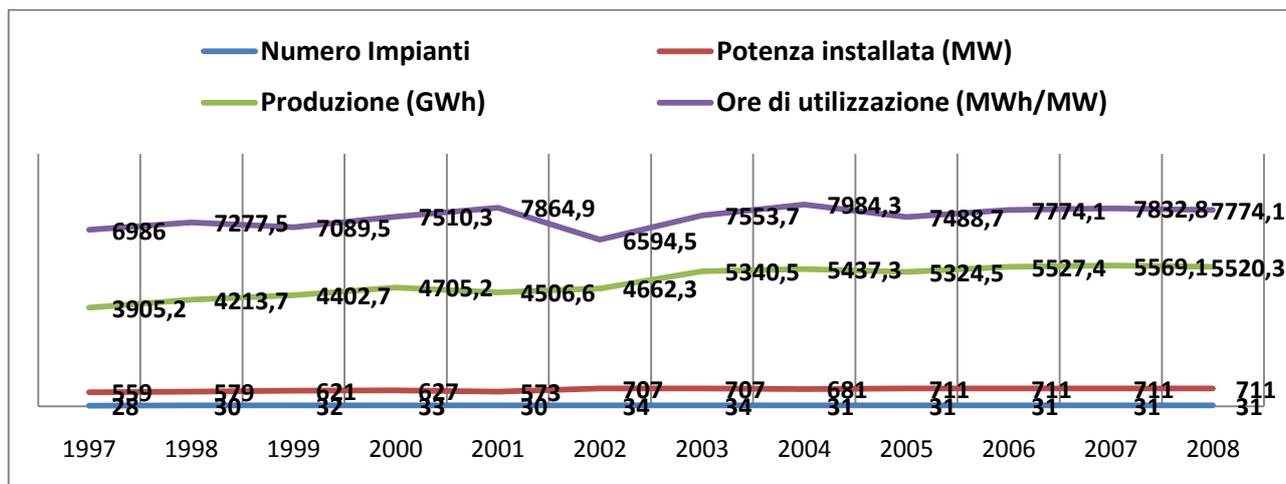


Figura 13: Evoluzione 1997-2008 del parco geotermico italiano (Fonte: "CEGL")

LA TECNOLOGIA IDRAULICA

L'energia idroelettrica è l'energia elettrica ottenibile a partire da un "movimento" di una massa di acqua; tale risorsa è sfruttata a livello mondiale come da Figura 14.

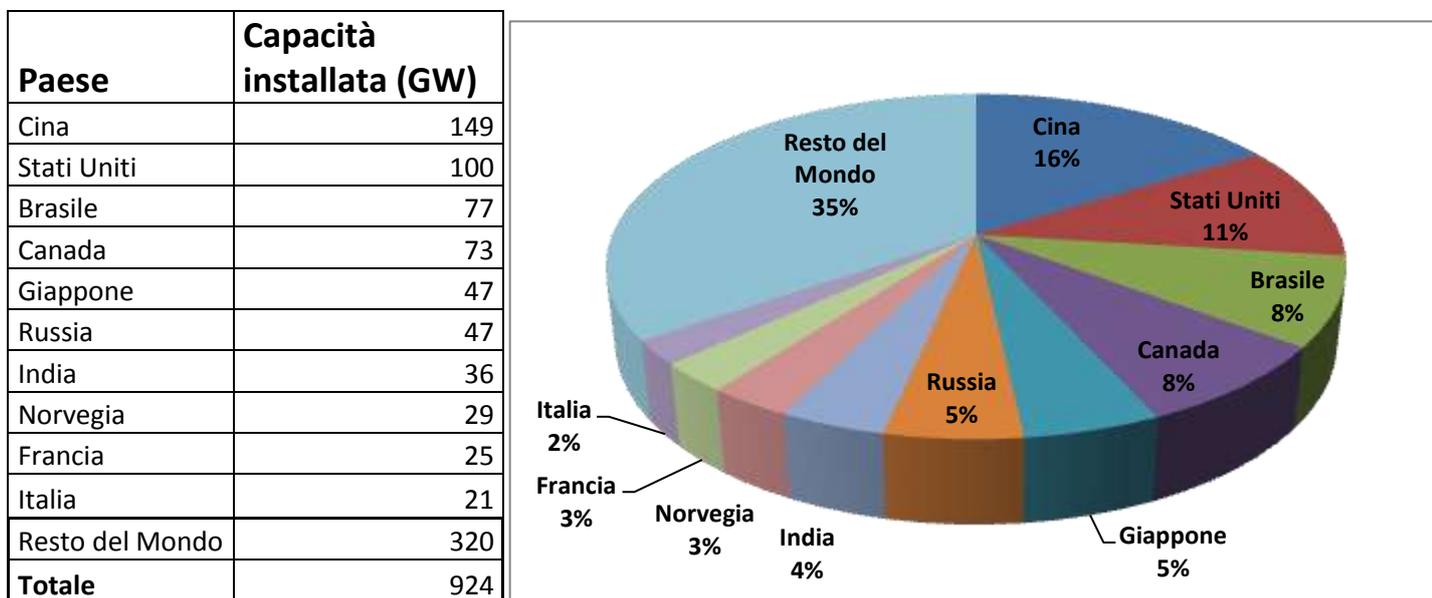


Figura 14: Distribuzione mondiale potenza idroelettrica - 2008 (Fonte: IEA)

In Italia lo sfruttamento dell'energia idroelettrica è tra i più massicci di tutta l'Europa occidentale e rappresenta circa l'85% delle potenzialità idroelettriche territoriali accertate, che sarebbero di circa 65000 GWh/anno (Figura 15).

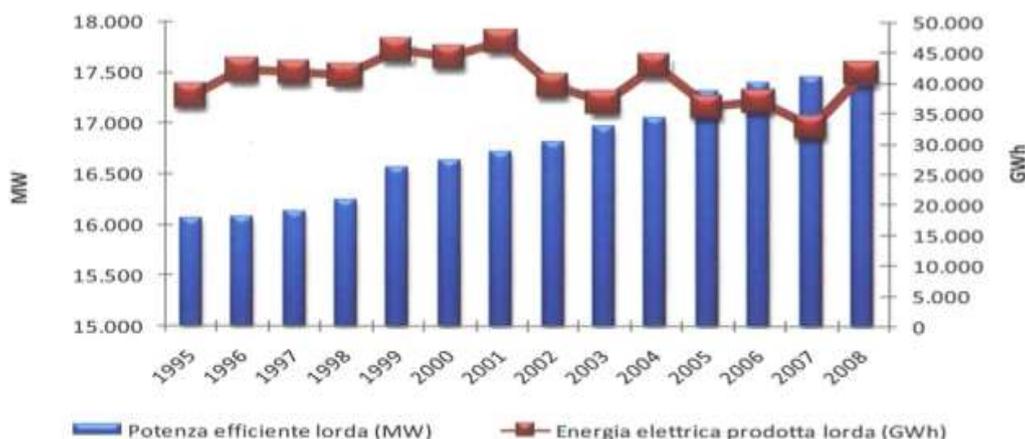


Figura 15: potenza idroelettrica installata ed energia prodotta in Italia, nel periodo 1995-2008 (Fonte: ENEA, rapporto 2010)

Si evidenzia come le dimensioni medie del parco idroelettrico italiano si stiano riducendo progressivamente, segno indicativo del progressivo spostamento del "mercato" verso la tecnologia mini-idroelettrica.

LA TECNOLOGIA FOTOVOLTAICA

L'energia solare ha natura elettromagnetica: dalle reazioni solari si origina energia radiante che può essere convertita direttamente in energia utile nel caso degli impianti fotovoltaici (energia elettrica) e solari termici (energia termica).

Il mercato mondiale del solare fotovoltaico, nonostante i costi ancora elevati (e a fronte di una carenza di silicio ed una riduzione della sua produzione, che dal 2007 provocano forti ritardi e speculazioni sui prezzi), ha conosciuto uno sviluppo estremamente importante (Figura 16).

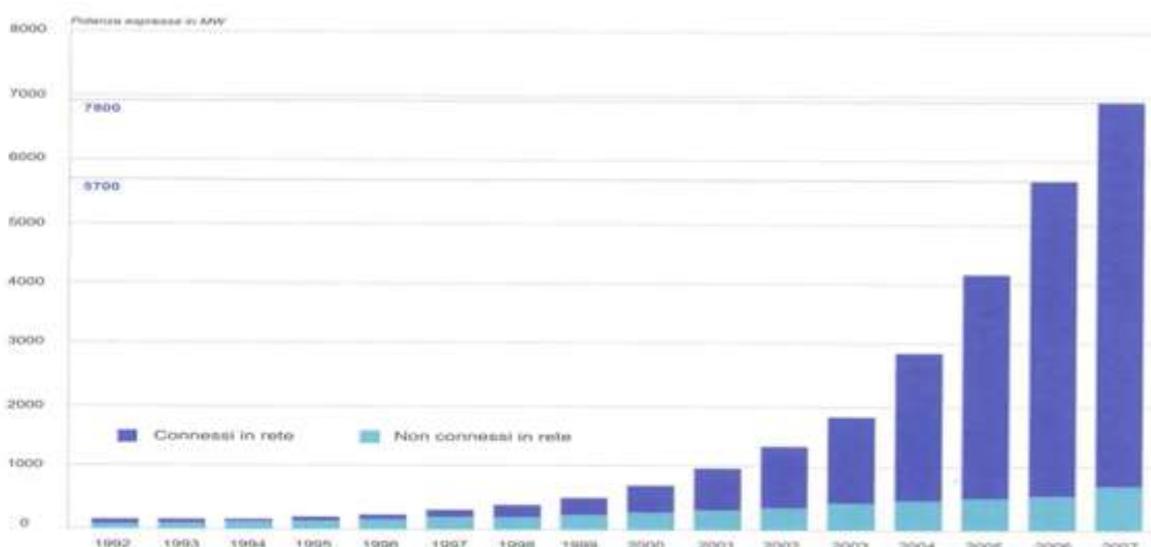


Figura 16: Potenza mondiale fotovoltaica a fine 2007 (Fonte: IEA, 2008)

In Italia, seppure in fortissimo aumento (grazie alla spinta dei meccanismi di incentivazione) negli ultimi anni (Figura 17), il settore fotovoltaico contribuisce ancora in misura assai ridotta alla produzione di energia elettrica nazionale.



Figura 17: evoluzione del parco fotovoltaico italiano (Fonte: GSE, 2010)

IL PARCO RINNOVABILE EMILIANO ROMAGNOLO AL 2010

Nell'ottica di definire un quadro completo ed aggiornato del parco rinnovabile emiliano-romagnolo, si è proceduto ad una raccolta dati (relativa agli impianti F.E.R. in esercizio, a quelli in valutazione, a quelli valutati e non realizzati e a quelli non autorizzati) presso le 9 Province e i 348 Comuni del territorio.

STATO ATTUALE DELLE BIOMASSE IN EMILIA ROMAGNA

Il parco costituito dagli impianti a biomasse presenti sul territorio della Regione Emilia-Romagna (comprensivo dei termovalorizzatori) è definito in Figura 18.

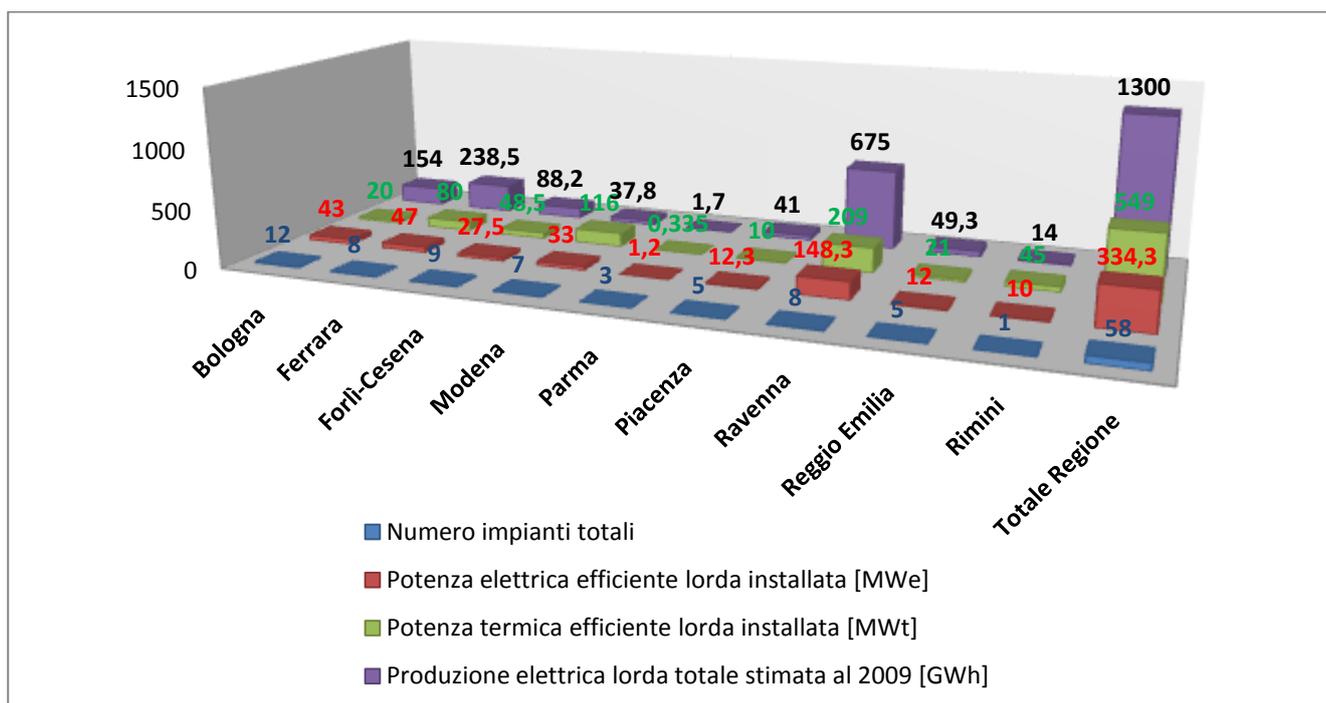


Figura 18: installazioni a biomasse in esercizio in Emilia Romagna al 2010

Si evidenzia (Figura 19) come il mercato della biomassa si stia orientando verso impianti a bioliquidi di piccole dimensioni (inferiori al MW).

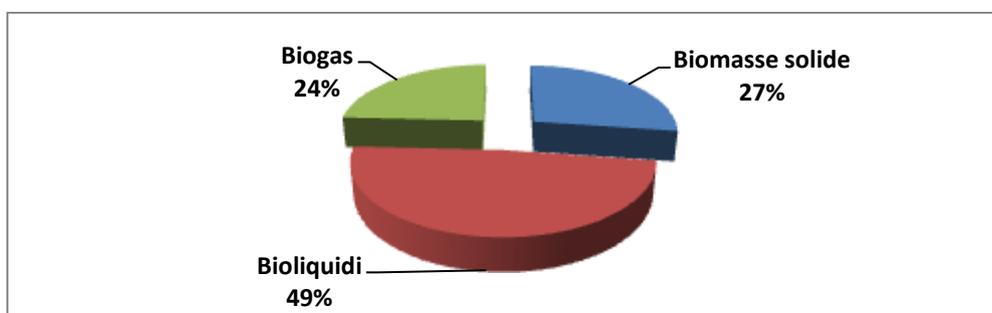


Figura 19: ripartizione percentuale tra tipologie impiantistiche del numero degli impianti a biomasse 'convenzionali' attualmente in fase di valutazione

STATO ATTUALE DELL'EOLICO IN EMILIA ROMAGNA

Il parco eolico emiliano romagnolo in esercizio al 2010 è definito in Figura 20:

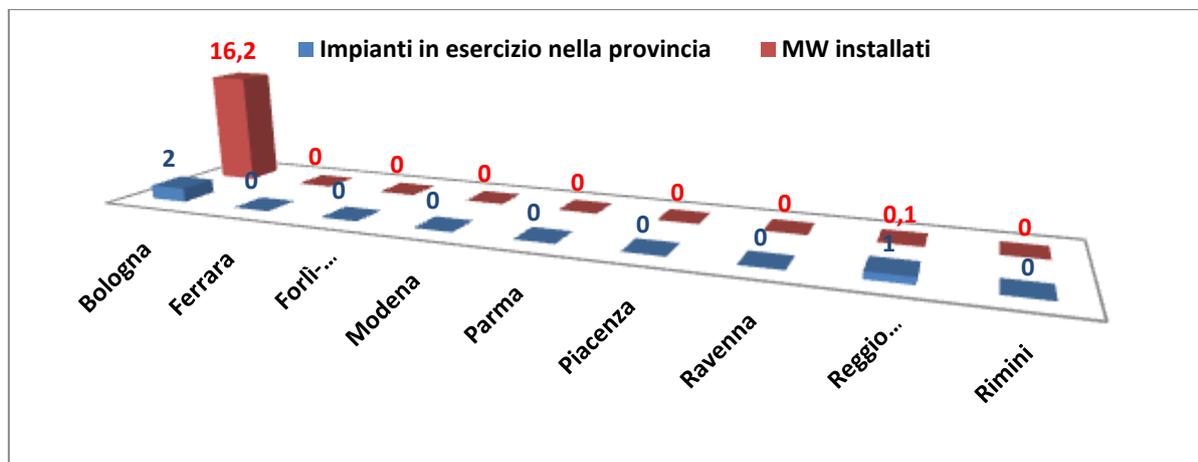


Figura 20: distribuzione tra le Province degli impianti eolici in esercizio al 2010

Tale parco eolico si stima in significativa evoluzione al 2012 (Figura 21):

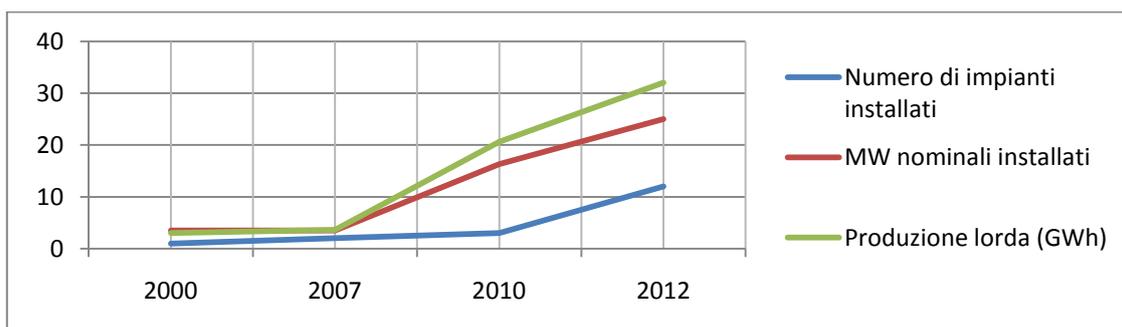


Figura 21: evoluzione del parco eolico emiliano-romagnolo nel periodo 2000-2012

Complessivamente sono molti i MW di potenza eolica valutati in Regione dal 2002:

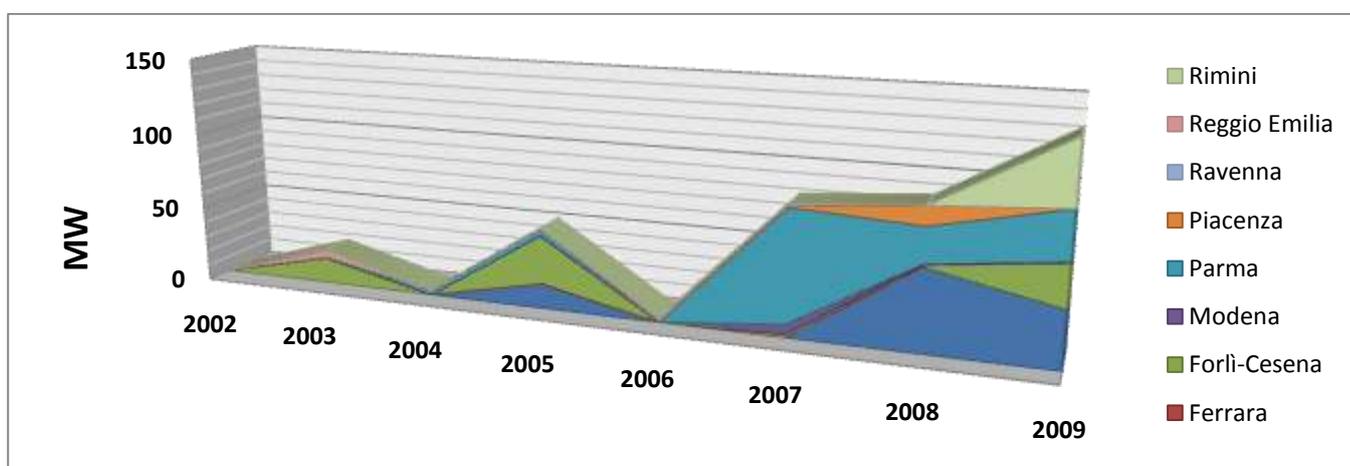


Figura 22: impianti eolici complessivamente valutati in Emilia Romagna (2002-2009)

STATO ATTUALE DEL FOTOVOLTAICO IN EMILIA ROMAGNA

L'attuale parco fotovoltaico installato in Emilia Romagna è riportato in Figura 23.

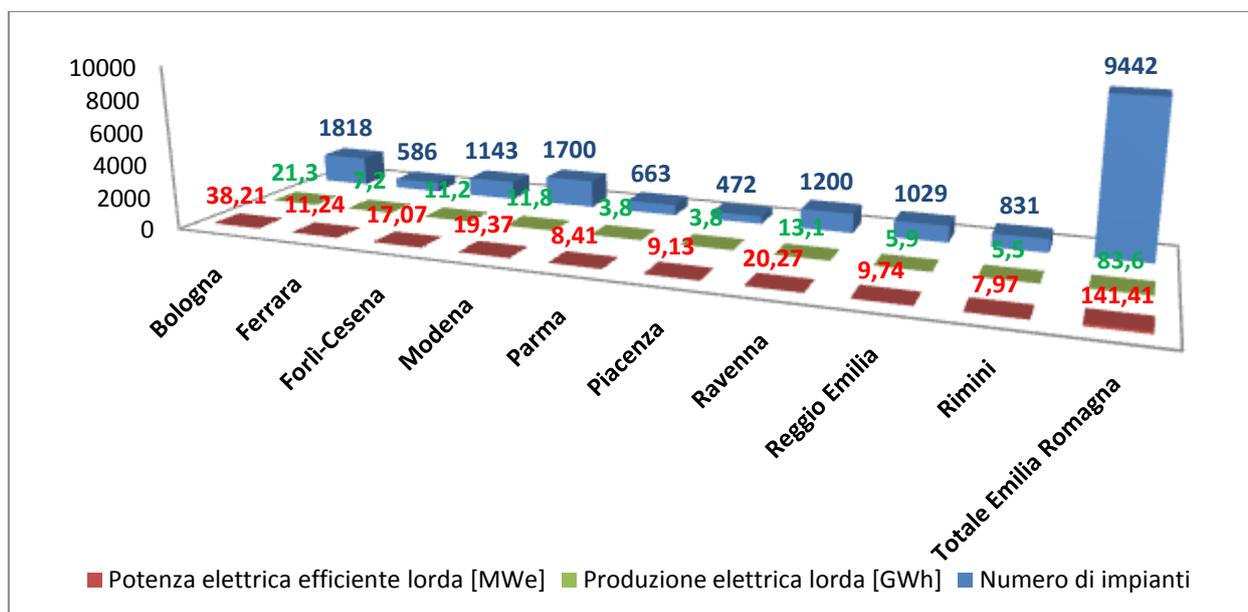


Figura 23: parco fotovoltaico in esercizio al 2010 nella Regione Emilia Romagna

La quasi totalità di queste installazioni sono di piccole dimensioni (<20 kW).

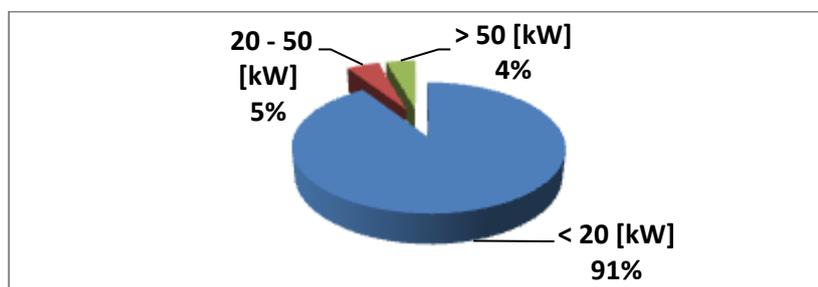


Figura 24: ripartizione per taglia [kW] del numero totale di impianti fotovoltaici installati in Emilia Romagna al 2010

La tecnologia fotovoltaica è tra quelle stimate più "in crescita" al 2015 (Figura 25).

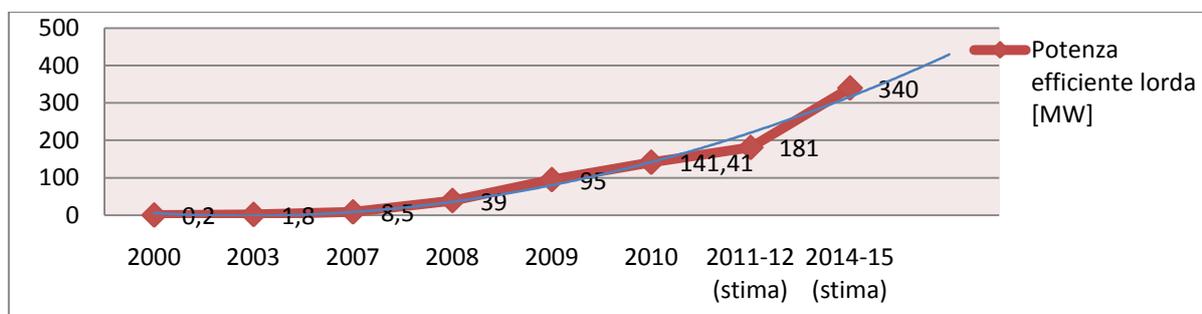


Figura 25: andamento stimato 2000-2015 potenza elettrica da ftv in Emilia Romagna

STATO ATTUALE DELLA TECNOLOGIA GEOTERMICA IN EMILIA ROMAGNA

Lo stato attuale (e la possibile evoluzione al 2012) degli impianti geotermici (per produzione termica) installati in Emilia Romagna è definito dalla Figura 26.

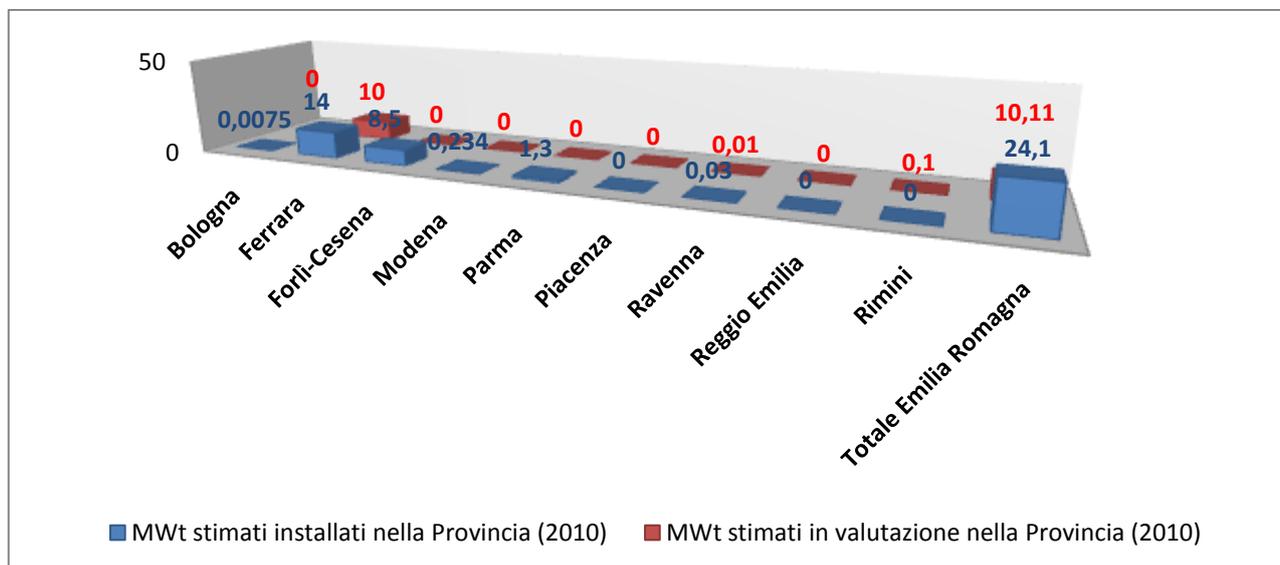


Figura 26: potenza termica connessa a impianti geotermici stimati in esercizio e in fase valutazione in Emilia Romagna al 2010

STATO ATTUALE DELLA TECNOLOGIA IDROELETTRICA IN EMILIA ROMAGNA

Lo stato attuale del parco idroelettrico “rinnovabile” emiliano-romagnolo (l’impianto di pompaggio non è stato quindi preso in considerazione) è riassunto in Figura 27.

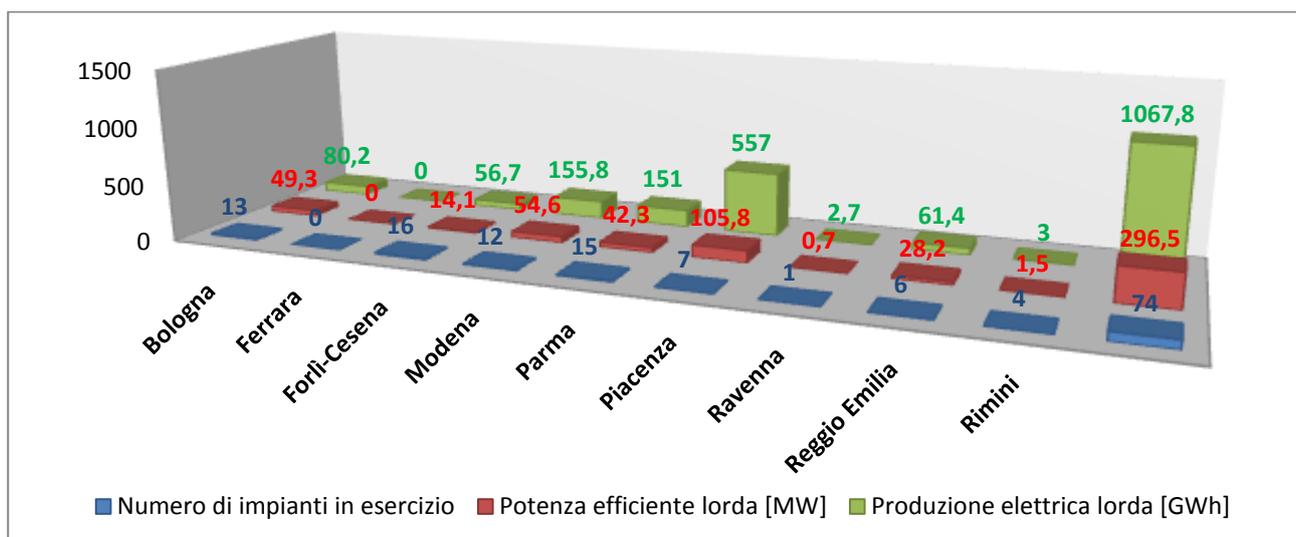


Figura 27: parco idroelettrico “rinnovabile” installato in Emilia Romagna al 2010

E' interessante verificare come la tecnologia idroelettrica si stia spostando, con il tempo, nella direzione del mini-idroelettrico (Figura 28).

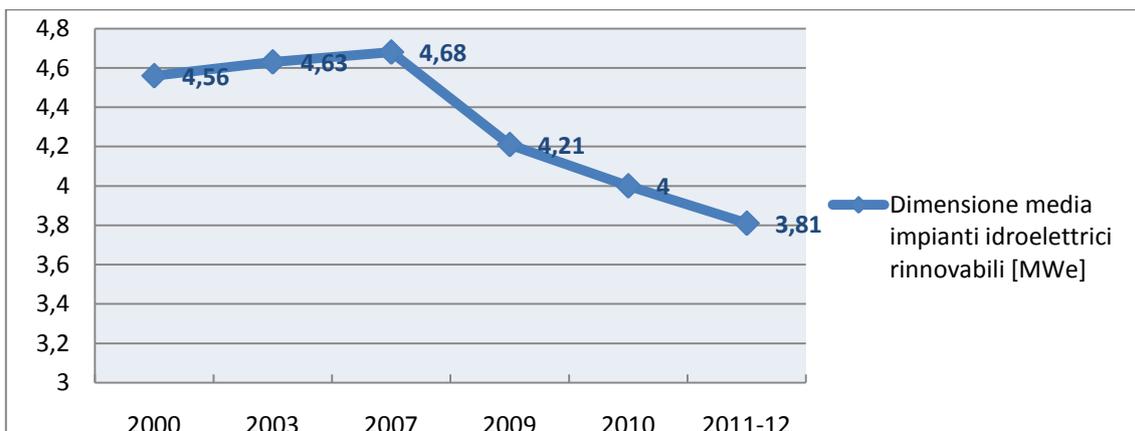


Figura 28: evoluzione stimata nel periodo 2000-2012 della dimensione media degli impianti idroelettrici rinnovabili installati in Emilia Romagna

IL QUADRO COMPLESSIVO DEL "PARCO RINNOVABILE" EMILIANO ROMAGNOLO AL 2010

Lo stato complessivo relativo agli impianti FER installati in Emilia Romagna al 2010 è riportato in Figura 29

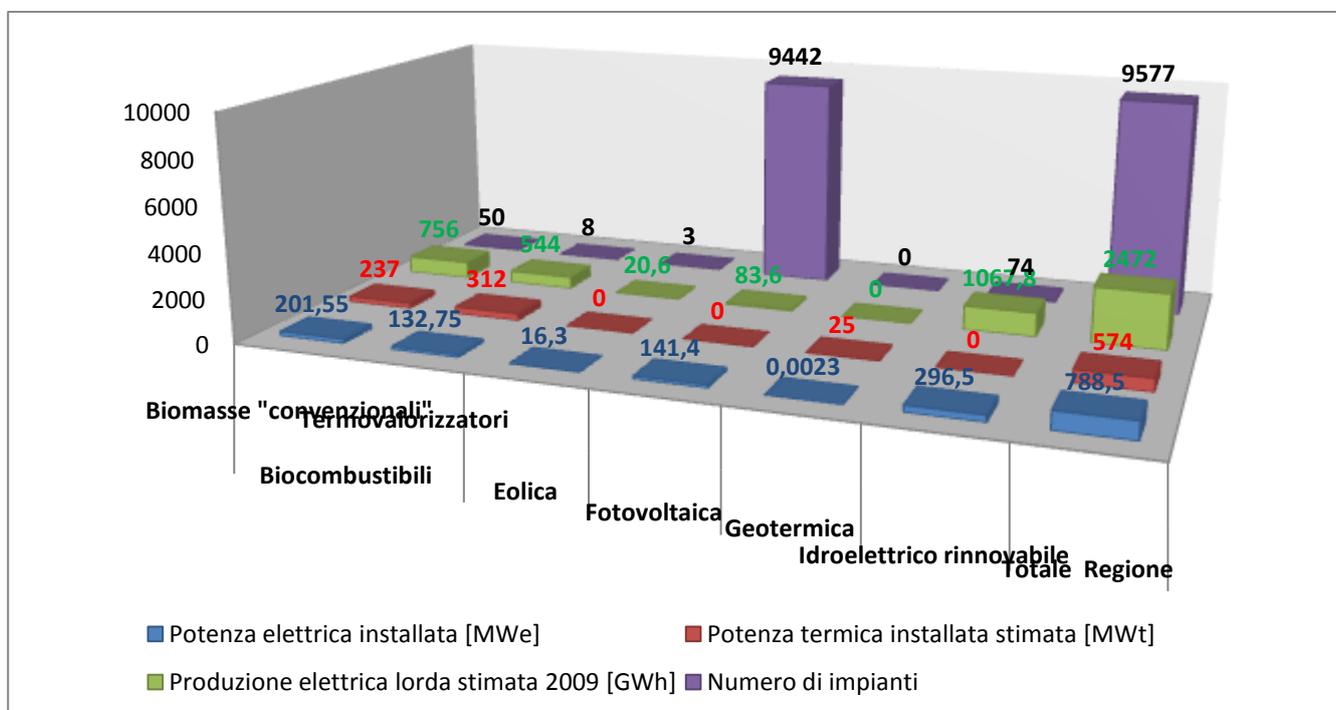


Figura 29: stato "complessivo" delle Fonti Energetiche Rinnovabili in Emilia Romagna al 2010

Si evidenzia il peso rilevante della tecnologia a biomasse all'interno del panorama complessivo delle fonti energetiche rinnovabili in Emilia Romagna (Figura 30).

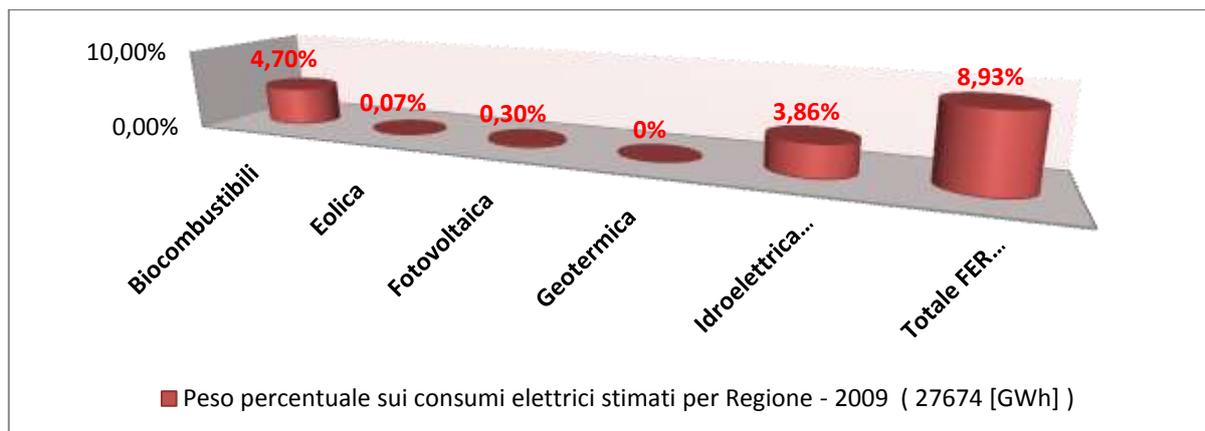


Figura 30: incidenza stimata (al 2009) delle FER sul CIL dell'Emilia Romagna

La Regione Emilia Romagna non è però tra le prime in Italia per incidenza della produzione elettrica da F.E.R. sui consumi elettrici regionali (Figura 31).

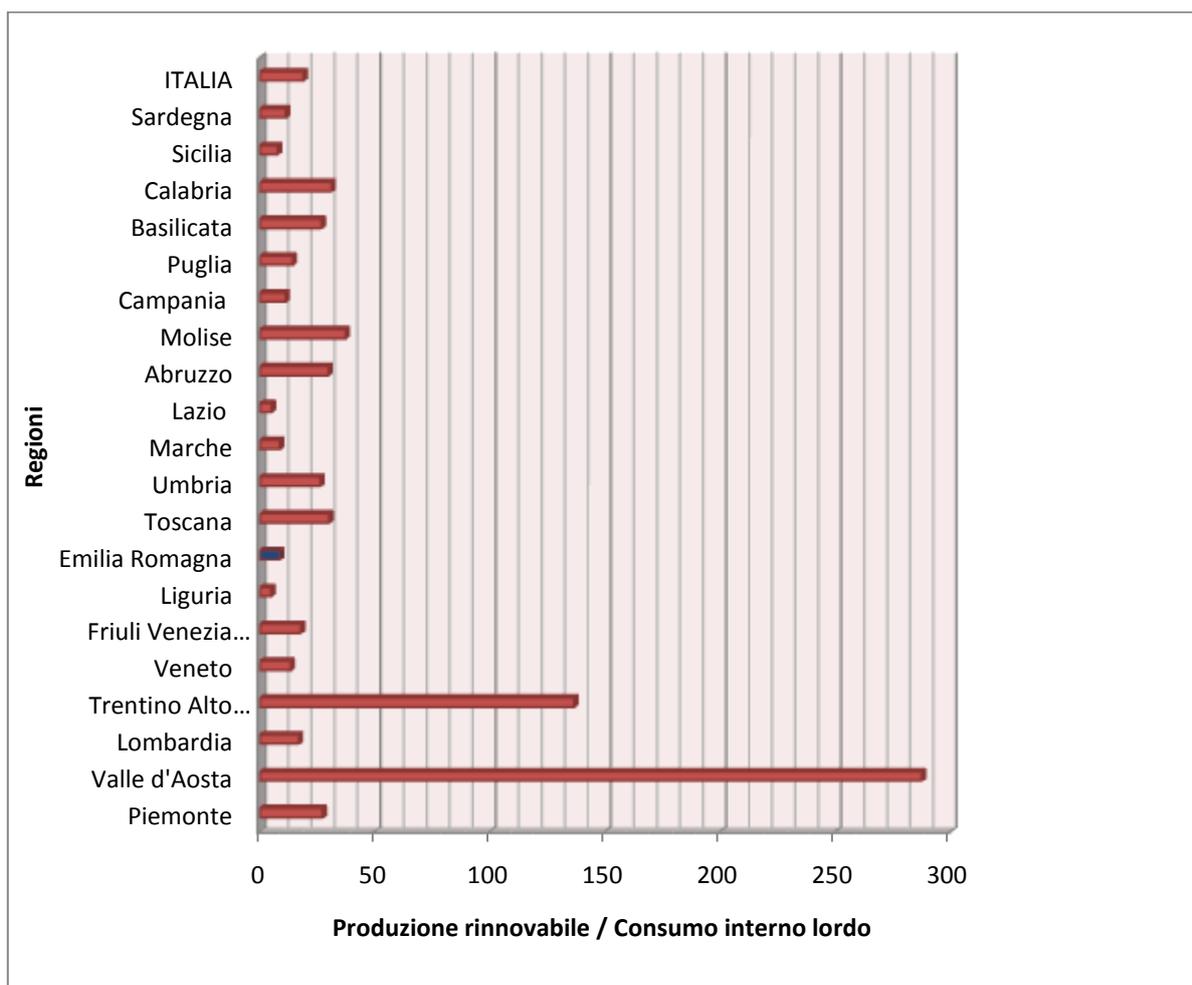


Figura 31: quote rinnovabili regionali stimate al 2009

L'evoluzione temporale del parco "rinnovabile" emiliano romagnolo, espressa in termini di potenza installata, è riassunta in Figura 32.

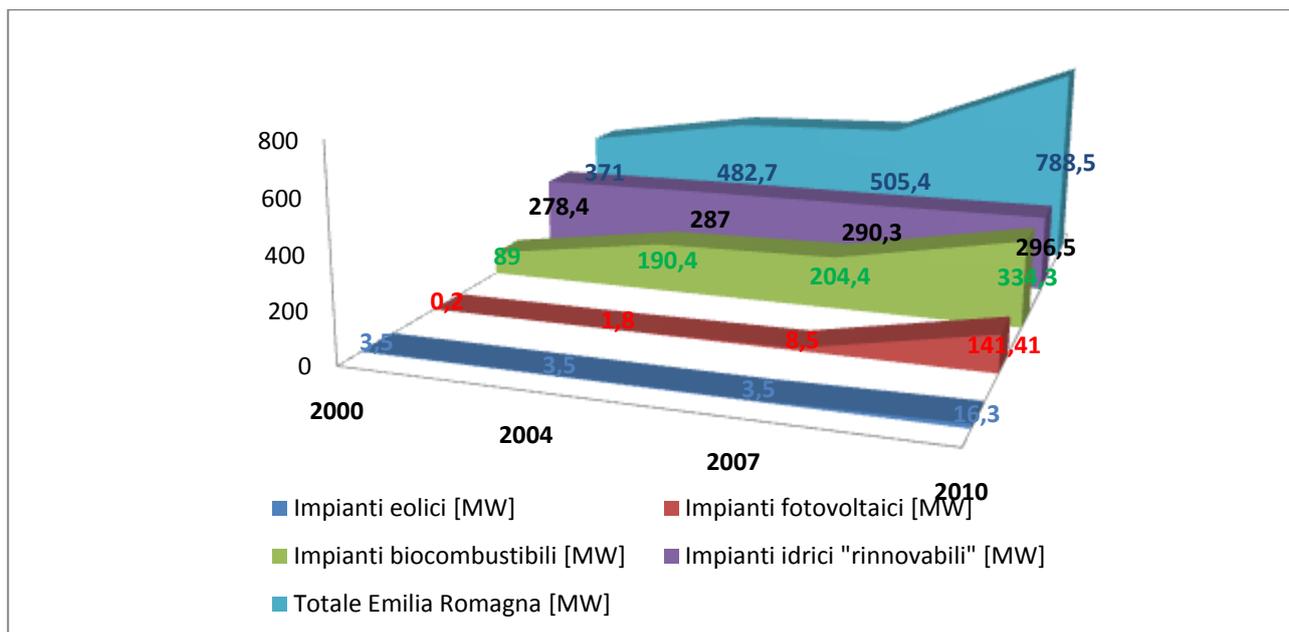


Figura 32: evoluzione temporale della potenza elettrica associata a impianti F.E.R installati in Emilia Romagna (2000-2010)

Si può definire una "classifica globale di rinnovabilità" delle Province emiliano-romagnole, sulla base dell'attuale condizione del parco rinnovabile installato in Regione e sulla base di alcuni parametri di valutazione: tale analisi è riportata nella Tabella seguente.

"Classifica globale di rinnovabilità" delle Province emiliano-romagnole (2010)				
Provincia	Potenza installata da FER (2010) [MW _e] - piazzamento Provincia	Potenza da FER installata per Km ² [kW / Km ²] - piazzamento Provincia	Produzione elettrica lorda da FER stimata al 2009 [GWh] - piazzamento Provincia	"Indice Provinciale di rinnovabilità" (incidenza produzione elettrica da FER su CIL) - piazzamento Provincia
Bologna	2	4	3	5
Ferrara	6	7	4	3
Forlì-Cesena	5	5	7	4
Modena	4	3	5	7
Parma	7	9	6	6
Piacenza	3	2	2	1
Ravenna	1	1	1	2
Reggio Emilia	8	8	8	8
Rimini	9	6	9	9

L'EVOLUZIONE A BREVE TERMINE (2012) DEL PARCO RINNOVABILE EMILIANO ROMAGNOLO

Lo stato complessivo stimato per il parco rinnovabile emiliano romagnolo al 2012 è riportato in Figura 33.

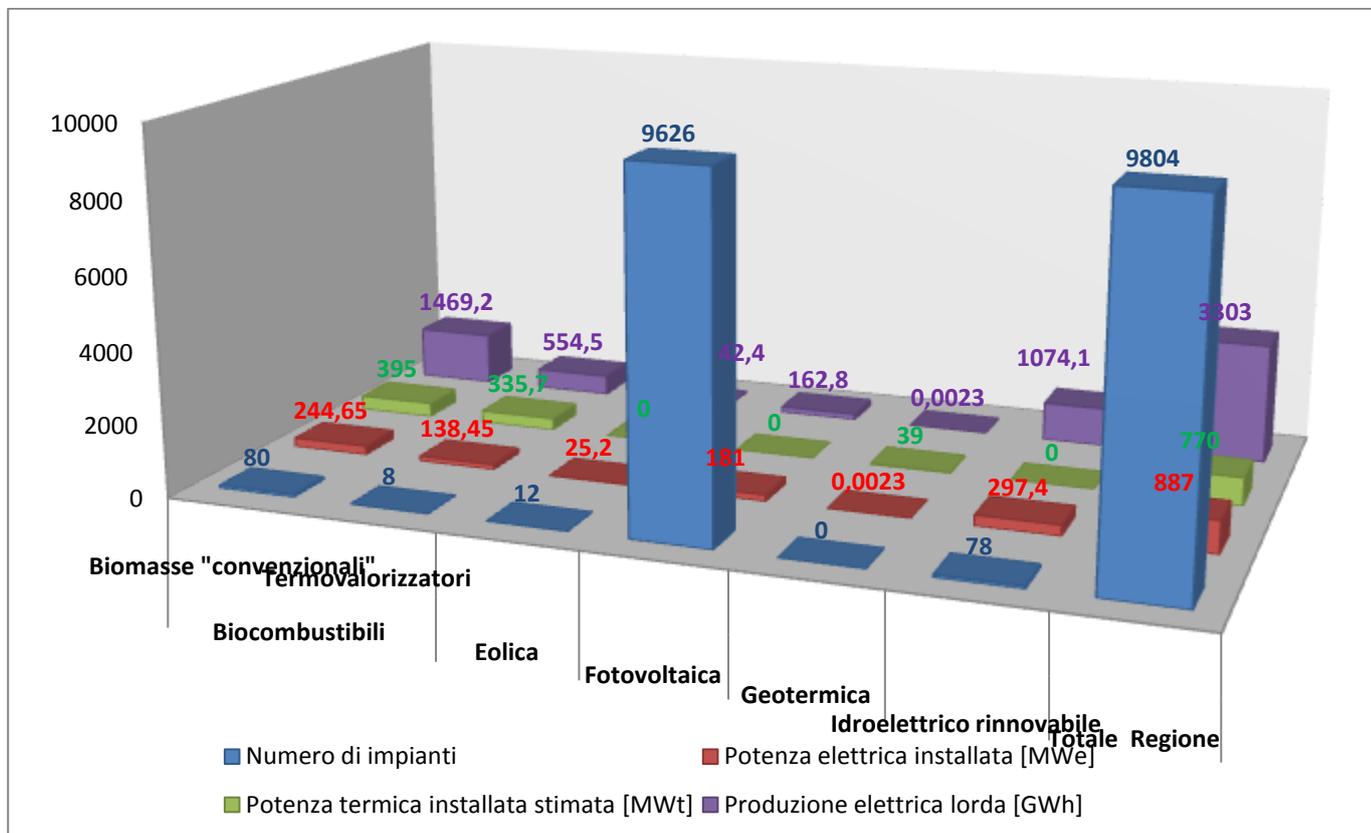


Figura 33: stato complessivo del parco elettrico rinnovabile puro stimato in esercizio in Emilia Romagna al 2012 secondo lo "Scenario di Breve Termine"

L'evoluzione del peso percentuale delle differenti F.E.R. in seguito a tale Scenario è definita dalla Tabella seguente: si evidenzia come si punti su biomasse e ftv.

Variazione del peso percentuale sul totale delle Fonti Energetiche Rinnovabili "pure" dalla condizione attuale allo "Scenario a breve termine" (2011-12) - potenza elettrica installata		
Fonte		Variazione percentuale
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	3%
	Termovalorizzatori	-1%
Eolica		1%
Fotovoltaica		2%
Geotermica		0%
Idroelettrico rinnovabile		-5%

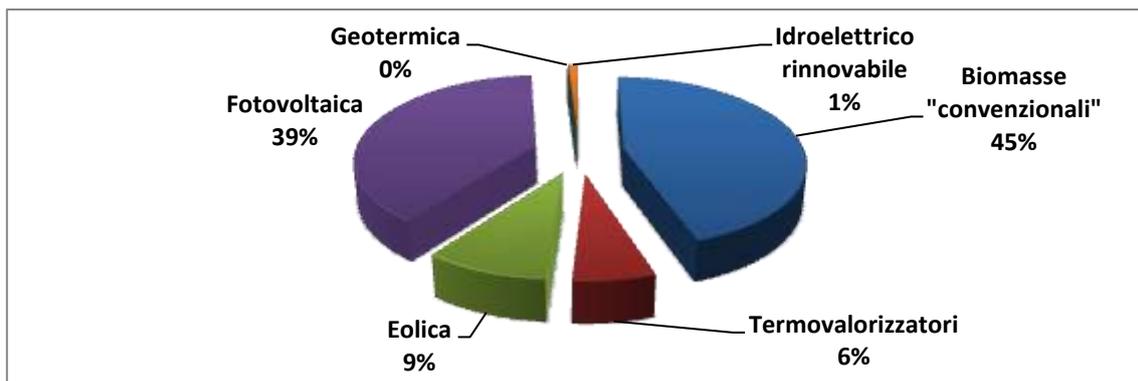


Figura 34: potenza elettrica rinnovabile incrementale stimata al 2012

E' possibile valutare anche come si modifichi la "quota rinnovabile" delle Province:

Classifica Province "più rinnovabili" Regione Emilia Romagna (stima 2011-12)		
1	Piacenza (-)	40,58% (+1,28%)
2	Ravenna (-)	36,37% (+11,77%)
3	Ferrara (-)	15,8% (+4,9%)
4	Forlì-Cesena (-)	10,47% (+2%)
5	Bologna (-)	7,92% (+2,4%)
6	Modena (+1)	7,45% (+2,67%)
7	Parma (-1)	6,8% (+1,8%)
8	Reggio Emilia (-)	4,62% (+0,88%)
9	Rimini (-)	2,16% (+0,74%)

La "classifica globale di rinnovabilità" al 2012 è riportata nella Tabella seguente:

"Classifica globale di rinnovabilità" delle Province emiliano-romagnole - "Scenario a breve termine" (2011-12)				
Provincia	Potenza installata da FER [MW _e] - piazzamento Provincia	Potenza da FER installata per km ² [kW / km ²] - piazzamento Provincia	Produzione elettrica lorda stimata [GWh] - piazzamento Provincia	"Indice Provinciale di rinnovabilità" (incidenza produzione elettrica da FER su CIL) - piazzamento Provincia
Bologna	2 (-)	4 (-)	3 (-)	5 (-)
Ferrara	6 (-)	7 (-)	4 (-)	3 (-)
Forlì-Cesena	5 (-)	6 (-1)	7 (-)	4 (-)
Modena	4 (-)	2 (+1)	5 (-)	6 (+1)
Parma	7 (-)	9 (-)	6 (-)	7 (-1)
Piacenza	3 (-)	3 (-1)	2 (-)	1 (-)
Ravenna	1 (-)	1 (-)	1 (-)	2 (-)
Reggio Emilia	8 (-)	8 (-)	8 (-)	8 (-)
Rimini	9 (-)	5 (+1)	9 (-)	9 (-)

L'EVOLUZIONE A MEDIO TERMINE (2015) DEL PARCO RINNOVABILE EMILIANO-ROMAGNOLO

Lo stato complessivo stimato per il parco rinnovabile emiliano romagnolo al 2012 è riportato in Figura 35.

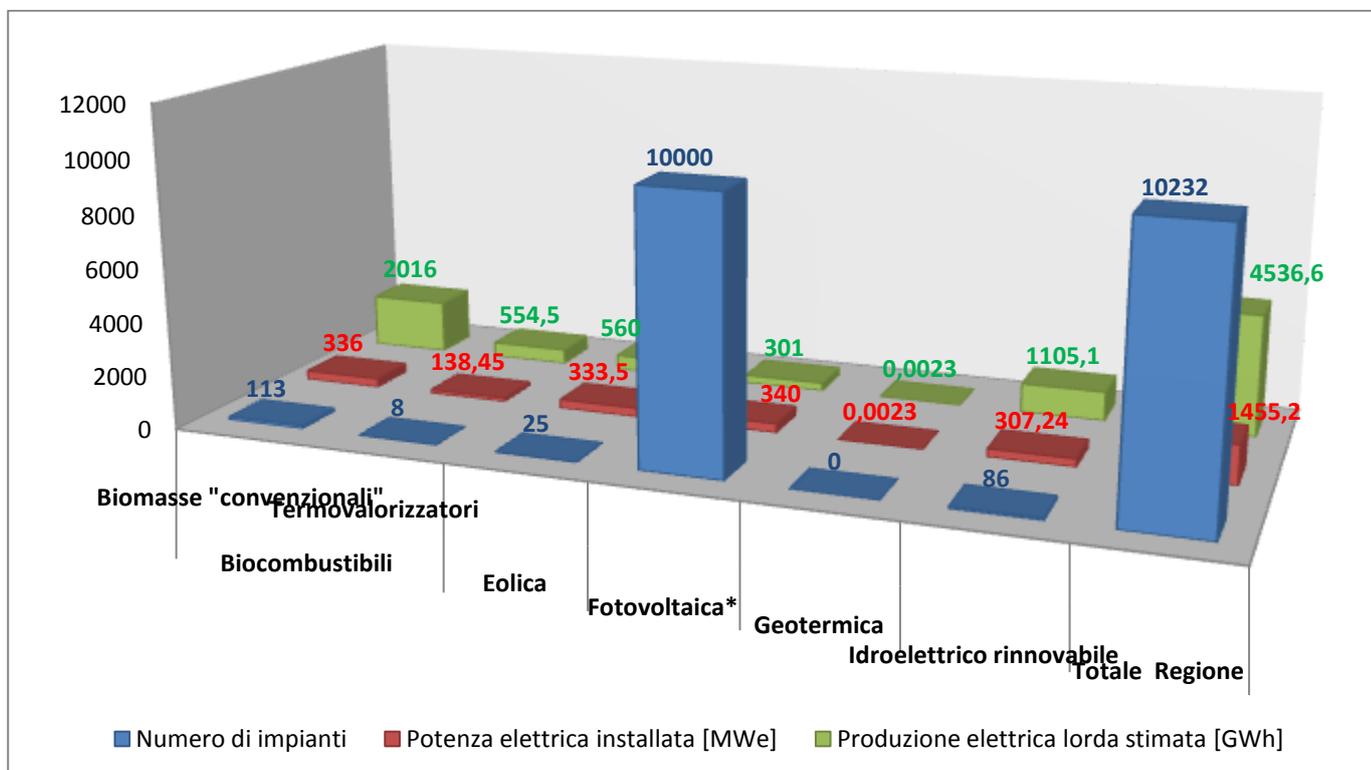


Figura 35: parco rinnovabile stimato in esercizio al 2015 in Emilia Romagna

L'evoluzione del peso percentuale delle differenti F.E.R. in seguito a tale Scenario è definita dalla Tabella seguente: si evidenzia come si punti su eolico e ftv.

Variazione del peso percentuale sul totale delle Fonti Energetiche Rinnovabili "pure" in seguito ad applicazione "Scenario a medio termine" (2014-15) - potenza elettrica installata

Fonte		Variazione percentuale rispetto "Scenario a breve termine" (2011-12)	Variazione percentuale rispetto a stato attuale (2010)
Biocombustibili	Biomasse "convenzionali"	-5%	-2%
	Termovalorizzatori	-6%	-7%
Eolica		20%	21%
Fotovoltaica		3%	5%
Geotermica		0%	0%
Idroelettrico rinnovabile		-12%	-17%

Di seguito è definita la ripartizione tra le FER della potenza elettrica incrementale.

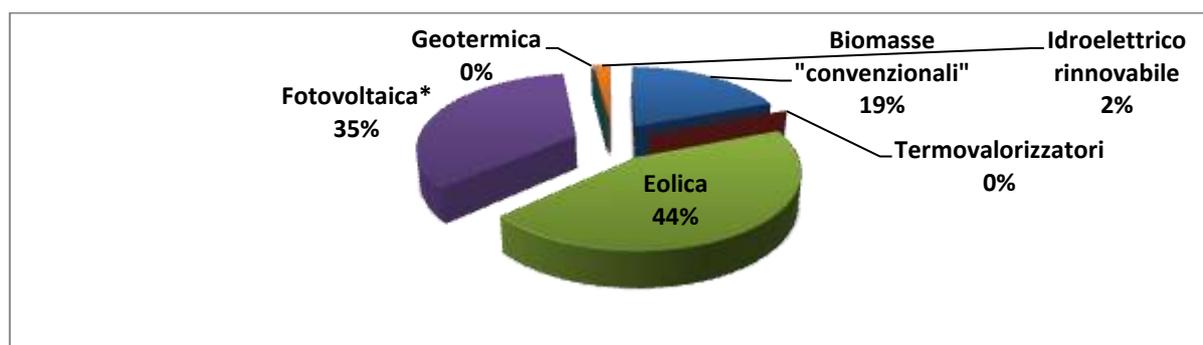


Figura 36: potenza elettrica incrementale da nuovi impianti FER nel 2012-2015

E' possibile valutare anche come si modifichi la "quota rinnovabile" delle Province:

Classifica Province "più rinnovabili" Regione Emilia Romagna (stima 2014-15)		
1	Ravenna (+1)	52,77% (+16,4%)
2	Piacenza (-1)	46,31% (+ 5,73%)
3	Ferrara (-)	19,1% (+3,3%)
4	Forlì-Cesena (-)	14,81% (+4,34%)
5	Parma (+2)	14,53% (+7,73%)
6	Bologna (-1)	11,36% (+3,44%)
7	Modena (-1)	7,90% (+0,45%)
8	Rimini (+1)	5,97% (+3,81%)
9	Reggio Emilia (-1)	5,71% (+1,09%)

La "classifica globale di rinnovabilità" al 2015 è riportata nella Tabella seguente:

"Classifica globale di rinnovabilità" (per potenza installata) delle Province emiliano-romagnole - "Scenario di medio termine" (2014-15)						
Provincia	Potenza installata da FER [MW _e] - piazzamento Provincia			Potenza da FER installata per Km ² [kW / Km ²] - piazzamento Provincia		
	Piazzamento "Scenario di medio termine" (2014-2015)	Confronto con piazzamento "Scenario di breve termine" (2011-2012)	Confronto con piazzamento "Scenario attuale" (2010)	Piazzamento "Scenario di medio termine" (2014-2015)	Confronto con piazzamento "Scenario di breve termine" (2011-2012)	Confronto con piazzamento "Scenario attuale" (2010)
Bologna	2	2 (-)	2 (-)	4	4 (-)	4 (-)
Ferrara	7	6 (-1)	6 (-1)	8	7 (-1)	7 (-1)
Forlì-Cesena	6	5 (-1)	5 (-1)	7	6 (-1)	5 (-2)
Modena	5	4 (-1)	4 (-1)	6	2 (-4)	3 (-3)
Parma	4	7 (+3)	7 (+3)	5	9 (+4)	9 (+4)
Piacenza	3	3 (-)	3 (-)	2	3 (+1)	2 (-)
Ravenna	1	1 (-)	1 (-)	1	1 (-)	1 (-)
Reggio Emilia	9	8 (-1)	8 (-1)	9	8 (-1)	8 (-1)
Rimini	8	9 (+1)	9 (+1)	3	5 (+2)	6 (+3)

Sono stati stimati anche i trend di crescita (nel periodo 2007-2015) della potenza elettrica e della produzione elettrica lorda associata a installazioni FER (Figure 36 e 37).

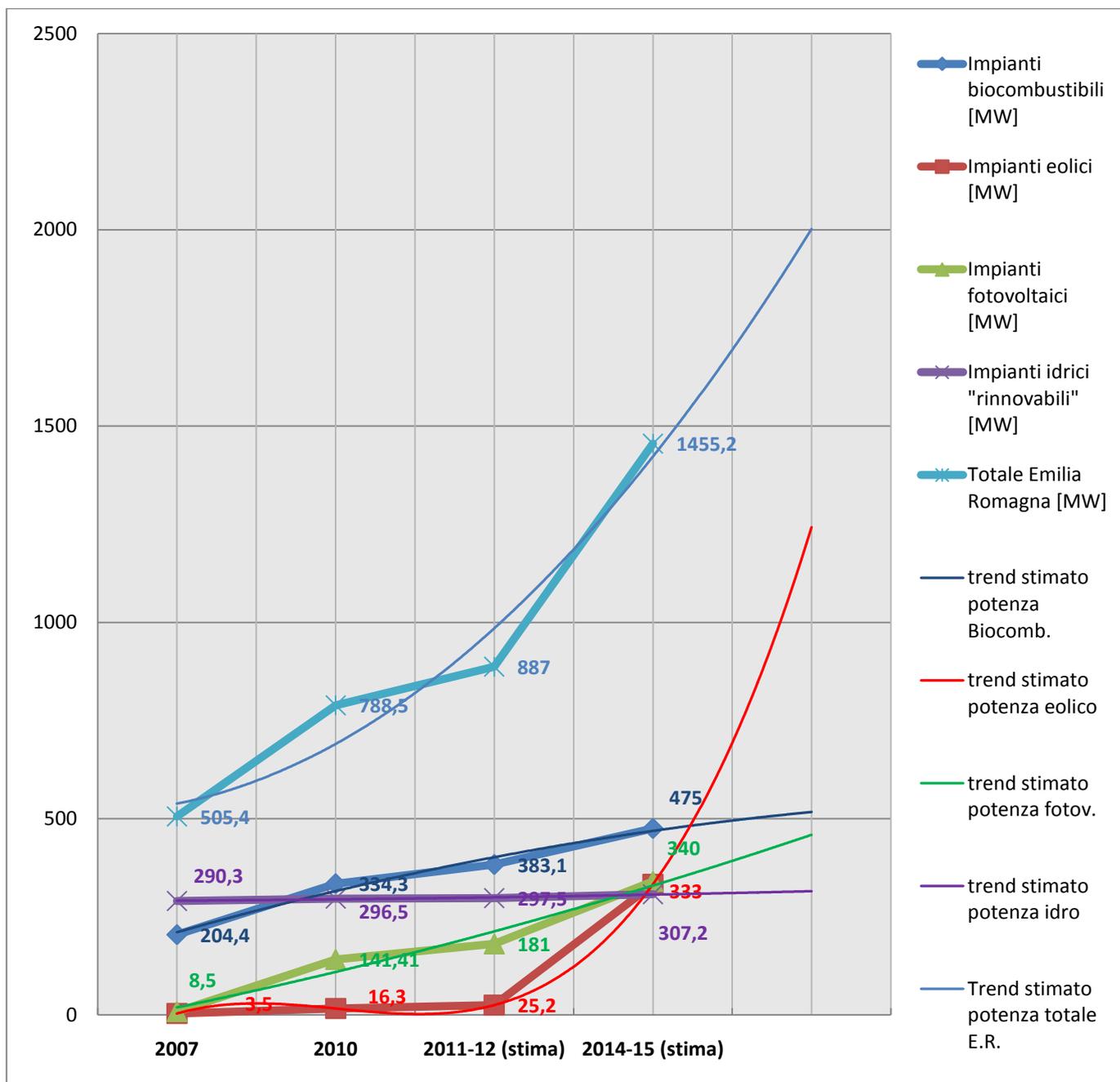


Figura 36: trend di crescita stimati (per il periodo 2007-2015) relativi alla potenza elettrica associata a impianti F.E.R. installati in Emilia Romagna

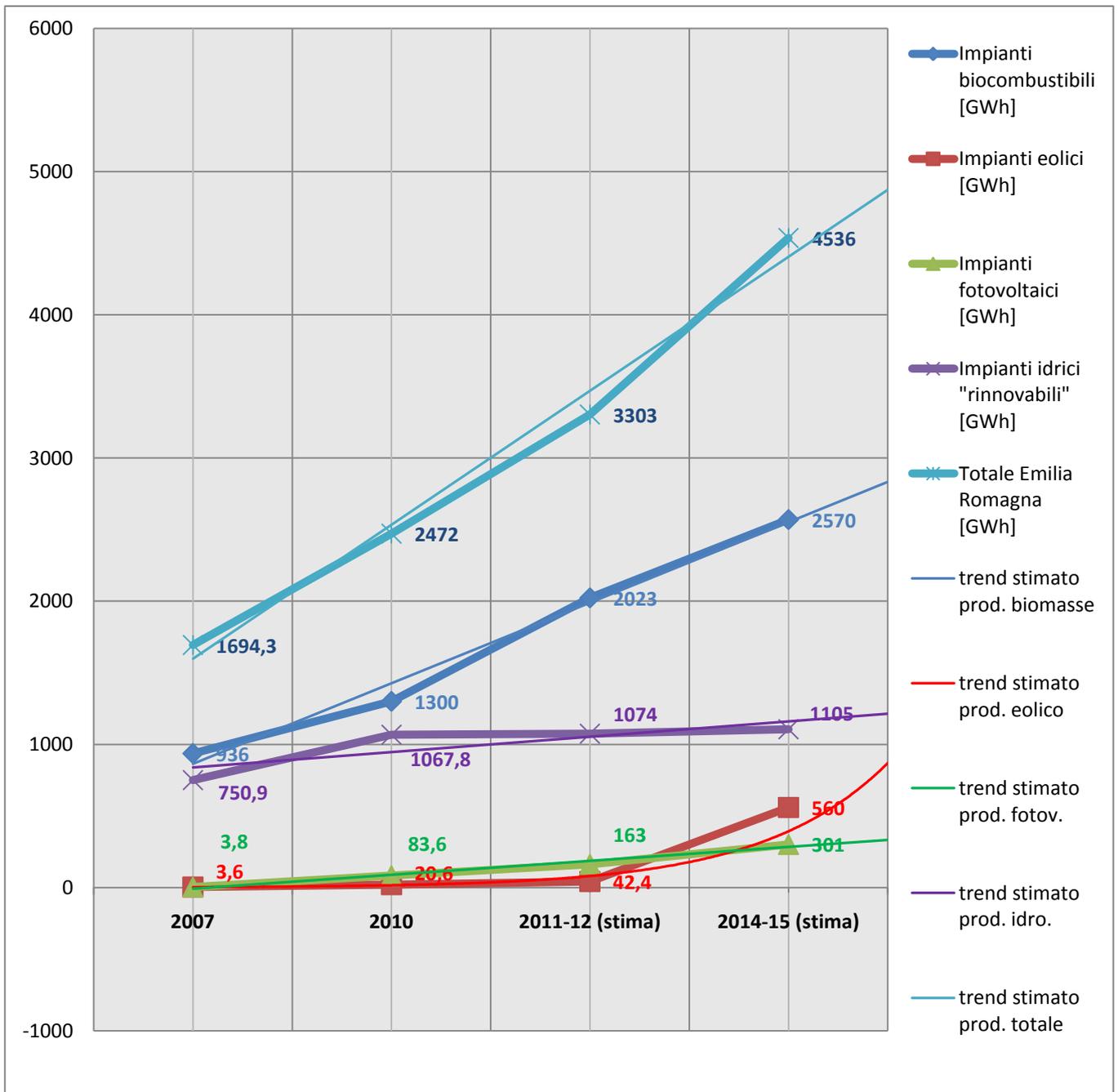


Figura 37: trend di crescita stimati (per il periodo 2007-2015) relativi alla produzione elettrica lorda associata a impianti F.E.R. installati in Emilia Romagna

CONFRONTO CON OBIETTIVI DEFINITI AL 2010 PER LE F.E.R. DAL PRECEDENTE PIANO ENERGETICO REGIONALE

Avendo definito il quadro attuale al 2010 del parco "rinnovabile" emiliano-romagnolo, risulta possibile confrontarlo con gli obiettivi relativi alle Fonti Energetiche Rinnovabili definiti nel precedente Piano Energetico Regionale, redatto nel 2004: tali obiettivi risultano essere sostanzialmente raggiunti.

Confronto tra stato "rinnovabile" attuale e obiettivi al 2010 da precedente PER		
Fonte	Potenza elettrica installata	Produzione elettrica lorda
	Raggiungimento obiettivo	Raggiungimento obiettivo
Biocombustibili	SI' (sostanziale)	NO
Eolico	SI'	SI'
Fotovoltaico	SI' (superamento)	SI'
Geotermico	Obiettivo non definito	Obiettivo non definito
Idroelettrico	SI' (superamento)	NO (situazioni contingenti)

DEFINIZIONE DI NUOVI OBIETTIVI DI MEDIO TERMINE (2015) PER LE F.E.R.

SI è proceduto anche alla definizione di nuovi obiettivi a medio termine (2015) relativi alle F.E.R. in Emilia Romagna, da inserire all'interno del prossimo Piano Energetico Regionale: il contributo di crescita maggiore è atteso dalle biomasse.

Nuovi Obiettivi "Rinnovabili" a medio termine (2015) per il prossimo Piano Energetico Regionale				
Fonte	Potenza elettrica incrementale		Produzione elettrica lorda incrementale	
	Obiettivi ricavati da tesi [MW]	Obiettivi "indicativi" definiti da Assessorato [MW]	Obiettivi ricavati da tesi [GWh]	Obiettivi "indicativi" definiti da Assessorato [GWh]
Biocombustibili	130 -140	200	400-500	n.d.
Eolico	40-50	50	80	n.d.
Fotovoltaico	130-150	130	130	n.d.
Geotermico	-	"implementazione della tecnologia"	-	"implementazione della tecnologia"
Idroelettrico	10	15	40-90	n.d.

