



ALMA MATER STUDIORUM  
UNIVERSITÀ DI BOLOGNA



UNIVERSITAT  
POLITÈCNICA  
DE VALÈNCIA

*LAUREA MAGISTRALE IN  
INGEGNERIA GESTIONALE*

Sustainable development in Islands and Small  
States: assessment of their renewable energy  
potential

Lo sviluppo sostenibile nelle isole e nei piccoli  
Stati: un'analisi del loro potenziale energetico  
rinnovabile

Settore Scientifico Disciplinare  
ING-IND/35

Autore: Giulio Troisi  
Relatore: Leticia Canal Vieira  
Correlatore: Lina Montuori  
Anno Accademico: 2025-2026



*Salvo eventuali più ampie autorizzazioni dell'autore, la tesi può essere liberamente consultata e può essere effettuato il salvataggio e la stampa di una copia per fini strettamente personali di studio, di ricerca e di insegnamento, con espresso divieto di qualunque utilizzo direttamente o indirettamente commerciale. Ogni altro diritto sul materiale è riservato.*



*Desidero ringraziare innanzitutto la mia famiglia per avermi fatto vivere con leggerezza questi anni. Un ringraziamento va anche ai miei amici, che continuano a supportarmi e consigliarmi. In ordine rigorosamente alfabetico: Alessandro, Alessia, Arturo, Ciccio, Conni, Federico, Francesco, Gabriele, Greta, Giubi, Luciano, Matteo, Pietro, Piggì, Rebecca, Riccardo, Sissi, Toko, Valerio e Ziga.*

## Abstract

Le isole e i piccoli Stati rappresentano contesti critici per la transizione energetica: reti di piccola scala, vincoli di stabilità e dipendenza da combustibili importati amplificano i costi della generazione e rendono complessa l'integrazione di rinnovabili variabili. In questo scenario, sistemi ibridi (rinnovabili + accumulo + conversioni) e strumenti di pianificazione comparabili diventano essenziali per aumentare l'autonomia e ridurre emissioni e spesa energetica.

La tesi sviluppa e applica un framework replicabile per valutare percorsi di decarbonizzazione nei sistemi insulari, integrando prestazioni tecnico-energetiche, sostenibilità economica e trade-off decisionali. Il modello è testato sul caso di Samotracia (Grecia), ricostruendo domanda elettrica e termica, caratterizzando risorse locali (solare, vento e biomassa) e definendo scenari progressivi di transizione.

Il metodo combina simulazioni orarie annuali in HOMER Pro per configurare e confrontare alternative impiantistiche sotto vincoli realistici (bilanciamento, curtailment, import/export, gestione dell'accumulo) con una Multi-Criteria Decision Analysis, con criteri economici, ambientali e tecnico-sociali e analisi di sensitività sui pesi dei singoli criteri.

I risultati indicano che l'efficacia della decarbonizzazione non dipende solo dall'aumento della capacità rinnovabile, ma soprattutto dall'introduzione di flessibilità di sistema, in grado di assorbire la variabilità e ridurre gli sprechi energetici. Nel caso studio, gli scenari più avanzati migliorano significativamente l'autonomia energetica, riducono emissioni e costi complessivi e aumentano la robustezza operativa rispetto a vincoli di rete e stagionalità della domanda. La MCDA rende trasparenti i trade-off tra dimensioni di performance e, tramite analisi di sensitività, chiarisce in quali condizioni le soluzioni intermedie possano risultare preferibili, aumentando la solidità del confronto tra scenari e la replicabilità dell'approccio in altri contesti insulari.

## INDICE

Abstract.....	6
Indice Tabelle .....	10
Indice Figure.....	11
Indice Equazioni .....	12
1. Introduzione.....	13
1.1 Contesto generale .....	13
1.2 Rilevanza scientifica e gap di ricerca .....	13
1.3 Motivazioni della ricerca .....	13
1.4 Obiettivi della tesi .....	14
1.5 Struttura della tesi.....	14
2. Stato dell'Arte .....	16
2.1 Le isole nel contesto energetico globale .....	16
2.2 Caratteristiche energetiche dei sistemi insulari .....	16
2.2.1 Reti elettriche di piccola scala .....	17
2.2.2 Configurazioni del mix energetico .....	17
2.2.3 Evoluzione dei sistemi ibridi nelle isole .....	18
2.3 Criticità operative e infrastrutturali dei sistemi insulari .....	18
2.3.1 Limiti strutturali della rete e stabilità di frequenza .....	18
2.3.2 Problemi di tensione e congestioni nella rete di distribuzione.....	19
2.3.3 Curtailment della generazione rinnovabile.....	19
2.3.4 Variabilità della domanda e stagionalità .....	21
2.3.5 Vincoli economici e operativi della generazione termoelettrica .....	21
2.4 Soluzioni tecnologiche per l'integrazione delle rinnovabili nei sistemi insulari.....	22
2.4.1 Storage elettrochimico (BESS) .....	22
2.4.2 Sistemi ibridi avanzati (diesel + rinnovabili + storage).....	23
2.4.3 Sistemi di pompaggio idroelettrico e altre forme di accumulo gravitazionale .....	23
2.4.4 Produzione di idrogeno e sistemi Power-to-X .....	23
2.4.5 Flessibilità della domanda e gestione attiva dei carichi .....	24
2.4.6 Digitalizzazione e sistemi di Energy Management (EMS) .....	24
2.5 Strategie di transizione energetica nelle isole: approcci, modelli e casi reali .....	26
2.5.1 Isole Canarie - Spagna .....	26
2.5.2 Azzorre – Portogallo .....	27
2.5.3 Isole Faroe – Danimarca .....	28

2.5.4 Hawaii – USA .....	28
2.6 Sintesi critica e implicazioni per l'analisi.....	29
3. Metodologia .....	30
3.1 Analisi del fabbisogno energetico dell'isola.....	31
3.1.1 Raccolta e Trattamento dei Dati.....	31
3.2 Valutazione del potenziale delle risorse rinnovabili .....	32
3.2.1 Biomassa .....	33
3.2.2 Energia solare .....	35
3.2.3 Energia Eolica .....	35
3.3 Modello energetico e utilizzo di Homer Pro .....	36
3.3.1 Ruolo di HOMER nella fase di prefattibilità .....	36
3.3.2 Struttura del modello e principali input .....	36
3.3.3 Funzionamento della simulazione .....	37
3.3.4 Ruolo di HOMER nella metodologia complessiva .....	38
3.4 Analisi Economica.....	38
3.4.1 Struttura dei costi .....	38
3.4.2 Net Present Cost (NPC).....	38
3.4.3 Costo Livellato dell'Energia (LCOE) .....	39
3.4.4 Indicatori economici complementari.....	39
3.4.5 Ruolo dell'analisi economica nel processo metodologico complessivo .....	40
3.5 Multi-Criteria Decision Analysis (MCDA) .....	41
3.5.1 Struttura metodologica della MCDA.....	41
3.5.2 Selezione dei criteri .....	42
3.5.3 Criteri Economici .....	42
3.5.4 Criteri Ambientali .....	42
3.5.6 Criteri sociali.....	43
3.5.7 Criteri tecnico-tecnologici .....	43
3.5.8 Criteri aggiuntivi .....	43
3.5.9 Tabella dei Criteri .....	44
4. Risultati .....	48
4.1 Caso studio .....	48
4.1.1 Samotraccia.....	48
4.1.2 Storia dell'utilizzo: la produzione di energia a Samotraccia .....	49
4.1.3 Il potenziale della biomassa a Samotraccia .....	52
4.1.4 Utilizzo della legna da ardere proveniente dai terreni agricoli per la produzione di energia termica .....	54

4.1.5. Utilizzo dei residui cerealicoli per la produzione di calore .....	54
4.1.6. Utilizzo dei residui zootecnici e avicoli per la produzione di biogas .....	55
4.1.7 Localizzazione degli impianti di produzione energetica da biomassa o biogas.....	56
4.2 Input delle simulazioni .....	58
4.2.1 Domanda Energetica .....	58
4.2.2 Risorse energetiche disponibili.....	59
4.2.3 Tecnologie considerate .....	60
4.2.3.4 Convertitore (inverter/rectifier) .....	62
4.2.3.5 Thermal Load Controller (TLC).....	63
4.3 Simulazioni in HOMER Pro.....	63
4.3.1 Assunzioni di modellazione delle simulazioni in HOMER Pro .....	64
4.4 Scenari simulazioni Homer Pro .....	66
4.4.1 Scenario 0 – Baseline di riferimento .....	66
4.4.2 Scenario 1 – Utilizzo della biomassa per la produzione di calore .....	67
4.4.3 Scenario 2 – Prima integrazione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico.....	67
4.4.4 Scenario 3 – Incremento dell'autonomia energetica e riduzione dei consumi fossili	69
4.4.5 Scenario 4 – Configurazione ad alta penetrazione rinnovabile e continuità di servizio .....	70
4.4.6 Recap scenari Homer.....	71
4.5 Applicazione dell'approccio multicriteriale a confronti a coppie .....	74
4.5.1 Definizione della matrice dei pesi.....	74
4.5.2 Matrice degli Impatti .....	77
4.5.3 Confronto a coppie e calcolo dell'Indice di Concordanza .....	79
4.5.4 Net concordance index e indice di prestazione aggregato .....	79
4.5.5 Analisi di sensibilità dei pesi .....	80
4.5.6 Interpretazione dei risultati.....	82
5. Conclusioni .....	83
Bibliografia .....	85

## Indice Tabelle

TABELLA 1 – CONFIGURAZIONI DEL MIX ENERGETICO .....	18
TABELLA 2 - SORGENTE DEI DATI .....	32
TABELLA 3 - INDICATORI ECONOMICI E METODO DI CALCOLO.....	40
TABELLA 4 - CRITERI DI VALUTAZIONE .....	44
TABELLA 5 - DISTRIBUZIONE DEI PESI.....	45
TABELLA 6 - ESEMPIO IMPACT MATRIX.....	48
TABELLA 7 - DOMANDA FINALE DI ENERGIA PER SETTORE E VETTORE ENERGETICO [54].....	50
TABELLA 8 -DOMANDA FINALE DI ENERGIA DEL SETTORE RESIDENZIALE NELL'ANNO BASE 2005 [MWH] [54] .....	51
TABELLA 9 - DOMANDA FINALE DI ENERGIA DEL SETTORE PRIMARIO NELL'ANNO BASE 2005 [MWH] [54] .....	52
TABELLA 10 - DOMANDA FINALE DI ENERGIA DEL SETTORE SECONDARIO NELL'ANNO BASE 2005 [MWH] [54] .....	52
TABELLA 11 -SUPERFICIE DELLE COLTURE ARBOREE, ERBACEE E DEI VIGNETI A SAMOTRACIA. ....	53
TABELLA 12 - PRODUZIONE ANNUALE DI LEGNA DA ARDERE (TONS).....	53
TABELLA 13 - NUMERO DI ANIMALI DA ALLEVAMENTO A SAMOTRACIA.....	54
TABELLA 14 - QUANTITÀ TOTALE DI DEIEZIONI ANIMALI, SOSTANZA SECCA PER GRUPPO ANIMALE, FATTORE DI DISPONIBILITÀ, RESA IN BIOGAS PER GRUPPO ANIMALE, DENSITÀ DEL BIOGAS STIMATO E BIOENERGIA A SAMOTRACIA [75] .....	56
TABELLA 15 - SPECIFICHE TECNICHE DELLA TURBINA EOLICA UTILIZZATA NEL MODELLO HOMER .....	61
TABELLA 16 - SPECIFICHE DELL'IMPIANTO FOTOVOLTAICO NEL MODELLO HOMER .....	62
TABELLA 17 - SPECIFICHE DEL SISTEMA DI ACCUMULO UTILIZZATO NEL MODELLO HOMER .....	62
TABELLA 18 -SPECIFICHE DEL CONVERTITORE (AC/DC) NEL MODELLO HOMER.....	63
TABELLA 19 - CARICO ELETTRICO ANNUALE UTILIZZATO IN HOMER (ISEAP 2005, NO TRASPORTI).....	65
TABELLA 20 -CONVERSIONE DELL'ENERGIA FINALE IN CALORE UTILE (ISEAP 2005, NO TRASPORTI) .....	65
TABELLA 21 - RISULTATI ENERGETICI, ECONOMICI E AMBIENTALI (SCENARIO 0).....	66
TABELLA 22 - RISULTATI ENERGETICI, ECONOMICI E AMBIENTALI (SCENARIO 1).....	67
TABELLA 23 - RISULTATI ENERGETICI, ECONOMICI E AMBIENTALI (SCENARIO 2).....	69
TABELLA 24 - RISULTATI ENERGETICI, ECONOMICI E AMBIENTALI (SCENARIO 3).....	69
TABELLA 25 - RISULTATI ENERGETICI, ECONOMICI E AMBIENTALI (SCENARIO 4).....	71
TABELLA 26 - CONFIGURAZIONE IMPIANTISTICA E COSTI (SCENARI 0–4) .....	72
TABELLA 27 - SINTESI DEGLI INDICATORI ECONOMICI E AMBIENTALI PER SCENARIO (S0–S4) .....	73
TABELLA 28 - DISTRIBUZIONE DEI PESI.....	75
TABELLA 29 - DESCRIZIONE E MISURAZIONE DEI CRITERI DEFINITI.....	78
TABELLA 30 - MATRICE DEGLI IMPATTI .....	79
TABELLA 31 - MATRICE DI CONCORDANZA .....	79
TABELLA 32 - NET PERFORMANCE INDEX MATRIX .....	80
TABELLA 33 - SCENARI DI SENSIBILITÀ SUI PESI .....	81
TABELLA 34 - RANKING DELLE ALTERNATIVE NEI DIVERSI SCENARI DI PESATURA .....	81

## Indice Figure

FIGURA 1 - LIMITI DI UTILIZZABILITÀ DELLE FONTI RINNOVABILI VARIABILI (VRES) IN SCENARI AD ALTA PENETRAZIONE .....	20
FIGURA 2 - ENERGY MIX ISOLE CANARIE .....	26
FIGURA 3 - MIX ENERGETICO AZZORRE (PORTOGALLO) .....	27
FIGURA 4 - GENERAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DELLE ISOLE FAROE .....	28
FIGURA 5 - GENERAZIONE DELL'ENERGIA ELETTRICA DELLE HAWAII .....	29
FIGURA 6 – SCHEMA METODOLOGICO .....	30
FIGURA 7 - SAMOTRACIA .....	48
FIGURA 8 - DISTRIBUZIONE DELLA DOMANDA FINALE DI ENERGIA TRA I DIVERSI SETTORI E I DIVERSI VETTORI ENERGETICI.....	50
FIGURA 9 - AREA NATURA 2000, SAMOTRACIA.....	56
FIGURA 10 - PROFILO ATTESO DEL CONSUMO ELETTRICO ANNUALE A SAMOTRACIA .....	59
FIGURA 11 -VALORI MEDI MENSILI DEL CARICO TERMICO A SAMOTRACIA .....	59
FIGURA 12 -VELOCITÀ MEDIE MENSILI DEL VENTO A SAMOTRACIA .....	60
FIGURA 13 - VALORI MEDI MENSILI DELL'IRRADIANZA SOLARE ORIZZONTALE GLOBALE (GHI) A SAMOTRACIA .....	60
FIGURA 14 - CURVA DI POTENZA PALA EOLICA ENERCON E-44 .....	61
FIGURA 15 - LAYOUT DEL MODELLO IN HOMER PRO (S0) .....	66
FIGURA 16 - LAYOUT DEL MODELLO IN HOMER PRO (S1) .....	67
FIGURA 17 LAYOUT DEL MODELLO IN HOMER PRO (S2) .....	68
FIGURA 18 LAYOUT DEL MODELLO IN HOMER PRO (S3) .....	69
FIGURA 19 - LAYOUT DEL MODELLO IN HOMER PRO (S4) .....	70
FIGURA 20 - CONFRONTO TRA NPC E LCOE NEI DIVERSI SCENARI (S0–S4).....	73
FIGURA 21 - RELAZIONE TRA INVESTIMENTO INIZIALE E PERFORMANCE AMBIENTALE (S0–S4)[.....	73
FIGURA 22 - RELAZIONE TRA COSTI DI MANTENIMENTO E PERFORMANCE AMBIENTALE (S0–S4) .....	74

## Indice Equazioni

EQUAZIONE 1 - POTENZIALE ENERGETICO TERMICO TEORICO .....	33
EQUAZIONE 2 - PORTATA ORARIA EQUIVALENTE.....	33
EQUAZIONE 3 - POTENZA TERMICA INSTALLABILE .....	34
EQUAZIONE 4 - ENERGIA TERMICA PRODUCIBILE .....	34
EQUAZIONE 5 - QUANTITÀ STIMATA DI BIOGAS CHE PUÒ ESSERE PRODOTTA .....	34
EQUAZIONE 6 - DENSITÀ DI BIOGAS STIMATA.....	35
EQUAZIONE 7 - ENERGIA DISPONIBILE STIMATA.....	35
EQUAZIONE 8 - NET PRESENT COST .....	38
EQUAZIONE 9 - CAPITAL RECOVERY FACTOR .....	39
EQUAZIONE 10 - COSTO LIVELLATO DELL'ENERGIA .....	39
EQUAZIONE 11 - PESO GLOBALE DEL SINGOLO CRITERIO.....	44
EQUAZIONE 12 - SET DI CONCORDANZA .....	46
EQUAZIONE 13 - INDICE DI CONCORDANZA.....	46
EQUAZIONE 14 - NET CONCORDANCE INDEX .....	46
EQUAZIONE 15 - INDICE DI PRESTAZIONE AGGREGATO .....	46
EQUAZIONE 16 - FORMULA PER CONVERTIRE TERAJOULE (TJ) IN MEGAWATTORA (MWH) .....	56

# 1. Introduzione

## 1.1 Contesto generale

Le isole costituiscono contesti privilegiati per analizzare le dinamiche dei sistemi energetici caratterizzati da elevata variabilità delle fonti rinnovabili e vincoli strutturali marcati. La configurazione geografica, la ridotta estensione delle reti elettriche, la dipendenza da combustibili fossili importati e la maggiore esposizione agli effetti del cambiamento climatico le rendono sistemi particolarmente sensibili agli squilibri tra produzione e domanda [1]. Rispetto ai sistemi continentali, dotati di reti interconnesse e capacità più elevate di assorbire oscillazioni improvvise della generazione, i sistemi insulari operano con margini operativi più stretti e una maggiore necessità di coordinare le diverse componenti del sistema elettrico [2].

In questo quadro, l'integrazione di fonti rinnovabili, sistemi di accumulo elettrochimico (BESS) e strategie di gestione dei carichi riveste un ruolo centrale per migliorare la stabilità operativa e ridurre i costi complessivi del sistema. La letteratura dedicata alle smart grids e ai sistemi ibridi evidenzia l'importanza di tecniche avanzate di energy management e di strumenti di controllo capaci di armonizzare produzione e domanda in condizioni di elevata variabilità [3],[4]. Per queste ragioni, le isole rappresentano contesti ideali per testare soluzioni innovative e valutare la trasferibilità di modelli di transizione energetica applicabili anche su scala maggiore[5].

## 1.2 Rilevanza scientifica e gap di ricerca

L'attenzione verso la transizione energetica delle isole è cresciuta in modo significativo negli ultimi anni, sostenuta dagli obiettivi europei di decarbonizzazione e dalla necessità di contenere i costi della generazione elettrica nei territori non interconnessi. In particolare, le isole mediterranee e greche mostrano che anche i sistemi collegati alla terraferma possono sperimentare limiti rilevanti, come capacità dei cavi insufficiente, infrastrutture elettriche poco articolate e maggiore vulnerabilità agli eventi climatici estremi [2].

A fronte di tali criticità, numerosi contributi hanno analizzato configurazioni basate su rinnovabili, sistemi di accumulo e forme di gestione della domanda, mettendo in evidenza il potenziale di riduzione dei costi operativi e di miglioramento dell'affidabilità del sistema [6]. Tuttavia, il quadro scientifico rimane eterogeneo: alcune analisi si concentrano su singoli casi studio, altre approfondiscono aspetti specifici — stabilità del sistema, modelli di storage, ottimizzazione economica — senza integrare in un unico schema logico risorse, tecnologie e vincoli operativi [7], [8].

La frammentazione della letteratura rende complesso confrontare le soluzioni adottate nei diversi contesti insulari e limita la possibilità di trasferire efficacemente le conoscenze da un'isola all'altra. Emergere quindi la necessità di una struttura metodologica coerente, capace di organizzare l'analisi in fasi riproducibili e di collegare la dimensione tecnica, economica e operativa in un unico quadro interpretativo.

## 1.3 Motivazioni della ricerca

Le isole devono oggi affrontare sfide energetiche strutturali: costi elevati della generazione, forte dipendenza dai combustibili fossili, infrastrutture elettriche con margini operativi ridotti e aumento della frequenza di eventi climatici estremi [6], [9]. Parallelamente, la disponibilità di risorse rinnovabili rilevanti — solare, eolico e, in alcuni casi, idroelettrico — apre nuove opportunità per ridurre l'impatto ambientale e migliorare la continuità del servizio.

Nei sistemi insulari, l'assenza di ampie reti interconnesse rende particolarmente evidenti gli effetti della variabilità della produzione e le conseguenze delle scelte operative adottate. La qualità del servizio dipende dal coordinamento tra generazione, accumulo e domanda, poiché un uso non ottimizzato di tali componenti può ridurre o annullare i benefici derivanti dall'aumento della capacità rinnovabile installata [10].

Valutare queste interazioni richiede strumenti capaci di esplorare scenari alternativi e di integrare variabili tecniche ed economiche in un'analisi unitaria. Tale requisito rappresenta la motivazione principale del presente lavoro, orientato a dotare l'analisi dei sistemi insulari di un quadro metodologico in grado di restituire valutazioni coerenti con le condizioni operative reali [11] [12].

#### 1.4 Obiettivi della tesi

L'obiettivo generale della tesi è costruire un modello metodologico che permetta di valutare in modo integrato risorse rinnovabili, configurazioni tecnologiche, vincoli operativi e indicatori energetici ed economici, supportando l'analisi della transizione energetica delle isole. Il modello proposto fornisce una struttura di riferimento replicabile, pensata per identificare configurazioni realistiche e sostenibili, coerenti con i limiti infrastrutturali e con gli obiettivi di decarbonizzazione.

L'approccio consente inoltre di confrontare scenari alternativi, valutare l'impatto delle diverse scelte progettuali e identificare gli elementi che più influenzano le prestazioni complessive del sistema. L'applicazione del modello al caso dell'isola di Samotracia ha l'obiettivo di verificarne la validità in un contesto reale; l'isola non è considerata rappresentativa in senso statistico, ma costituisce un caso applicativo utile per mostrare la capacità del modello di orientare valutazioni rigorose e trasferibili ad altri contesti insulari.

#### 1.5 Struttura della tesi

La tesi è articolata in cinque capitoli, organizzati in modo da accompagnare il lettore dallo scenario generale fino all'applicazione del modello sviluppato:

- **Capitolo 1 – Introduzione**  
Presenta il contesto generale, le motivazioni, la rilevanza scientifica e gli obiettivi della ricerca.
- **Capitolo 2 – Stato dell'arte**  
Analizza le principali esperienze riguardanti sistemi energetici insulari, integrazione delle rinnovabili, sistemi ibridi, accumulo e gestione dei carichi, delineando il quadro teorico entro cui si inserisce il modello proposto.
- **Capitolo 3 – Metodologia**  
Descrive il modello logico per la valutazione dei sistemi insulari, illustrando la sequenza analitica, le ipotesi, le assunzioni, i parametri tecnici e gli indicatori utilizzati.
- **Capitolo 4 – Applicazione e risultati**  
Applica il modello al caso di Samotracia, analizzando il sistema elettrico dell'isola, i profili di domanda, le risorse disponibili e le configurazioni simulate. Il capitolo presenta i risultati e il confronto tra scenari in termini di quota rinnovabile, costi, emissioni e prestazioni operative.

- **Capitolo 5 – Conclusioni**

Riassume i contributi del lavoro, discute i limiti della ricerca e propone sviluppi futuri del modello e possibili applicazioni in altri contesti insulari.

La struttura complessiva permette di passare progressivamente dal quadro concettuale alla sperimentazione pratica del modello, garantendo coerenza tra le fasi di analisi e l'applicazione finale.

## 2. Stato dell'Arte

L'analisi dello stato dell'arte offre una panoramica aggiornata delle dinamiche tecniche, operative e strategiche che caratterizzano i sistemi energetici insulari. Il capitolo approfondisce tre dimensioni chiave:

- (i) il ruolo delle isole nel contesto energetico globale e le peculiarità che le distinguono dai sistemi continentali;
- (ii) le criticità operative e infrastrutturali che emergono quando si integrano quote crescenti di fonti rinnovabili in reti di piccola scala;
- (iii) le principali soluzioni tecnologiche e le strategie di transizione adottate in diversi casi reali.

Questa ricostruzione consente di individuare le condizioni tecniche e sistemiche che influenzano la decarbonizzazione dei sistemi isolani e costituisce la base logica per l'impostazione metodologica sviluppata nel capitolo successivo.

### 2.1 Le isole nel contesto energetico globale

Le isole rappresentano uno dei contesti più complessi e interessanti per lo studio della transizione energetica. In questi territori, la combinazione tra domanda limitata e variabile, reti elettriche di piccola scala, limitata capacità di interconnessione e dipendenza dai combustibili fossili condiziona in modo significativo le possibilità di decarbonizzazione del sistema energetico. Rapporti recenti mostrano come, nonostante la crescita accelerata delle tecnologie rinnovabili a livello globale, una quota rilevante della generazione elettrica nelle regioni non interconnesse continui a basarsi su gruppi termoelettrici alimentati a gasolio o olio combustibile, con costi unitari nettamente superiori rispetto ai sistemi continentali [13], [14].

Parallelamente, il rapido calo dei costi delle tecnologie solari ed eoliche, insieme alla maturazione dei sistemi di accumulo elettrochimico, ha reso tecnicamente ed economicamente praticabile una profonda trasformazione dei sistemi elettrici, incluse realtà complesse come quelle insulari [9] [5] [15] [16]. Gli studi di scenario condotti su sistemi nazionali e regionali mostrano che l'integrazione coordinata di fonti variabili, storage e strategie di controllo flessibili consente di ridurre le emissioni e i costi complessivi del sistema [1] [2] [17], [18]. Queste evidenze offrono spunti rilevanti per i sistemi insulari, nei quali configurazioni ibride avanzate possono replicare, in scala ridotta, i meccanismi osservati nei grandi sistemi elettrici.

La letteratura sottolinea inoltre che la transizione energetica nelle isole non riguarda solo le emissioni: essa comporta effetti positivi sul piano economico, sociale e strategico. La sostituzione dei combustibili fossili con fonti rinnovabili riduce l'esposizione alla volatilità dei prezzi petroliferi, migliora la sicurezza dell'approvvigionamento e può generare nuove opportunità economiche legate a turismo sostenibile, innovazione tecnologica e sviluppo locale [19], [20] [21]. In questo quadro, le isole diventano veri e propri laboratori della transizione energetica, capaci di testare soluzioni che, se efficaci, possono essere replicate su scala continentale.

### 2.2 Caratteristiche energetiche dei sistemi insulari

Le caratteristiche strutturali dei sistemi elettrici insulari rappresentano il punto di partenza per comprendere le sfide operative associate all'integrazione di fonti rinnovabili non programmabili. Per analizzare tali caratteristiche bisogna mettere in evidenza tre elementi fondamentali che determinano l'operatività e la sostenibilità dei sistemi elettrici insulari:

1. la struttura della rete,
2. la composizione del mix di generazione,
3. la presenza o meno di interconnessioni con il continente.

Questi elementi definiscono i margini operativi del sistema e condizionano direttamente la possibilità di integrare quote elevate di generazione non programmabile.

### 2.2.1 Reti elettriche di piccola scala

Le reti elettriche insulari sono tipicamente costituite da un numero limitato di linee di trasmissione e distribuzione, spesso organizzate secondo configurazioni radiali o debolmente magliate. Tale struttura riduce la capacità del sistema di assorbire variazioni improvvise di carico o generazione, a causa della limitata inerzia elettromeccanica e della ridotta disponibilità di risorse in grado di contribuire ai servizi di regolazione [3], [4].

In questo contesto, anche piccole fluttuazioni della produzione da impianti fotovoltaici o eolici possono generare oscillazioni di frequenza e tensione non compatibili con gli standard di qualità del servizio. A ciò si aggiunge la stagionalità della domanda, spesso influenzata da flussi turistici, che può generare picchi di carico superiori alla domanda media annuale, complicando ulteriormente la pianificazione delle infrastrutture e la gestione operativa.

Storicamente, il mix di generazione dei sistemi insulari è stato dominato da gruppi termoelettrici alimentati a gasolio o olio combustibile, spesso installati in configurazioni modulari per seguire la domanda locale. L'introduzione progressiva di impianti fotovoltaici ed eolici ha dato luogo a sistemi ibridi, in cui la generazione convenzionale rimane necessaria per garantire la continuità del servizio e la stabilità della rete [2], [8], [22].

### 2.2.2 Configurazioni del mix energetico

In una prospettiva semplificata, si possono distinguere tre configurazioni tipiche:

- **Sistemi convenzionali dominati da generazione termoelettrica**, con quote marginali di rinnovabili e assenza di storage;
- **Sistemi ibridi di prima generazione**, in cui impianti FV/eolici si affiancano alla generazione termoelettrica senza un'ottimizzazione avanzata dell'esercizio congiunto;
- **Sistemi ibridi avanzati**, che integrano soluzioni di accumulo elettrochimico o di altra natura, strategie di controllo sofisticate e, in alcuni casi, interconnessioni con reti più ampie.

Queste configurazioni non rappresentano solo stadi tecnologici diversi, ma implicano anche differenze marcate in termini di costi operativi, emissioni e requisiti di gestione del sistema [5], [8].

Configurazione	Tecnologie	Rinnovabili	Storage	Quota fossili
<b>Convenzionale</b>	Diesel/olio combustibile	Marginali o assenti	No	<b>80–100%</b>
<b>Ibrido (prima generazione)</b>	Diesel + FV/eolico	Uso non ottimizzato, limitato da vincoli tecnici	No / minimo	<b>50–80%</b>
<b>Ibrido avanzato</b>	Diesel + FV/eolico + storage	Alta integrazione, ridotto curtailment	Sì (BESS o altro)	<b>10–50%</b>

### 2.2.3 Evoluzione dei sistemi ibridi nelle isole

La presenza di un collegamento con una rete di maggiori dimensioni modifica radicalmente il comportamento di un sistema insulare. Un cavo di interconnessione permette di sfruttare la maggiore inerzia e la diversificazione della domanda del sistema principale, riducendo i requisiti di riserva locale e attenuando l'impatto della variabilità delle rinnovabili [2], [23].

Tuttavia, anche nei contesti interconnessi, la capacità del collegamento è spesso limitata, e il sistema insulare deve comunque disporre di una generazione locale sufficiente a garantire il servizio in condizioni di guasto o indisponibilità dell'interconnessione.

Nei sistemi completamente isolati, invece, l'equilibrio tra domanda e offerta deve essere garantito esclusivamente con risorse locali. Questo comporta un ruolo centrale per le unità programmabili e per i sistemi di accumulo, soprattutto in scenari di penetrazione elevata delle rinnovabili. Studi condotti su isole mediterranee e atlantiche mostrano come la combinazione tra composizione del parco di generazione, caratteristiche della rete e assenza di interconnessione determini margini operativi relativamente stretti e una forte dipendenza da strategie di gestione della generazione e del carico [24], [25], [26].

### 2.3 Criticità operative e infrastrutturali dei sistemi insulari

L'integrazione crescente di generazione rinnovabile non programmabile nei sistemi elettrici insulari introduce una serie di criticità operative, infrastrutturali e di gestione che derivano dalla natura intrinsecamente fragile di reti di piccola scala. Queste criticità rappresentano vincoli determinanti nella definizione delle strategie di transizione e costituiscono le premesse analitiche necessarie per comprendere le scelte metodologiche adottate nel Capitolo 3.

L'impatto delle rinnovabili variabili sulle reti insulari non è riconducibile a un'unica causa, ma a un insieme di fattori strutturali: limitata capacità di rete, bassi livelli di inerzia, dipendenza dai gruppi termoelettrici per la regolazione, domanda stagionale e scarsa disponibilità di risorse flessibili. La letteratura scientifica è concorde nell'affermare che, senza interventi mirati di carattere tecnologico e gestionale, la penetrazione rinnovabile tende a essere limitata da vincoli tecnici più che economici [3], [4], [27].

Le sezioni che seguono approfondiscono tali criticità distinguendole in quattro categorie principali:

- (i) problemi di stabilità e inerzia,
- (ii) limiti di rete e tensione,
- (iii) curtailment e inefficienze operative,
- (iv) variabilità della domanda e vincoli di generazione termica.

#### 2.3.1 Limiti strutturali della rete e stabilità di frequenza

Una delle principali criticità dei sistemi insulari riguarda la bassa inerzia elettromeccanica del sistema, caratteristica che rende la frequenza molto più sensibile alle perturbazioni rispetto ai sistemi continentali. Nei contesti insulari, infatti, la generazione è affidata a poche macchine sincrone di taglia ridotta, che forniscono un contributo limitato all'energia cinetica accumulata nei rotori. Questa inerzia insufficiente fa sì che una variazione improvvisa di carico, o un rapido aumento della produzione fotovoltaica, possa determinare oscillazioni di frequenza consistenti, spesso prossime o superiori ai limiti di sicurezza operativa [14].

L'aumento della generazione non sincrona, principalmente fotovoltaico ed eolico connessi tramite inverter, accentua ulteriormente questa condizione. Le tecnologie inverter-based, se non dotate di funzioni dedicate di "grid-forming", non offrono un contributo naturale alla stabilizzazione della frequenza. Tale fenomeno è stato documentato in diverse reti insulari, dove un incremento repentino della produzione FV ha determinato deviazioni di frequenza più rapide rispetto ai sistemi dotati di maggiore inerzia [4].

Inoltre, la maggior parte delle centrali diesel deve operare entro un intervallo minimo di carico — spesso compreso tra il 30% e il 40% della potenza nominale — per poter garantire un margine adeguato di regolazione primaria. Questo vincolo obbliga gli operatori a mantenere in servizio un certo numero di unità termoelettriche anche quando la produzione rinnovabile sarebbe sufficiente a coprire il carico [22]. Ne deriva una riduzione diretta della quota di energia rinnovabile utilizzabile, insieme a un aumento dei consumi di combustibili fossili e dei costi operativi.

### 2.3.2 Problemi di tensione e congestioni nella rete di distribuzione

Le reti di distribuzione insulari presentano tipicamente una configurazione radiale o debolmente magliata, con linee lunghe e sezioni spesso non dimensionate per flussi di potenza bidirezionali. Questo aspetto strutturale costituisce uno dei principali limiti tecnici all'integrazione delle rinnovabili.

Durante le ore di massima produzione fotovoltaica, soprattutto nelle aree periferiche delle reti radiali, la tensione può superare i valori ammessi dagli standard di qualità del servizio. Tale condizione di sovratensione è stata osservata in numerosi casi reali ed è accentuata dall'assenza di dispositivi dinamici di compensazione della potenza reattiva, che invece risultano più diffusi nei sistemi continentali [28].

Fenomeni transitori, come il passaggio di nubi in aree ad elevata densità di impianti FV, possono generare variazioni rapide della potenza immessa, causando oscillazioni di tensione difficilmente gestibili dai sistemi di regolazione tradizionali. Inoltre, l'assenza di percorsi alternativi per i flussi di energia — conseguenza diretta della struttura radiale — rende la rete particolarmente vulnerabile a congestioni: quando la produzione rinnovabile è elevata ma concentrata in zone lontane dai centri di consumo, la capacità di alcuni rami di rete può risultare insufficiente, limitando l'energia effettivamente immettibile [27].

Questo insieme di vincoli tecnici contribuisce in modo significativo al fenomeno del curtailment, poiché impedisce a una parte della generazione rinnovabile di raggiungere i nodi di carico, indipendentemente dalla disponibilità di risorse naturali.

### 2.3.3 Curtailment della generazione rinnovabile

Nei sistemi elettrici insulari, il curtailment rappresenta uno dei fenomeni più rilevanti e allo stesso tempo più problematici nell'integrazione delle fonti rinnovabili non programmabili. Con il termine curtailment si indica la riduzione forzata della produzione rinnovabile effettivamente immessa in rete, anche quando le condizioni naturali permetterebbero agli impianti fotovoltaici o eolici di generare una quantità maggiore di energia. In altre parole, il curtailment corrisponde alla "parte mancante" tra la produzione rinnovabile potenziale e quella realmente utilizzata nel sistema, dovuta alla presenza di vincoli tecnici o operativi.

La letteratura internazionale definisce il curtailment come una conseguenza diretta dell'interazione tra la variabilità delle fonti rinnovabili, i limiti della rete e i vincoli delle unità termoelettriche convenzionali [29], [30]. Esso può verificarsi in tre situazioni principali.

La prima si manifesta quando la produzione rinnovabile potenziale supera la domanda locale istantanea, condizione particolarmente frequente nelle ore centrali della giornata in presenza di elevata generazione fotovoltaica. In assenza di interconnessioni o sistemi di accumulo, la rete non è in grado di assorbire l'eccesso di energia, che viene quindi "tagliata".

Un secondo contesto riguarda la presenza di vincoli infrastrutturali, come congestioni nei rami di rete o sovratensioni nelle zone a elevata concentrazione di impianti FV. In sistemi radiali tipici delle isole, tali criticità impediscono fisicamente il trasferimento dell'energia prodotta dai punti di generazione ai nodi di consumo, costringendo gli operatori a limitare la produzione rinnovabile per evitare il superamento dei limiti di sicurezza [27].

Il terzo scenario deriva dai limiti operativi dei gruppi diesel, che devono mantenere un carico minimo per garantire i servizi essenziali di regolazione e stabilità della frequenza. In molte isole, gli impianti termoelettrici non possono essere spenti nelle ore di massima produzione rinnovabile perché forniscono la riserva rotante necessaria a controllare il sistema. Questo vincolo, comporta l'impossibilità di utilizzare tutta l'energia rinnovabile disponibile in assenza di risorse alternative di flessibilità [22], [31].

Il curtailment non è solo un indicatore tecnico: rappresenta una perdita economica rilevante, poiché riduce il valore effettivo degli investimenti in impianti rinnovabili e aumenta il costo medio dell'energia prodotta. In sistemi ad alta penetrazione rinnovabile, esso può crescere in modo non lineare: superata una certa soglia (tipicamente tra il 40% e il 60% di penetrazione rinnovabile), il curtailment tende ad aumentare rapidamente se non accompagnato da adeguate risorse di accumulo o interventi sulla rete [29].

In alcuni contesti continentali, livelli moderati di curtailment vengono accettati come soluzione transitoria o come strategia di gestione a basso costo. Tuttavia, nei sistemi insulari questa scelta è raramente sostenibile, poiché la mancanza di interconnessioni rende impossibile esportare l'energia in eccesso e amplifica gli impatti economici del mancato utilizzo della produzione. Per tali ragioni, la riduzione del curtailment rappresenta una delle priorità centrali nelle strategie di decarbonizzazione delle isole [32], [33].

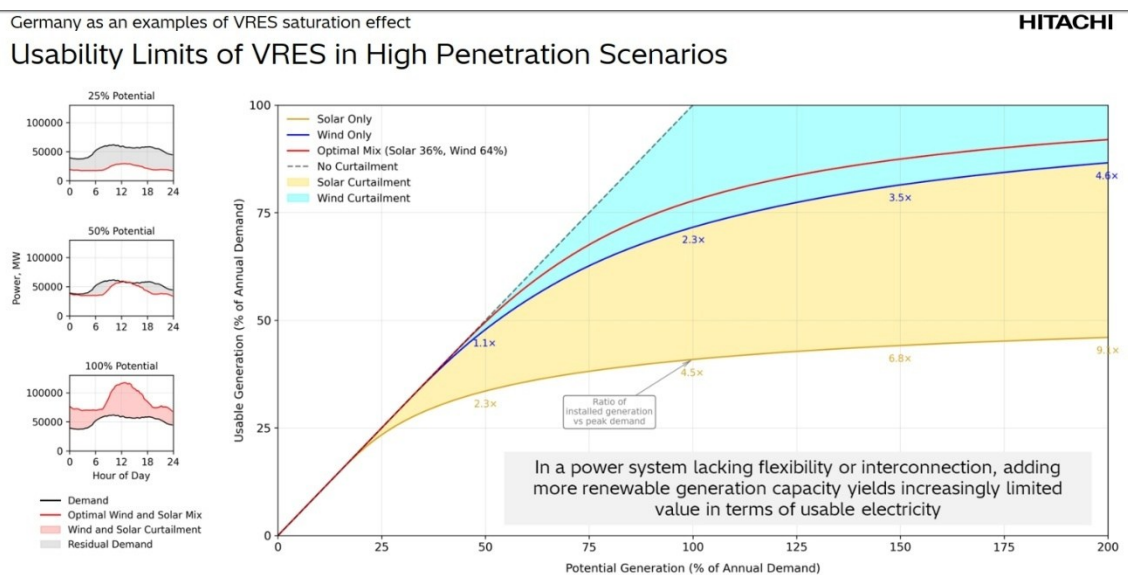


Figura 1 - Limiti di utilizzabilità delle fonti rinnovabili variabili (VRES) in scenari ad alta penetrazione

#### 2.3.4 Variabilità della domanda e stagionalità

La domanda elettrica delle isole presenta caratteristiche peculiari che incidono direttamente sulle condizioni operative del sistema. In molte realtà mediterranee e oceaniche, il profilo dei consumi è fortemente influenzato dall'andamento del turismo stagionale, con differenze marcate tra i periodi di bassa e alta affluenza. Nei mesi estivi, ad esempio, il carico può aumentare in modo significativo a causa dell'attività ricettiva, della climatizzazione e dell'intensificazione dei servizi locali, raggiungendo valori di picco anche molto superiori alla domanda media annuale [26].

Questa dinamica rende complessa la pianificazione del sistema elettrico. La capacità installata deve essere dimensionata in funzione dei picchi stagionali, mentre per ampie parti dell'anno la rete e le unità di generazione risultano sovradimensionate rispetto ai carichi effettivi. Il divario tra domanda estiva e invernale non influisce solo sulla generazione convenzionale, ma interagisce con la produzione rinnovabile, che non segue cicli stagionali necessariamente allineati ai consumi.

La generazione fotovoltaica, concentrata nelle ore centrali della giornata, non coincide con i picchi serali tipici delle località turistiche; quella eolica può risultare abbondante nei mesi in cui la domanda è più bassa. Ne derivano periodi in cui la produzione rinnovabile è elevata ma il carico non è sufficiente ad assorbirla, condizione che aumenta il rischio di curtailment e richiede risorse di flessibilità per mantenere l'equilibrio del sistema [22].

A questo quadro si aggiungono carichi particolarmente energivori presenti in molte isole, come gli impianti di desalinizzazione dell'acqua, i sistemi di pompaggio e le infrastrutture portuali. Questi elementi contribuiscono a rendere la domanda elettrica non solo variabile, ma anche fortemente concentrata in specifiche ore della giornata o periodi dell'anno, accentuando l'esigenza di strategie di gestione dinamica del sistema.

Nel complesso, la stagionalità della domanda e la sua scarsa coincidenza temporale con la produzione rinnovabile rappresentano un vincolo strutturale per le isole, poiché aumentano la necessità di capacità programmabile e di strumenti in grado di modulare o differire i consumi nei momenti di maggiore disponibilità energetica.

#### 2.3.5 Vincoli economici e operativi della generazione termoelettrica

Nonostante l'espansione delle fonti rinnovabili, i gruppi termoelettrici rimangono elementi fondamentali del funzionamento dei sistemi elettrici insulari. Queste unità forniscono infatti la stabilità di frequenza, la riserva rotante e la continuità del servizio, funzioni che non possono essere completamente garantite dagli impianti rinnovabili non programmabili o dai sistemi inverter-based. Tuttavia, il loro utilizzo comporta una serie di limitazioni economiche e tecniche che condizionano in modo rilevante la transizione energetica.

Sul piano operativo, i gruppi diesel devono funzionare entro specifiche soglie minime di carico per evitare fenomeni di instabilità e per mantenere la capacità di rispondere rapidamente alle variazioni della domanda. Nelle isole prive di sistemi di accumulo o di risorse alternative di flessibilità, questo vincolo impedisce di ridurre la generazione termoelettrica al di sotto di un certo livello, anche quando la produzione rinnovabile sarebbe sufficiente. In queste condizioni, una parte dell'energia solare ed eolica disponibile non può essere utilizzata e viene necessariamente limitata.

Dal punto di vista economico, la generazione a combustibili fossili presenta costi particolarmente elevati. Il trasporto del gasolio o dell'olio combustibile avviene quasi

esclusivamente tramite navi cisterna, con costi logistici che incidono in modo significativo sul prezzo finale dell'energia [8]. A ciò si aggiungono i costi legati alla manutenzione più frequente richiesta dai motori diesel operanti a carichi parziali, una condizione tipica nei sistemi con crescente penetrazione rinnovabile.

Un'ulteriore criticità riguarda la scarsa flessibilità dinamica dei gruppi termoelettrici. Le unità diesel non sono progettate per seguire rapidamente l'intermittenza della produzione rinnovabile, e la loro capacità di effettuare rampe ascendenti o discendenti rapide risulta limitata. Questa rigidità rende più complessa la gestione del sistema nelle giornate con forte variabilità fotovoltaica o eolica e contribuisce all'aumento dei costi operativi e delle emissioni.

In sintesi, la dipendenza dalla generazione termoelettrica impone costi elevati, riduce lo spazio operativo disponibile per le rinnovabili e introduce vincoli tecnici che possono rallentare in modo significativo la decarbonizzazione dei sistemi insulari [31]. Il superamento di queste limitazioni richiede un insieme integrato di soluzioni tecnologiche e gestionali, analizzate nella sezione successiva.

## 2.4 Soluzioni tecnologiche per l'integrazione delle rinnovabili nei sistemi insulari

L'evoluzione dei sistemi energetici insulari verso configurazioni a più elevata penetrazione rinnovabile richiede l'adozione di tecnologie e strategie in grado di superare i limiti strutturali descritti nella sezione precedente. Le soluzioni oggi disponibili permettono di compensare la mancanza di inerzia, attenuare i problemi di tensione e congestione, ridurre il curtailment e limitare la dipendenza operativa dai gruppi termoelettrici.

Tra queste, un ruolo centrale è svolto dai sistemi di accumulo, dai microgrid controller avanzati, dai modelli ibridi di generazione, dai sistemi power-to-X e dalle strategie di gestione attiva della domanda.

Le sezioni seguenti illustrano le principali tecnologie attualmente utilizzate nelle isole e discussi in numerosi casi reali, evidenziando il loro contributo tecnico al miglioramento della stabilità di rete, della flessibilità operativa e dell'efficienza complessiva del sistema.

### 2.4.1 Storage elettrochimico (BESS)

I sistemi di accumulo elettrochimico rappresentano la soluzione più immediata e versatile per incrementare la flessibilità dei sistemi insulari. Batterie al litio di media e grande scala sono ormai diffuse in numerose isole, dove forniscono servizi essenziali quali regolazione rapida della frequenza, smorzamento delle oscillazioni dovute alla variabilità del fotovoltaico, riduzione del carico minimo dei gruppi diesel e assorbimento dell'energia rinnovabile in eccesso [10], [34].

La capacità del BESS (Battery Energy Storage System) di reagire con rapidità agli sbilanciamenti tra domanda e generazione consente di limitare l'uso delle unità termoelettriche per la regolazione, mantenendo operative il numero minimo necessario di macchine sincrone. Grazie a questa funzione di supporto è possibile ridurre drasticamente il tempo di funzionamento dei diesel e aumentare la quota effettiva di energia rinnovabile immessa in rete, con conseguente riduzione delle emissioni e dei costi operativi [8], [35].

In diversi sistemi insulari, come Graciosa (Azzorre) o Kauai (Hawaii), l'introduzione di BESS di grande taglia ha permesso di raggiungere valori di penetrazione rinnovabile superiori al 60–70%, mantenendo adeguati margini di stabilità. L'accumulo svolge inoltre un ruolo cruciale nella gestione del curtailment: immagazzinando l'energia prodotta nei momenti di surplus, evita il

taglio forzato della produzione FV ed eolica e consente una redistribuzione dell'energia nelle ore serali o nei periodi di bassa generazione.

#### 2.4.2 Sistemi ibridi avanzati (diesel + rinnovabili + storage)

L'evoluzione naturale dei sistemi insulari porta verso architetture ibride in cui le unità termoelettriche operano insieme a impianti rinnovabili e sistemi di accumulo. Nei sistemi ibridi più semplici — tipici delle prime fasi di transizione — ciascuna tecnologia opera in modo quasi indipendente: la produzione rinnovabile entra in rete quando disponibile, mentre i gruppi diesel regolano in continuo la frequenza, coprono i transitori e garantiscono la stabilità del sistema.

Le configurazioni più avanzate adottano invece un approccio completamente diverso. In questi sistemi, la generazione termoelettrica, le rinnovabili e l'accumulo vengono gestiti come un'unica piattaforma coordinata, regolata da algoritmi che ottimizzano in tempo reale il funzionamento complessivo del sistema [6], [22].

In questi sistemi, i gruppi diesel sono utilizzati principalmente per garantire l'inerzia minima necessaria, mentre il carico variabile è coperto dalla combinazione di rinnovabili e accumuli. L'accensione e lo spegnimento delle unità termiche vengono gestiti in modo dinamico, seguendo algoritmi che ottimizzano il funzionamento del sistema in base ai costi, alla disponibilità di risorse rinnovabili e ai requisiti di stabilità [31], [36].

L'adozione di controllori di microrete (EMS – Energy Management System) consente di coordinare gli inverter, le batterie e le unità convenzionali in tempo reale, riducendo le oscillazioni di frequenza, limitando i problemi di tensione e minimizzando il consumo di combustibili fossili. Questa soluzione è oggi considerata una delle più efficaci per raggiungere obiettivi ambiziosi di decarbonizzazione senza rinunciare all'affidabilità del sistema.

#### 2.4.3 Sistemi di pompaggio idroelettrico e altre forme di accumulo gravitazionale

Nelle isole con adeguata morfologia orografica, i sistemi di pompaggio idroelettrico rappresentano una delle soluzioni più robuste ed efficienti per fornire capacità di accumulo su larga scala. Questo approccio è ben noto in casi come El Hierro (isole Canarie), dove la combinazione di eolico e pompaggio ha permesso di raggiungere percentuali molto elevate di copertura rinnovabile e periodi prolungati di funzionamento completamente fossil-free.

Il vantaggio del pompaggio risiede nella capacità di fornire energia per molte ore consecutive, garantendo una flessibilità che integra efficacemente la variabilità del vento e del fotovoltaico. La disponibilità di bacini e dislivelli adeguati limita però la replicabilità di questa soluzione, rendendola applicabile principalmente alle isole di origine vulcanica o montuosa.

#### 2.4.4 Produzione di idrogeno e sistemi Power-to-X

Nelle isole che puntano a un'elevata penetrazione rinnovabile, uno dei problemi principali riguarda l'energia prodotta nei momenti di surplus, quando l'impianto fotovoltaico o eolico genera più di quanto il sistema possa assorbire. In assenza di interconnessioni o di sufficiente capacità di accumulo, questa energia deve essere limitata, alimentando il fenomeno del curtailment.

I sistemi Power-to-Hydrogen (PtH) offrono una soluzione a questo problema trasformando l'energia elettrica rinnovabile in eccesso in idrogeno, una forma di energia immagazzinabile e utilizzabile in un secondo momento [37], [38].

Quando la produzione rinnovabile supera la domanda locale e la capacità di rete o delle batterie risulta satura, l'energia elettrica viene inviata a un elettrolizzatore, che scinde l'acqua in idrogeno e ossigeno. L'idrogeno prodotto può essere:

- immagazzinato in serbatoi a media pressione,
- utilizzato per generare elettricità tramite celle a combustibile nei momenti di bassa produzione rinnovabile,
- impiegato come combustibile ausiliario per generatori convenzionali,
- oppure destinato a usi non elettrici, come mobilità, processi industriali o miscelazione con il GPL.

Il ruolo degli elettrolizzatori nei sistemi insulari non è quindi solo quello di produrre idrogeno, ma soprattutto quello di agire come carichi flessibili capaci di assorbire l'energia rinnovabile nei momenti in cui la rete non è in grado di utilizzarla o immagazzinarla.

A differenza delle batterie — progettate per rispondere rapidamente a sbilanciamenti di breve durata — il sistema Power-to-Hydrogen opera su scale temporali più lunghe, permettendo di accumulare energia in eccesso per ore, giorni o anche settimane. Questo è particolarmente utile nelle isole dove il surplus rinnovabile è significativo in alcuni mesi dell'anno, mentre in altri periodi la domanda supera la produzione rinnovabile disponibile.

Alcune isole del Giappone e delle Canarie hanno avviato progetti pilota che dimostrano come la combinazione tra batterie e idrogeno consenta di ampliare la flessibilità del sistema: le batterie gestiscono le variazioni rapide, mentre l'idrogeno compensa i surplus più prolungati nel tempo o integra la generazione nelle ore notturne, riducendo ulteriormente l'utilizzo dei gruppi diesel [39], [40].

Sebbene la tecnologia presenti ancora costi relativamente elevati, la sua capacità di ridurre il curtailment, aumentare l'autosufficienza energetica e offrire servizi di lungo termine la rende una delle opzioni più promettenti per i sistemi insulari che puntano alla decarbonizzazione profonda.

#### 2.4.5 Flessibilità della domanda e gestione attiva dei carichi

La gestione della domanda rappresenta una forma di flessibilità particolarmente rilevante nei sistemi insulari, soprattutto quelli caratterizzati da forte presenza turistica o da carichi industriali energivori, come impianti di desalinizzazione e reti idriche. La possibilità di modulare temporaneamente questi consumi, spostandoli verso le ore in cui la produzione rinnovabile è più elevata, permette di ridurre significativamente gli squilibri tra domanda e generazione [41].

In diversi contesti, la climatizzazione degli edifici, i sistemi di pompaggio e le attività commerciali offrono margini di modulabilità che possono essere valorizzati tramite algoritmi predittivi o tariffe dinamiche. L'adozione di queste strategie, soprattutto quando combinata con il BESS, consente di limitare il curtailment e di migliorare la stabilità del sistema senza ricorrere a soluzioni infrastrutturali onerose.

#### 2.4.6 Digitalizzazione e sistemi di Energy Management (EMS)

La digitalizzazione costituisce uno degli elementi più rilevanti nella trasformazione dei sistemi elettrici insulari, poiché permette di coordinare risorse diverse — rinnovabili, diesel, sistemi di accumulo, carichi flessibili — in un'unica piattaforma di controllo. Nei sistemi tradizionali, la gestione dell'equilibrio tra domanda e generazione è basata principalmente sull'esperienza degli

operatori e su logiche di regolazione locali. Tuttavia, con l'aumento della penetrazione rinnovabile e della complessità operativa, tale approccio non è più sufficiente.

I moderni sistemi di Energy Management (EMS) consentono di superare questi limiti grazie all'integrazione di algoritmi predittivi, modelli di ottimizzazione e controlli in tempo reale che analizzano continuamente lo stato della rete e delle unità di generazione. Attraverso l'elaborazione di previsioni dettagliate della domanda e della produzione rinnovabile — costruite con tecniche che includono metodi statistici avanzati, regressioni multivariate e modelli di machine learning [42], [43] — l'EMS è in grado di anticipare gli squilibri tra domanda e generazione e di impostare la strategia ottimale di funzionamento del sistema.

Nel contesto insulare, il principale vantaggio dell'EMS consiste nella capacità di coordinare in modo integrato risorse che, in assenza di un controllo centralizzato, opererebbero in maniera indipendente. Gli inverter degli impianti fotovoltaici ed eolici vengono programmati per contribuire alla regolazione della tensione, i sistemi di accumulo assorbono l'energia nei momenti di surplus e la rilasciano durante i deficit, mentre i gruppi termoelettrici vengono avviati, modulati o spenti in base alle reali necessità del sistema, evitando accensioni superflue e funzionamenti a carichi parziali.

Un sistema EMS ben progettato è in grado di ridurre in modo significativo l'utilizzo dei diesel in tre modi distinti. In primo luogo, limita il numero di ore durante le quali le unità termoelettriche devono restare attive per motivi di stabilità, poiché l'inverter e le batterie possono fornire parte dei servizi tradizionalmente erogati dalle macchine sincrone [10]. In secondo luogo, riduce i consumi di combustibile, modulando i gruppi termici quando necessario, evitando che restino operativi al di sotto del loro punto di massima efficienza. In terzo luogo, permette di massimizzare l'utilizzo della produzione rinnovabile disponibile, riducendo il curtailment attraverso una gestione più efficace dei flussi energetici [35].

Un ulteriore vantaggio dell'EMS riguarda la gestione della qualità del servizio. Nelle reti radiali tipiche delle isole, la digitalizzazione consente di monitorare costantemente i profili di tensione e il livello di congestione delle linee, intervenendo con regolazioni locali o con strategie di dispatch che minimizzano le violazioni dei limiti normativi. Questa funzione è particolarmente utile nelle ore centrali della giornata, quando la produzione fotovoltaica può aumentare rapidamente e generare condizioni di sovratensione nei nodi periferici.

La digitalizzazione offre inoltre strumenti decisivi per valorizzare la flessibilità della domanda. L'integrazione delle previsioni meteorologiche e dei modelli comportamentali permette di programmare carichi come climatizzazione, desalinizzazione e pompaggio idrico in modo da allinearli ai periodi di maggiore produzione rinnovabile, riducendo il ricorso alle unità termiche senza compromettere la qualità del servizio.

Dal punto di vista economico, l'adozione di sistemi EMS nei contesti insulari riduce i costi operativi, limita l'usura dei gruppi termoelettrici e aumenta la vita utile delle batterie tramite cicli di carica/scarica ottimizzati. A livello di sistema, ciò si traduce in una minore dipendenza dal combustibile fossile, in una riduzione delle emissioni e in un incremento significativo dell'efficienza complessiva del sistema energetico[31].

In sintesi, la digitalizzazione e i sistemi di Energy Management rappresentano uno strumento essenziale per raggiungere livelli elevati di penetrazione rinnovabile nelle reti insulari, poiché consentono di trasformare una rete tradizionalmente rigida e vulnerabile in una piattaforma dinamica, flessibile e ottimizzata in tempo reale. Senza questo tipo di controllo avanzato, molte

delle soluzioni descritte nelle sezioni precedenti non potrebbero essere implementate in modo efficace o sostenibile.

## 2.5 Strategie di transizione energetica nelle isole: approcci, modelli e casi reali

Le criticità descritte in questo capitolo mostrano come la transizione energetica nelle isole richieda un insieme coerente di soluzioni tecnologiche, gestionali e organizzative. Nei contesti insulari, nessun intervento isolato è sufficiente: l'integrazione crescente di fonti rinnovabili deve essere accompagnata da sistemi di accumulo adeguati, da un'evoluzione dell'infrastruttura di rete e da meccanismi di gestione operativa più sofisticati. I percorsi più efficaci combinano espansione delle rinnovabili, potenziamento dell'accumulo, digitalizzazione dei sistemi elettrici e modelli di governance adeguati. Questo approccio integrato è alla base delle roadmap europee per le Clean Energy for EU Islands e dei piani energetici già adottati in numerosi arcipelaghi mediterranei e atlantici.

In questo quadro, è possibile identificare un insieme di strategie ricorrenti che guidano la trasformazione dei sistemi isolati verso configurazioni più efficienti, resilienti e a basse emissioni. Tali strategie riguardano la pianificazione della generazione rinnovabile, l'ottimizzazione dei sistemi ibridi, l'evoluzione dell'infrastruttura di rete, la valorizzazione della flessibilità dei carichi e l'impiego crescente di strumenti digitali. L'analisi di alcuni casi reali consente di comprendere come questi approcci vengano tradotti in pratica, evidenziando tanto le opportunità quanto i limiti applicativi.

### 2.5.1 Isole Canarie - Spagna

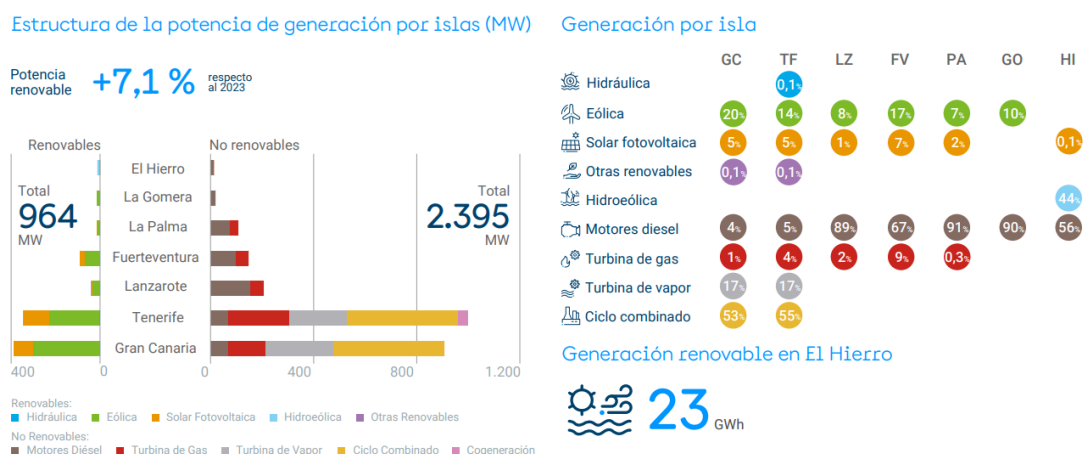


Figura 2 - Energy Mix isole Canarie

Le Isole Canarie rappresentano uno dei casi più istruttivi in Europa, poiché il sistema elettrico è composto da sei sottosistemi completamente isolati, ciascuno con criticità operative proprie. La dipendenza storica da diesel e olio combustibile ha determinato costi di generazione elevati e forte vulnerabilità dei sistemi locali. Il passaggio alle rinnovabili ha quindi richiesto non solo l'installazione di impianti eolici e fotovoltaici, ma anche interventi strutturali sulla rete.

La prima risposta alla fragilità del sistema è stata la creazione di interconnessioni tra isole per aumentare la stabilità, condividere risorse e ridurre la necessità di riserva rotante locale. A questa si è affiancata la realizzazione del sistema di pompaggio Salto de Chira, un impianto da 200 MW pensato per assorbire surplus eolico e restituirlo nei momenti di deficit, contribuendo sia al bilanciamento sia alla stabilità dinamica. L'integrazione progressiva di rinnovabili, storage

e controllo avanzato ha già portato a una riduzione dell'utilizzo dei diesel e a un aumento della quota rinnovabile, con evidenti miglioramenti anche nei costi operativi [36], [44], [45].

Il caso delle Canarie dimostra che, in sistemi molto frammentati, il successo della transizione dipende non solo dalla capacità rinnovabile installata, ma dalla possibilità di riorganizzare l'infrastruttura elettrica per aumentarne la resilienza.

#### 2.5.1.1 Tenerife

Tenerife costituisce un caso particolarmente rilevante per lo studio della transizione energetica nelle isole non interconnesse. Il sistema elettrico ha storicamente mostrato un'elevata dipendenza da gruppi termoelettrici alimentati a olio combustibile, con emissioni elevate e costi di generazione superiori alla media nazionale. La crescita del fotovoltaico e dell'eolico nell'ultimo decennio ha permesso di ridurre il fabbisogno di combustibili fossili, ma ha anche evidenziato nuove criticità operative legate alla struttura radiale della rete e alla limitata disponibilità di risorse di flessibilità [44], [45]

L'assenza iniziale di sistemi di accumulo di grande scala ha comportato livelli moderati di curtailment nelle ore centrali della giornata, quando la produzione fotovoltaica eccede temporaneamente la capacità della rete. Per evitare un aumento significativo delle interruzioni della generazione rinnovabile, l'utility locale ha introdotto soluzioni di gestione avanzata, tra cui la programmazione ottimizzata dei gruppi termoelettrici, il potenziamento dei sistemi di controllo tensione/frequenza e l'integrazione di algoritmi predittivi per la gestione del carico turistico stagionale. Parallelamente, un crescente ruolo è stato attribuito agli impianti eolici dotati di funzionalità di regolazione avanzata e ai primi sistemi di accumulo distribuito [22], [36].

L'esperienza di Tenerife conferma che l'espansione delle rinnovabili richiede interventi coordinati sulla gestione della rete e sulla disponibilità di accumulo: laddove queste condizioni vengono soddisfatte, la quota rinnovabile integrabile può crescere rapidamente senza compromettere la stabilità del sistema.

#### 2.5.2 Azzorre – Portogallo

Le Azzorre offrono un modello diverso: pur essendo nove isole completamente isolate dalla terraferma, il sistema beneficia della presenza della geotermia, una risorsa programmabile che contribuisce in modo stabile alla copertura del carico. Questa caratteristica ha permesso di ridurre la dipendenza dal diesel molto più rapidamente rispetto ad altri contesti insulari, creando le condizioni per un mix più equilibrato.

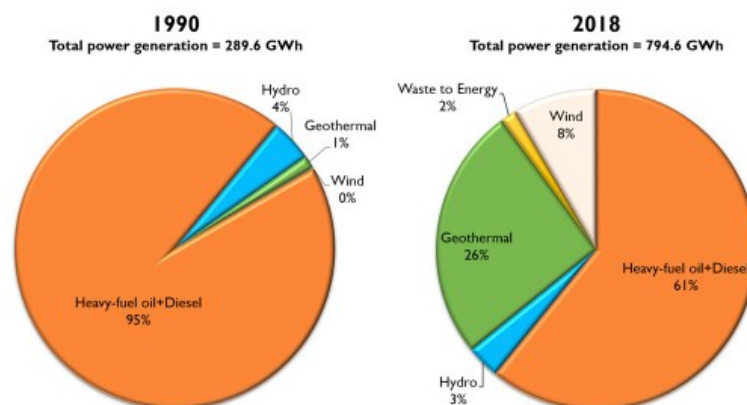


Figura 3 - Mix energetico Azzorre (Portogallo)

Il percorso di transizione prevede un aumento coordinato di eolico, fotovoltaico e piccoli impianti idroelettrici, integrati con sistemi di accumulo progettati per ridurre il ricorso ai gruppi termici nelle ore non coperte dalla geotermia. Ciò ha consentito di raggiungere un livello di rinnovabili già superiore al 35%, con un miglioramento netto sia dei costi che dell'affidabilità [31], [46].

Le Azzorre mostrano come la presenza di una fonte stabile e programmabile riduca la necessità di sovradimensionare gli accumuli e permetta di integrare rinnovabili variabili senza compromettere la stabilità del sistema.

### 2.5.3 Isole Faroe – Danimarca

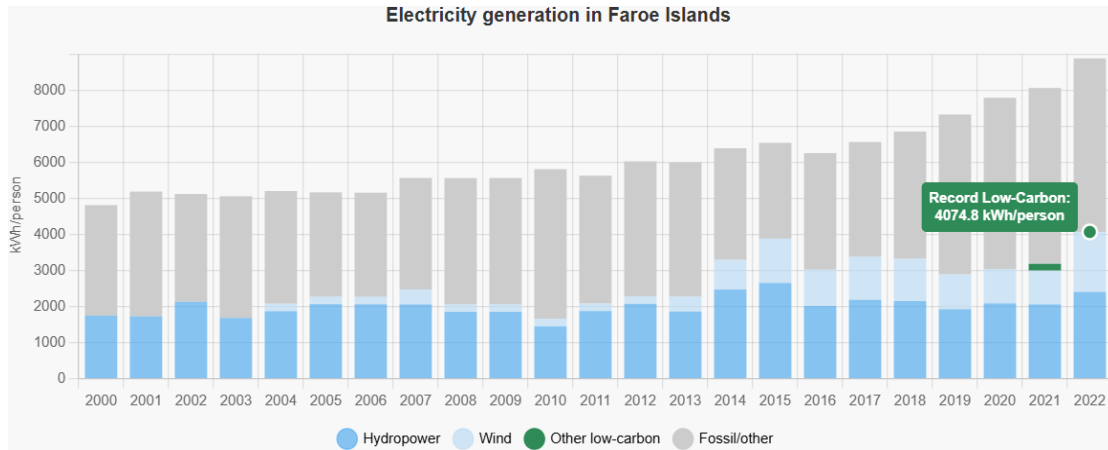


Figura 4 - Generazione dell'energia elettrica delle isole Faroe

Le Faroe rappresentano uno dei sistemi insulari tecnologicamente più avanzati al mondo. L'arcipelago non è interconnesso alla Danimarca e presenta reti particolarmente deboli, con ridotta capacità di corto circuito. Per raggiungere l'obiettivo nazionale del 100% rinnovabile al 2030, l'utility locale ha avviato un programma di trasformazione basato sull'uso intensivo di batterie con inverter grid-forming.

Questa tecnologia consente di compensare la riduzione dell'inerzia dovuta alla diminuzione delle macchine sincrone. Le batterie, configurate in modalità grid-forming, forniscono un riferimento di tensione e frequenza, rendendo possibile il funzionamento stabile anche con pochissima o nessuna generazione termica. Test condotti sull'isola di Suðuroy hanno dimostrato la possibilità di far funzionare porzioni del sistema solo con vento e storage per periodi estesi [22], [31]

Le Faroe mostrano in modo esemplare come la stabilità dinamica di un sistema insulare possa essere garantita senza generazione fossile, a condizione che il controllo della rete sia ripensato attraverso soluzioni elettroniche avanzate.

### 2.5.4 Hawaii – USA

L'arcipelago delle Hawaii è un laboratorio globale per l'integrazione di fotovoltaico, batterie e sistemi di gestione avanzata. Le sei reti elettriche, completamente separate tra loro, sono storicamente dipese dal petrolio per oltre il 90% della generazione. Negli ultimi dieci anni, però, l'esplosione del fotovoltaico è stata accompagnata da una diffusione capillare di batterie residenziali, comunitarie e utility-scale.

La presenza di storage distribuito ha permesso di ridurre i picchi serali, diminuendo sensibilmente il ricorso ai gruppi diesel e facilitando il funzionamento della rete in condizioni di alta variabilità. Contemporaneamente, programmi di demand response e tariffe time-of-use hanno avvicinato il profilo di consumo a quello della produzione solare, limitando congestioni e instabilità [42], [43].

Hawaii rappresenta il caso ideale per comprendere come fotovoltaico + batterie + digitalizzazione possano trasformare un sistema altamente dipendente dal fossile in un contesto più stabile ed economico.

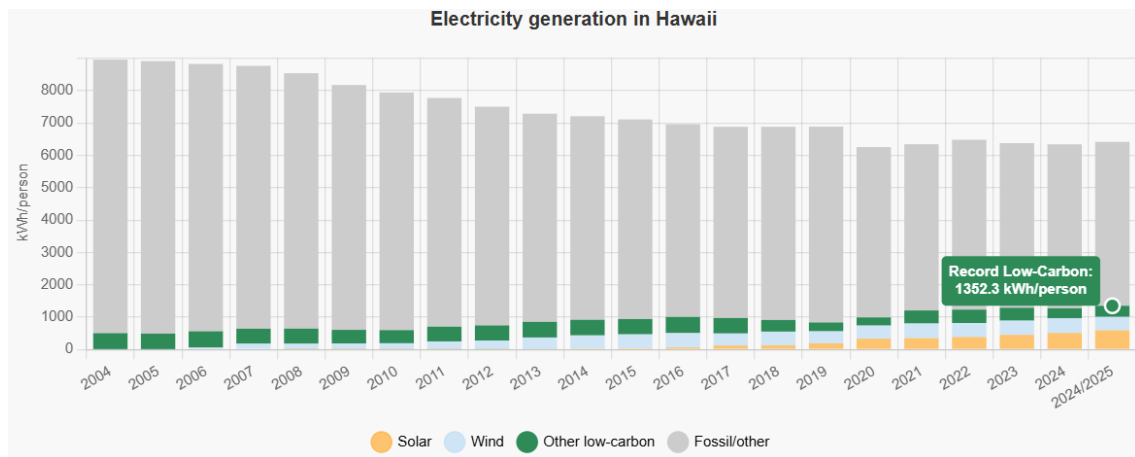


Figura 5 - Generazione dell'energia elettrica delle Hawaii

## 2.6 Sintesi critica e implicazioni per l'analisi

Dalle esperienze e dagli studi analizzati emergono quattro gruppi principali di problematiche per i sistemi energetici insulari:

1. **Vincoli strutturali delle reti di piccola scala**, con bassa inerzia, capacità di trasporto limitata e configurazioni spesso radiali;
2. **Impatto della variabilità delle rinnovabili** sull'equilibrio tra domanda e offerta e sulla stabilità di frequenza e tensione;
3. **Curtaiment e uso non ottimale della generazione rinnovabile**, dovuti a vincoli di rete, limiti delle unità programmabili e assenza di adeguate risorse di flessibilità;
4. **Necessità di soluzioni integrate di storage e gestione intelligente**, che combinino tecnologie diverse e strategie di controllo avanzate per garantire affidabilità e sostenibilità economica.

Le soluzioni tecnologiche e di gestione sperimentate nei diversi casi – dall'introduzione di sistemi ibridi con BESS alla progressiva integrazione di storage a idrogeno e servizi avanzati – mostrano che è possibile incrementare in modo significativo la penetrazione delle rinnovabili nei sistemi insulari, purché la progettazione sia basata su analisi dettagliate dei profili di domanda e delle risorse e su modelli in grado di rappresentare i vincoli operativi reali [8], [11], [18], [46].

Queste evidenze indicano la necessità di un approccio metodologico che combini:

- la ricostruzione accurata dei profili di carico e delle risorse rinnovabili, con risoluzione oraria e su orizzonti multi-annuali;

- la modellazione dei sistemi ibridi con rappresentazione esplicita dei vincoli di rete, delle strategie di gestione dello storage e delle interazioni tra unità programmabili e non programmabili;
- la valutazione simultanea di criteri tecnici, economici, ambientali e, ove possibile, sociali, attraverso strumenti in grado di supportare decisioni in presenza di obiettivi multipli.

In questo quadro, i modelli di simulazione energetica e gli approcci di analisi multi criteriiale offrono un supporto essenziale per definire scenari di transizione coerenti con i vincoli e le potenzialità dei sistemi insulari. Il capitolo successivo sviluppa un percorso metodologico che risponde a queste esigenze, traducendo le criticità e le soluzioni individuate nello stato dell'arte in una procedura operativa applicabile al caso di studio analizzato.

Su queste basi, il capitolo 3 illustra l'approccio metodologico adottato, il modello di simulazione sviluppato in HOMER e i criteri con cui vengono analizzati gli scenari di decarbonizzazione del sistema elettrico insulare.

### 3. Metodologia

L'analisi dei sistemi energetici insulari richiede un approccio metodologico specifico, caratterizzato da un elevato grado di complessità e dalla necessità di combinare discipline differenti: ingegneria energetica, modellazione economica, analisi delle risorse locali, sistemi di supporto alle decisioni e valutazioni ambientali. Le isole, per loro natura, costituiscono sistemi elettrici chiusi, spesso non interconnessi con reti di maggiori dimensioni, e per questo presentano vincoli tecnici e strutturali non paragonabili ai contesti continentali.

Per comprendere il comportamento di un sistema isolano e valutarne le prospettive di transizione verso una maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili, è necessario adottare un processo analitico sequenziale e rigoroso, in cui ciascuna fase dipende logicamente dalla precedente. Questo capitolo descrive nel dettaglio l'approccio metodologico utilizzato nel presente studio, ripercorrendo le scelte tecniche e scientifiche che ne hanno guidato la struttura.

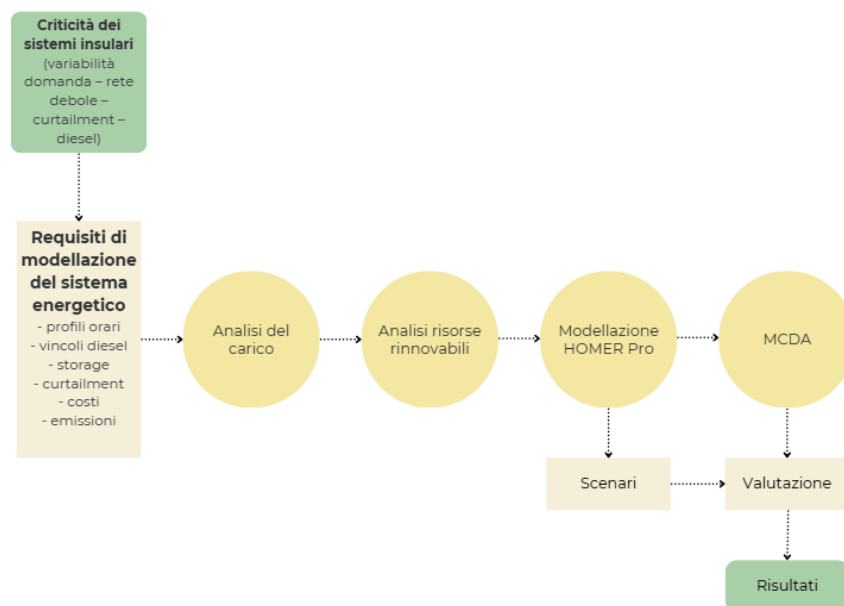


Figura 6 – Schema metodologico

L'obiettivo è presentare non soltanto gli strumenti e le formule utilizzate, ma anche la logica con cui gli scenari sono stati costruiti, le assunzioni che li sostengono e il razionale generale del processo di modellazione.

Durante la fase di redazione del presente elaborato sono stati utilizzati strumenti digitali di supporto basati su intelligenza artificiale esclusivamente per attività di revisione linguistica (correzione grammaticale e miglioramento stilistico del testo) e per verifiche tecniche di coerenza in alcune operazioni di calcolo. La definizione dell'impostazione metodologica, l'elaborazione delle analisi, l'interpretazione dei risultati e le conclusioni restano integralmente responsabilità dell'autore.

### 3.1 Analisi del fabbisogno energetico dell'isola

La domanda energetica esprime la struttura economica del territorio, i suoi bisogni fondamentali, le abitudini delle famiglie, le esigenze delle imprese locali, i picchi legati alla stagionalità turistica e le carenze infrastrutturali esistenti. Per questo motivo, costituisce la base metodologica dell'intero studio: senza comprenderla in profondità, non è possibile valutare con credibilità la convenienza di tecnologie rinnovabili, la dimensione degli impianti necessari, il peso del diesel nella generazione o la sostenibilità economica degli scenari simulati.

#### 3.1.1 Raccolta e Trattamento dei Dati

La raccolta dei dati si è articolata lungo tre direttrici principali, concepite per rispondere alle esigenze tipiche degli studi energetici in contesti insulari.

La **prima direttrice** ha riguardato la ricostruzione dei consumi energetici attuali, includendo sia la domanda elettrica sia quella termica, insieme all'impiego di combustibili fossili per riscaldamento, generazione e trasporti. Queste informazioni, derivate da documentazione tecnica, statistiche ufficiali e banche dati nazionali e internazionali, consentono di delineare il fabbisogno energetico complessivo, la sua distribuzione per settori (residenziale, terziario, agricolo, infrastrutturale) e le principali dinamiche stagionali. Una descrizione accurata della domanda rappresenta un requisito metodologico imprescindibile, poiché orienta la definizione degli scenari e la valutazione della loro fattibilità tecnico-economica.

La **seconda direttrice** ha riguardato la valutazione della disponibilità locale di risorse energetiche rinnovabili, con particolare attenzione alle biomasse di natura forestale, agricola e zootecnica. Questa fase richiede l'impiego di coefficienti di produzione, poteri calorifici e fattori di disponibilità tratti dalla letteratura e da repertori tecnici consolidati. Per ciascuna tipologia di risorsa vengono stimati la produzione annua, il contenuto energetico teorico, l'energia utile effettivamente sfruttabile e il potenziale di sostituzione dei combustibili fossili. Poiché la qualità dei dati può variare notevolmente da un contesto all'altro, risulta necessario armonizzare le informazioni attraverso criteri metodologici uniformi, al fine di garantire coerenza e confrontabilità tra le diverse categorie di biomassa e le relative valutazioni.

La **terza direttrice** ha coinvolto la raccolta dei dati tecnici e climatici necessari alla modellazione degli impianti rinnovabili. Per il solare fotovoltaico vengono generalmente acquisiti valori relativi all'irraggiamento giornaliero e stagionale, alla temperatura, all'inclinazione ottimale e ai parametri di perdita del sistema; per l'eolico si utilizzano dataset sulla velocità media del vento, sulla distribuzione di Weibull, sulle caratteristiche orografiche e sulla rugosità del terreno. Questi elementi sono essenziali per ottenere simulazioni realistiche e devono essere verificati

attraverso fonti multiple, prima di essere adattati ai formati richiesti dai software di modellazione energetica.

Una volta raccolte tutte le informazioni, viene svolta una fase di trattamento, verifica e normalizzazione. Le quantità energetiche sono convertite in unità omogenee (kWh o MWh), mentre i consumi di combustibili sono trasformati in energia equivalente tramite i poteri calorifici inferiori. Nei casi in cui i dataset presentano discontinuità temporali o lacune, vengono ricostruite curve stagionali o mensili mediante metodi di interpolazione coerenti con la letteratura. Infine, i dati vengono sottoposti a controlli di coerenza interna, con l'obiettivo di evitare incongruenze, duplicazioni o valori incompatibili con i principi fisici. Questo processo consente di ottenere un insieme informativo robusto, affidabile e adatto all'integrazione nei modelli di simulazione tecnico-economica e negli strumenti di analisi multicriteriale.

<b>Categoria di dato</b>	<b>Descrizione</b>	<b>Fonti</b>
<b>Consumi energetici</b>	Dati annuali/mensili su consumi elettrici e termici, utilizzo di combustibili, carichi settoriali.	Autorità energetiche nazionali, utility locali, rapporti tecnici, statistiche ministeriali.
<b>Dati socioeconomici</b>	Popolazione, attività economiche, distribuzione settoriale dei consumi, stagionalità.	ISTAT/ELSTAT/Eurostat, enti locali, piani di sviluppo territoriali.
<b>Biomassa e risorse locali</b>	Produzione agricola, residui forestali, reflui zootecnici, fattori di disponibilità e poteri calorifici.	Ministeri agricoltura/foreste, studi scientifici, agenzie ambientali, banche dati FAO.
<b>Dati climatici ed energetici</b>	Irraggiamento solare, velocità del vento, distribuzione di Weibull, temperature medie, precipitazioni.	PVGIS, NASA SSE, Copernicus, stazioni meteorologiche locali, database eolici nazionali.
<b>Parametri tecnici delle tecnologie</b>	Rendimento impianti, curve di potenza, coefficienti di perdita, vita utile, costi O&M.	Datasheet industriali, letteratura scientifica, EIA/IEA, report di produttori.
<b>Costi e parametri economici</b>	Prezzi combustibili, CAPEX/OPEX, tassi di interesse, fattori di sconto.	Report IRENA, IEA, banche dati industriali, regolatori nazionali.
<b>Vincoli territoriali</b>	Orografia, uso del suolo, aree protette, distanza da infrastrutture.	GIS locali, piani urbanistici, dataset Copernicus Land Monitoring.
<b>Normativa ed energia</b>	Regolamenti locali, schemi di incentivazione, linee guida tecniche.	Normative nazionali, direttive UE, documentazione regolatoria.

*Tabella 2 - Sorgente dei dati*

### 3.2 Valutazione del potenziale delle risorse rinnovabili

Questa fase ha l'obiettivo di determinare in modo quantitativo il potenziale energetico sfruttabile dalle principali fonti disponibili localmente (biomassa, energia solare ed energia eolica) seguendo procedure standardizzate, coefficienti tecnici riconosciuti e criteri metodologici uniformi.

La complessità di questo passaggio risiede nella necessità di integrare dati eterogenei (climatici, produttivi, territoriali) e convertirli in valori energetici comparabili e fisicamente consistenti. Le sezioni seguenti descrivono nel dettaglio il procedimento adottato.

### 3.2.1 Biomassa

Le biomasse rappresentano una risorsa particolarmente rilevante nei sistemi insulari, soprattutto in territori caratterizzati da attività agricole, allevamenti diffusi o una copertura forestale significativa. La metodologia adottata prevede una distinzione tra tre categorie principali:

- biomassa forestale (residui di gestione, manutenzione o potature)
- biomassa agricola (residui colturali)
- biomassa zootecnica (effluenti e materiale organico convertibile)

Per ciascuna categoria, la procedura di quantificazione segue tre passaggi:

1. Stima della produzione lorda di biomassa, ottenuta combinando:
  - superfici disponibili,
  - coefficiente di produzione specifico per coltura o specie,
  - fattori di raccolta o di sfruttabilità.
2. Determinazione della biomassa effettivamente utilizzabile, tramite fattori di disponibilità (availability factors) che tengono conto di perdite, umidità, limiti territoriali, usi concorrenti e vincoli ecologici.
3. Conversione energetica della biomassa utile, mediante potere calorifico inferiore (LHW) e rendimento della tecnologia di conversione prevista.

Il potenziale energetico teorico si calcola come:

$$E_{th} = M_n \times LHW$$

*Equazione 1 - Potenziale energetico termico teorico*

dove:

- $M_n$  rappresenta la produzione annua media di biomassa disponibile, già corretta per l'umidità e per l'eventuale presenza di frazioni non utilizzabili;
- $LHW$  è il potere calorifico inferiore della biomassa secca, espresso in kWh/kg o MJ/t a seconda della tipologia.

Questa prima stima fornisce il contenuto energetico totale della risorsa, ma non tiene ancora conto dei vincoli operativi legati alla conversione tecnologica. Per definire la potenza dei sistemi di combustione o cogenerazione alimentati da biomassa legnosa, è necessario convertire la quantità annua disponibile in una portata oraria equivalente, mediante:

$$LD = \frac{M_n}{(Gop \times Hop)}$$

*Equazione 2 - Portata oraria equivalente*

dove:

- $Gop$  è il numero di giorni di funzionamento previsti per l'impianto,
- $Hop$  rappresenta le ore di funzionamento giornaliere considerate.

Una volta nota la portata oraria di biomassa utilizzabile, la potenza termica installabile può essere stimata attraverso:

$$P = \frac{LD}{240}$$

*Equazione 3 - Potenza termica installabile*

Secondo [47], per il funzionamento di un impianto di combustione da 1 MW sono necessari 240 kg di legna all'ora.

Per i **residui agricoli**, la stima energetica si basa su tre elementi fondamentali:

- $Q(rv)$  = quantità di residui di origine vegetale.
- $LHW$  = potere calorifico dei residui cerealicoli.
- $Disponibilità = 0,28$ .

Considerata la dispersione dei residui dovuta ai forti venti e il loro impiego come mangime, si adotta il valore minimo, pari a 0,28

Pertanto, l'energia termica producibile si calcola come:

$$E_{th} = Q(rv) \times \text{peso secco}(\%) \times \text{Disponibilità} \times LHW$$

*Equazione 4 - Energia termica producibile*

Questa espressione consente di trasformare una massa eterogenea di residui colturali in un valore energetico omogeneo, utile per scopi di confronto e per successive valutazioni sulla produzione termica locale.

La produzione di **biogas** dipende dal contenuto organico solido del materiale di partenza, ma una buona approssimazione può essere ottenuta considerando il contenuto di solidi secchi presenti nei rifiuti zootecnici [48].

La quantità stimata di biogas (in m<sup>3</sup>) che può essere prodotta dai residui zootecnici disponibili è calcolata con la seguente formula:

$$BP = POP \times DS \times BY \times AF$$

*Equazione 5 - quantità stimata di biogas che può essere prodotta*

dove:

- $POP$  = numero di animali per ciascun gruppo;
- $DS$  = quantità annuale (in tonnellate) di solidi secchi per animale di ciascun gruppo;
- $BY$  = resa in biogas per animale di ciascun gruppo (m<sup>3</sup>/tonnellata di sostanza secca);
- $AF$  = fattore di disponibilità ( $0 < AF < 1$ ) per ciascun gruppo di animali.

La quantità totale stimata di biogas (LBP) per tutti i gruppi animali, espressa in m<sup>3</sup>, è data dalla somma delle quantità stimate per ciascun gruppo.

La densità di biogas stimata in un'area (m<sup>3</sup>/km<sup>2</sup>) può essere calcolata con la formula:

$$DBP = \frac{LBP}{A}$$

*Equazione 6 - Densità di biogas stimata*

dove A è la superficie dell'isola in km<sup>2</sup>.

L'energia disponibile stimata (in TJ) derivante dal biogas prodotto si calcola come:

$$E = 21,6 \times 10^{-6} \times LBP$$

*Equazione 7 - Energia disponibile stimata*

dove 21,6 MJ/m<sup>3</sup> rappresenta approssimativamente il potere calorifico del biogas (LHW).

Il fattore di disponibilità (AF), secondo [48] è stato stimato in funzione delle condizioni di produzione per ciascun gruppo animale. A causa dei possibili usi alternativi dei residui zootecnici, la quantità di biomassa effettivamente disponibile per la produzione di biogas può variare in modo significativo tra i diversi gruppi di animali.

### 3.2.2 Energia solare

La valutazione del potenziale fotovoltaico si è basata principalmente sull'utilizzo di dataset climatici già disponibili, contenenti valori medi mensili di radiazione solare orizzontale (GHI) e temperatura dell'aria, provenienti da fonti istituzionali come [49], [50] o altre banche dati meteorologiche.

Non è stata effettuata una modellazione analitica dettagliata della produzione fotovoltaica, poiché la stima della producibilità e delle prestazioni dei moduli è stata demandata al software HOMER [51]. Quest'ultimo elabora automaticamente l'irraggiamento fornito, applicando i fattori di correzione relativi all'inclinazione del pannello, alle perdite di sistema, alla temperatura operativa e all'efficienza dell'inverter. L'input richiesto consiste unicamente nel caricamento del dataset solare e nella definizione dei parametri principali dell'impianto PV (taglia nominale, derating factor, vita utile e costi di investimento).

L'obiettivo metodologico non era quello di ricostruire curve solari o sviluppare un modello irradiazione–produzione, bensì di valutare il contributo potenziale del fotovoltaico all'interno degli scenari simulati, confrontandolo con le altre tecnologie rinnovabili e verificandone l'impatto sui consumi di combustibile fossile, sui costi di esercizio e sulla stabilità del sistema energetico locale.

### 3.2.3 Energia Eolica

L'energia eolica è stata considerata come una delle possibili fonti rinnovabili integrabili nel sistema energetico locale, con un livello di approfondimento metodologico analogo a quello riservato alla componente solare. Anche in questo caso, l'obiettivo non era sviluppare un modello anemologico complesso, bensì valutare in modo pratico il contributo potenziale del vento nell'ambito degli scenari energetici simulati.

La valutazione del potenziale eolico si è basata su dati anemometrici già disponibili, provenienti da banche dati istituzionali e da fonti utilizzate anche in letteratura per studi simili [50]. Tali dataset forniscono valori medi mensili della velocità del vento, sufficienti per un'analisi preliminare e per l'inserimento nel modello di simulazione energetica.

Analogamente a quanto fatto per il fotovoltaico, la stima della producibilità eolica non è stata calcolata manualmente: è stata affidata al modello di simulazione. HOMER integra automaticamente la curva di potenza, il profilo del vento fornito e le caratteristiche operative

del sistema, restituendo una stima oraria della produzione elettrica senza necessità di sviluppare modelli esterni più complessi [51].

Nel contesto dello studio, il ruolo della risorsa eolica è stato quello di verificare il suo contributo all'interno degli scenari energetici ipotizzati, valutando in particolare la sua complementarità rispetto al fotovoltaico e il suo potenziale nel ridurre l'uso di combustibili fossili. In questo senso, il vento è stato considerato come una componente aggiuntiva e integrabile, senza sviluppare simulazioni dedicate alla sola eolica o modelli di ottimizzazione specifici.

### 3.3 Modello energetico e utilizzo di Homer Pro

Nel presente studio, la fase di pre-fattibilità tecnico-economica è stata condotta utilizzando il software HOMER (Hybrid Optimization Model for Electric Renewables), una piattaforma sviluppata dal National Renewable Energy Laboratory (NREL) e ampiamente riconosciuta in letteratura per la capacità di modellare microreti e sistemi energetici autonomi [52], [53]. Successivamente, i risultati tecnici prodotti dal modello sono stati integrati in un sistema di analisi multicriteriale, in modo da considerare simultaneamente criteri economici, ambientali e sociali: una necessità ormai imprescindibile nella pianificazione energetica moderna.

#### 3.3.1 Ruolo di HOMER nella fase di prefattibilità

HOMER è stato scelto poiché consente di simulare in maniera dettagliata il comportamento orario del sistema energetico per un intero anno, integrando:

- risorse variabili come sole e vento,
- impianti di produzione programmabile (diesel, biomassa),
- sistemi di accumulo elettrico,
- carichi elettrici e termici con andamenti non costanti.

A differenza dei modelli puramente economici o dei software orientati alla sola generazione rinnovabile, HOMER permette di rappresentare vincoli operativi realistici quali:

- il carico minimo dei generatori convenzionali,
- limiti di capacità delle batterie,
- priorità di dispacciamento delle rinnovabili,
- situazioni di curtailment o surplus non utilizzabile.

Questi elementi risultano essenziali per ottenere scenari tecnicamente attuabili e non solo teoricamente convenienti [52].

#### 3.3.2 Struttura del modello e principali input

La costruzione del modello richiede tre categorie principali di dati.

La prima riguarda la **domanda energetica**, che nel presente studio è stata inserita utilizzando profili già disponibili nella documentazione tecnica e nella letteratura, senza necessità di ricostruzioni orarie artificiali. Ciò garantisce coerenza con i consumi reali del sito e riduce l'incertezza associata alla modellazione del carico [54].

La seconda categoria comprende le **risorse energetiche locali**: irraggiamento solare, vento e biomassa. I dati per il fotovoltaico e l'eolico derivano da database istituzionali come CRES, PVGIS e Meteonorm, mentre la biomassa è stata caratterizzata attraverso il processo metodologico descritto nella sezione precedente. HOMER elabora internamente questi dataset, trasformando le serie mensili o giornaliere in profili orari utilizzabili per la simulazione [49].

La terza categoria riguarda le **tecnologie energetiche**. Per ciascuna è stato definito un set di parametri essenziali: potenza nominale, costi di investimento e manutenzione, vita utile, efficienze di conversione e eventuali vincoli operativi. La curva di potenza delle turbine eoliche, ad esempio, deriva da dati ufficiali del costruttore [55], mentre i parametri economici generali seguono approcci consolidati nella letteratura sulle microreti insulari [53].

### 3.3.3 Funzionamento della simulazione

Una volta definito l'insieme dei dati di input, HOMER esegue una simulazione oraria su 8.760 intervalli temporali. Per ogni ora dell'anno, il software:

1. calcola la produzione delle fonti rinnovabili in base alle risorse disponibili;
2. valuta la necessità di attivare generatori convenzionali;
3. simula i cicli di carica e scarica delle batterie;
4. gestisce eventuali surplus o deficit energetici;
5. registra in modo cumulativo tutti i flussi di energia.

Nel modello di simulazione, HOMER implementa automaticamente una logica di gestione dell'energia che riproduce il comportamento di un sistema di controllo avanzato (EMS) su base oraria. Il software valuta, per ogni ora dell'anno, la combinazione più efficace tra produzione rinnovabile, funzionamento dei generatori convenzionali e cicli di carica/scarica dell'accumulo, con l'obiettivo di soddisfare il carico riducendo al minimo i costi operativi.

In questo processo, HOMER considera esplicitamente:

- la possibilità di assorbire il surplus rinnovabile nelle batterie, limitando così il curtailment;
- il rispetto del carico minimo dei generatori diesel;
- l'arresto selettivo delle unità termiche quando la stabilità del sistema può essere garantita dall'accumulo;
- la gestione ottimizzata dei cicli del BESS per massimizzare l'impiego delle rinnovabili.

Questa struttura funzionale è equivalente a un sistema EMS semplificato, capace di coordinare le risorse disponibili in tempo reale. Di conseguenza, i risultati ottenuti non rappresentano un bilancio energetico statico, ma l'esito di un processo di gestione dinamica che riduce automaticamente il curtailment e ottimizza l'utilizzo dell'accumulo e delle rinnovabili [51], [53].

Nel presente studio sono stati introdotti alcuni vincoli operativi coerenti con le caratteristiche del sistema esistente e con gli scenari di transizione ipotizzati. Tra questi rientrano il limite massimo della capacità di interconnessione elettrica, un valore minimo di funzionamento dei generatori diesel per garantire stabilità, e l'assenza di vendita di energia alla rete esterna nella maggior parte degli scenari. La definizione di tali vincoli rappresenta una scelta metodologica volta a ottenere simulazioni realistiche e coerenti con le condizioni operative effettive, come suggerito anche dagli studi dedicati ai sistemi isolati ad alta penetrazione rinnovabile [56].

Gli scenari non sono stati generati tramite l'ottimizzazione automatica del software, ma costruiti manualmente con un approccio incrementale: la dimensione degli impianti fotovoltaici, eolici, a biomassa e dei sistemi di accumulo è stata variata in maniera controllata per analizzare la risposta del sistema a diverse combinazioni tecnologiche. Questo approccio è coerente con quanto proposto in altri studi dedicati ai sistemi energetici insulari, che adottano una logica di esplorazione progressiva degli scenari invece dell'ottimizzazione diretta [57].

Al termine della simulazione, HOMER produce una rappresentazione completa del sistema energetico, quantificando indicatori tecnici come la penetrazione delle rinnovabili, l'energia non soddisfatta, il consumo di combustibili e il funzionamento dell'accumulo.

Questa fase costituisce la base quantitativa per la successiva valutazione economica (capitolo 3.4), nella quale vengono calcolati il costo attualizzato del sistema (NPC), il costo livellato dell'energia (LCOE) e altri indicatori finanziari.

#### 3.3.4 Ruolo di HOMER nella metodologia complessiva

HOMER costituisce il nucleo della fase di analisi tecnico-energetica del presente lavoro. La simulazione fornisce informazioni sulla penetrazione delle rinnovabili, sul consumo di combustibili fossili, sul funzionamento dell'accumulo e sulla gestione dei picchi di domanda. I risultati tecnico-energetici ottenuti rappresentano la base per le valutazioni economiche presentate nel capitolo successivo e, successivamente, per l'analisi multicriteriale finalizzata alla definizione dell'alternativa più sostenibile dal punto di vista tecnico, ambientale ed economico.

### 3.4 Analisi Economica

L'analisi economica rappresenta una fase centrale del processo metodologico, poiché consente di valutare la convenienza delle diverse configurazioni energetiche simulate. A partire dai risultati tecnici prodotti dal modello, vengono calcolati gli indicatori economici necessari per confrontare gli scenari in termini di costi totali, costo dell'energia, ritorno dell'investimento e risparmi ottenibili.

Il procedimento adottato si basa sulle metodologie comunemente impiegate nella modellazione dei sistemi energetici ibridi [52] e segue le definizioni economiche integrate nel software HOMER.

#### 3.4.1 Struttura dei costi

Per ogni scenario vengono considerati:

- i costi di investimento iniziale (CAPEX);
- i costi operativi e di manutenzione (OPEX);
- eventuali costi di combustibile;
- i costi di sostituzione a fine vita delle apparecchiature;
- eventuali ricavi o risparmi derivanti da minore consumo di combustibili fossili.

Questi elementi vengono convertiti in valori annualizzati tramite i meccanismi contabili implementati da HOMER.

#### 3.4.2 Net Present Cost (NPC)

Il **costo totale attualizzato (NPC)** rappresenta il costo complessivo del sistema energetico lungo l'intero orizzonte temporale del progetto, riportato al valore attuale:

$$NPC = \frac{C_{ann,tot}}{CRF(i, R_{proj})}$$

Equazione 8 – Net present cost

dove:

- $C_{ann,tot}$  è il costo annuo totale (€/anno);
- $CRF$  è il fattore di recupero del capitale;
- $i$  è il tasso di interesse (%);

- $R_{proj}$  è la vita utile del progetto (anni).

Questo indicatore è stato calcolato autonomamente dal software Homer Pro e successivamente utilizzato per l'analisi economica condotta.

Il **Capital Recovery Factor (CRF)** impiegato per annualizzare i costi è definito come:

$$CRF = \frac{i(1+i)^{R_{proj}}}{(1+i)^{R_{proj}} - 1}$$

*Equazione 9 - Capital Recovery Factor*

Questo indicatore è stato calcolato autonomamente dal software Homer Pro e successivamente utilizzato per l'analisi economica condotta. Questa formulazione, ampiamente adottata nei modelli di pianificazione energetica [58], consente di confrontare scenari caratterizzati da investimenti iniziali molto diversi.

### 3.4.3 Costo Livellato dell'Energia (LCOE)

Il **LCOE** rappresenta il costo unitario dell'energia prodotta da ciascuna configurazione:

$$LCOE = \frac{C_{ann,tot}}{E_{prim,AC} + E_{prim,DC} + E_{grid,sales}}$$

*Equazione 10 - Costo Livellato dell'Energia*

dove:

- $C_{ann,tot}$  è il costo annuo totale (€/anno);
- $E_{prim,AC}$  è il carico primario in corrente alternata servito (kWh/anno);
- $E_{prim,DC}$  è il carico primario in corrente continua servito (kWh/anno);
- $E_{grid,sales}$  rappresenta le vendite totali alla rete (kWh/anno).

Questo indicatore è stato calcolato autonomamente dal software Homer Pro e successivamente utilizzato per l'analisi economica condotta.

### 3.4.4 Indicatori economici complementari

Oltre a NPC e LCOE, vengono considerati:

- il risparmio annuo rispetto al sistema di riferimento (Annual savings);
- il ritorno sull'investimento (ROI);
- il payback period, calcolato come rapporto tra l'investimento iniziale e i risparmi annui;
- le emissioni evitate, ottenute tramite la riduzione del diesel consumato e il relativo fattore emissivo.

A differenza dei tre indicatori descritti precedentemente: CO<sub>2</sub> evitata/annua, Annual savings, ROI, Payback sono stati calcolati ex ante utilizzando fogli di calcolo.

Per chiarezza metodologica, la Tabella 3 riassume le formule e il significato dei principali indicatori utilizzati.

Indicatore	Formula / Metodo	Descrizione
<b>Total annual cost</b>	Somma annualizzata di CAPEX + OPEX + fuel + replacement	Costo totale annuo del sistema modellato
<b>NPC</b>	$NPC = C_{ann,tot}/CFR$	Costo totale del ciclo di vita riportato al valore attuale

<b>CAPEX iniziale</b>	Somma dei costi di investimento dei componenti	Investimento necessario all'avvio dello scenario
<b>LCOE</b>	$COE = C_{ann,tot}/E_{TOT}$	Costo medio per kWh prodotto
<b>CO<sub>2</sub> evitata/annua</b>	Consumo diesel × fattore emissivo (2,66 kg/l)	Emissioni prodotte o risparmiate
<b>Annual savings</b>	$\Delta C = C_{ann,So} - C_{ann,Si}$	Risparmio annuo rispetto allo scenario baseline
<b>ROI</b>	$ROI = \frac{Annual\ Saving}{CAPEX}$	Rendimento dell'investimento
<b>Payback</b>	$PB = 1/ROI$	Anni necessari a recuperare l'investimento

Tabella 3 - Indicatori economici e metodo di calcolo

### 3.4.5 Ruolo dell'analisi economica nel processo metodologico complessivo

L'analisi economica rappresenta un passaggio fondamentale all'interno della metodologia, poiché consente di trasformare gli output tecnico-energetici della simulazione in informazioni utili alla valutazione strategica degli scenari. I risultati di HOMER, infatti, forniscono grande quantità di dati tecnici su produzione, consumi, funzionamento e penetrazione delle rinnovabili; tuttavia, senza una conversione in indicatori economici, tali valori non sarebbero sufficienti per supportare decisioni operative o politiche.

In questa fase, i costi annualizzati, l'NPC, il LCOE e gli indicatori complementari permettono di valutare in modo comparabile la fattibilità finanziaria delle diverse configurazioni modellate. L'analisi economica svolge quindi un duplice ruolo: da un lato quantifica il vantaggio economico delle soluzioni basate su fonti rinnovabili, dall'altro evidenzia gli investimenti necessari e la loro sostenibilità nel tempo.

Questi risultati costituiscono inoltre la base quantitativa su cui si fonda la successiva analisi multicriteriale (MCDA). Gli indicatori economici vengono infatti integrati con parametri tecnici e ambientali per costruire una valutazione più ampia e coerente con la multidimensionalità dei sistemi energetici insulari. L'analisi economica consente dunque di collegare la modellazione tecnico-energetica alla fase decisionale finale, garantendo che la scelta dello scenario ottimale risulti solida sotto il profilo finanziario, oltre che tecnico e ambientale.

La valutazione multicriteriale (MCDA) è stata introdotta come fase integrativa rispetto alla modellazione tecnica ed economica, con l'obiettivo di confrontare le diverse configurazioni energetiche simulate sulla base di un insieme ampio di criteri.

Come evidenziato nella letteratura sulla pianificazione energetica, i modelli computazionali non sono in grado di rappresentare pienamente le dimensioni qualitative — sociali, ambientali e territoriali — che influenzano le decisioni a livello locale. L'integrazione con una metodologia MCDA permette quindi di superare tali limiti e ottenere una valutazione più realistica e multidimensionale [59].

L'approccio seguito si basa sulla metodologia multicriterio, ampiamente utilizzata per analisi regionali, sistemi energetici locali e scenari caratterizzati da dati eterogenei o parzialmente qualitativi [60].

### 3.5 Multi-Criteria Decision Analysis (MCDA)

La valutazione multicriteriale rappresenta una componente essenziale dell'approccio metodologico adottato per l'analisi delle configurazioni energetiche. Mentre i modelli di simulazione tecnico-economica (come HOMER) consentono di stimare parametri quantitativi quali costi, produzione, emissioni o fabbisogno di accumulo, essi non riescono a catturare pienamente la multidimensionalità dei processi decisionali reali.

Numerosi autori hanno evidenziato come la pianificazione energetica sostenibile richieda l'inclusione simultanea di criteri economici, ambientali, sociali e tecnici, molti dei quali non sono misurabili con precisione o presentano natura qualitativa [61], [62], [63]. Nei sistemi insulari questo limite è particolarmente rilevante: disponibilità territoriale, accettabilità sociale, vulnerabilità ambientale e stabilità di rete assumono un peso decisivo, ma non sono riducibili a meri indicatori numerici.

Alla luce di queste considerazioni, lo studio impiega un'Analisi Multicriteriale (MCDA) basata su una procedura di confronto a coppie tra alternative e sulla costruzione di indici di concordanza ponderati, così da integrare dati quantitativi e giudizi ordinali all'interno di una valutazione comparativa coerente.

#### 3.5.1 Struttura metodologica della MCDA

L'impostazione della MCDA adottata nel presente studio segue una sequenza di passaggi ampiamente riconosciuta nella letteratura sulla pianificazione energetica sostenibile [62]. L'obiettivo è integrare informazioni di natura economica, ambientale, tecnica e sociale in un processo decisionale trasparente e coerente.

Il primo passaggio consiste nell'identificazione delle alternative tecnologiche da valutare. In questa fase si definisce esclusivamente il ventaglio delle configurazioni che saranno oggetto di confronto, senza introdurre risultati numerici o simulazioni: si tratta di stabilire quali combinazioni energetiche siano plausibili e rilevanti nel contesto insulare.

Segue la selezione dei criteri, elemento centrale di ogni MCDA. I criteri devono rappresentare in modo equilibrato le diverse dimensioni della sostenibilità, includendo sia parametri quantitativi (costi, emissioni) sia aspetti qualitativi (accettabilità sociale, impatto sul territorio). La scelta mira a evitare sovrapposizioni e a garantire che ogni criterio aggiunga un contributo informativo distinto.

La terza fase prevede la costruzione della matrice degli impatti, nella quale ciascuna alternativa viene valutata rispetto a ciascun criterio. A seconda della natura delle informazioni disponibili, la valutazione può assumere forma numerica, ordinale o qualitativa. Questa matrice costituisce la base operativa per l'applicazione dei metodi multi criteriali.

Successivamente vengono definiti i pesi associati ai criteri, che riflettono la loro importanza relativa nel processo decisionale. Il presente lavoro utilizza una pesatura gerarchica a due livelli, come suggerito da [62] così da mantenere un equilibrio tra i principali gruppi di criteri e ridurre il rischio che una singola dimensione risulti dominante.

Sulla base dei pesi e della matrice degli impatti, viene applicato il metodo multicriterio, che confronta le alternative tramite analisi a coppie e calcola indici di concordanza utili a formulare un ranking complessivo. Tale approccio permette di integrare criteri numerici e qualitativi, rendendolo particolarmente adatto ai contesti insulari, dove le informazioni possono essere incomplete o eterogenee.

L'ultima fase riguarda l'interpretazione dei risultati. Il ranking fornito dalla MCDA consente di valutare le alternative non soltanto rispetto ai costi, ma anche alla loro coerenza ambientale, accettabilità sociale e robustezza tecnica, offrendo un quadro decisionale più ampio e aderente alle sfide dei sistemi energetici isolati.

### 3.5.2 Selezione dei criteri

La scelta dei criteri segue i principi delineati nella letteratura internazionale sulla pianificazione sostenibile [59]:

- compatibilità con i vincoli ambientali e territoriali;
- coerenza con condizioni economiche e sociali locali;
- rilevanza tecnica rispetto al funzionamento del sistema;
- capacità di rappresentare gli impatti delle diverse tecnologie.

Da un set iniziale ampio sono stati selezionati quelli più significativi per contesti insulari. È stato mantenuto un equilibrio tra dimensioni economiche, ambientali, sociali e tecniche, in linea con le raccomandazioni di [61], [62].

### 3.5.3 Criteri Economici

#### **Costo di investimento (CAPEX)**

Questo criterio rappresenta tutte le spese iniziali necessarie per la realizzazione di un sistema energetico: acquisto delle tecnologie, installazione, infrastrutture di connessione, eventuale adeguamento delle reti e costi autorizzativi. Come evidenziato da [62] nelle aree isolate i costi di investimento hanno un peso particolarmente elevato, sia per le difficoltà logistiche sia per l'assenza di economie di scala. Per questo motivo, essi costituiscono un parametro determinante nella comparazione tra alternative.

#### **Costo totale attualizzato (NPC)**

Il costo totale lungo il ciclo di vita del sistema rappresenta un indicatore più completo rispetto al solo investimento iniziale. Include infatti costi operativi, manutenzione, sostituzioni e carburanti, scontati nel tempo attraverso un tasso di interesse appropriato. La letteratura [59], [61] considera l'NPC uno dei criteri più robusti nelle valutazioni energetiche, poiché permette di confrontare alternative con differenti profili temporali di costo.

#### **Costi operativi e di manutenzione (OPEX)**

In molti sistemi insulari, i costi operativi costituiscono una voce critica, soprattutto quando dipendono dall'importazione di combustibili o da manutenzione specializzata. Come sottolineato da [64], questo criterio riflette la sostenibilità economica quotidiana dell'impianto e contribuisce a valutare la semplicità gestionale delle opzioni in esame.

### 3.5.4 Criteri Ambientali

#### **Riduzione delle emissioni climalteranti**

La produzione energetica basata su combustibili fossili rappresenta una delle principali fonti di emissioni di gas serra. La sostituzione con tecnologie rinnovabili permette una riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub>, CH<sub>4</sub>, N<sub>2</sub>O e altri composti. Nel contesto insulare, questo criterio è particolarmente rilevante poiché contribuisce sia alla mitigazione climatica sia al miglioramento della qualità dell'aria locale.

#### **Uso del suolo**

Le tecnologie rinnovabili richiedono superfici talvolta estese, con effetti significativi sull'ecosistema e sulla percezione paesaggistica. Secondo [65], l'uso del suolo e la compatibilità territoriale rappresentano criteri indispensabili per valutare l'impatto reale delle fonti

rinnovabili, soprattutto nelle isole dove lo spazio è limitato e spesso soggetto a vincoli ambientali.

#### **Impatto visivo e paesaggistico**

In molti territori isolati, il paesaggio costituisce una risorsa economica e culturale; quindi, l'introduzione di impianti di grande scala può generare opposizione sociale [65]. L'impatto visivo viene dunque valutato per determinare in che misura una tecnologia modifichi la percezione del territorio e la qualità ambientale. Tale criterio viene misurato in base a quanto la presenza degli impianti rinnovabili incida sul paesaggio, ovvero quanto la loro visibilità e la loro integrazione nel contesto possano alterare la percezione del paesaggio da parte di residenti e visitatori.

#### 3.5.6 Criteri sociali

##### **Accettabilità sociale**

La riuscita di un progetto energetico dipende spesso dal consenso della popolazione locale. Come evidenziato da [61], l'accettabilità non è facilmente quantificabile, ma può influenzare in modo determinante i tempi e la fattibilità del progetto. Il criterio misura la propensione della comunità ad accogliere l'alternativa e l'allineamento tra progetto energetico e valori locali. La accettabilità sociale viene misurata con una scala ordinale a 3 livelli (basso-medio-alto), assegnata in base a intrusività percepita (visiva/rumore/occupazione suolo), prossimità ai centri abitati e coerenza con usi/valori locali; valore più alto = maggiore accettabilità.

##### **Creazione di posti di lavoro**

Lo sviluppo di impianti energetici rinnovabili può generare occupazione diretta e indiretta, contribuendo alla crescita economica locale. Secondo [62], questo criterio è particolarmente importante nelle regioni marginali e nelle isole, dove il sistema energetico può diventare un motore di sviluppo sociale. Il criterio viene misurato tramite una stima comparativa su scala ordinale a 3 livelli (basso-medio-alto) del potenziale di occupazione diretta e indiretta lungo ciclo di vita (installazione, O&M), in funzione di dimensione impianti e intensità di manodopera della tecnologia.

##### **Benefici sociali indiretti**

Alcuni sistemi energetici possono migliorare la qualità della vita attraverso maggiore sicurezza energetica, riduzione della dipendenza dall'esterno o miglioramento dei servizi locali. Anche se spesso qualitativi, questi benefici rappresentano una componente essenziale della sostenibilità [61]. Vengono misurati con una scala ordinale a 3 livelli (basso-medio-alto) valutando l'effetto atteso su sicurezza/continuità dell'approvvigionamento, riduzione dipendenza dall'esterno (carburanti/import) e miglioramento dei servizi locali; valori più alti = maggior beneficio.

#### 3.5.7 Criteri tecnico-tecnologici

##### **Efficienza energetica del sistema**

L'efficienza misura la capacità di convertire l'energia primaria in energia utile con minore dispersione possibile. È un criterio centrale nelle valutazioni tecnologiche e permette di distinguere sistemi ad alto rendimento da configurazioni meno performanti [64].

##### **Affidabilità e disponibilità della risorsa**

Per molte tecnologie rinnovabili, la qualità della risorsa determina la stabilità del sistema. La disponibilità del vento, l'irraggiamento solare o il flusso di biomassa rappresentano dimensioni fondamentali per valutare se l'impianto può operare con continuità. Questo criterio riflette anche la robustezza dell'infrastruttura e la sua capacità di far fronte a condizioni operative variabili.

#### 3.5.8 Criteri aggiuntivi

##### **Sicurezza del sistema**

La sicurezza operativa riguarda la capacità del sistema di funzionare senza rischi per persone, ambiente e infrastrutture. Come sottolineato da diversi autori citati nel paper, la sicurezza è un criterio qualitativo ma cruciale nei territori isolati [59].

#### **Affidabilità dell'approvvigionamento**

La continuità del servizio energetico è fondamentale soprattutto in sistemi non interconnessi. Il criterio valuta la probabilità di interruzioni e la resilienza del sistema rispetto a variazioni della domanda o indisponibilità delle risorse

#### 3.5.9 Tabella dei Criteri

<b>Criteri economici</b>	<b>Criteri ambientali</b>	<b>Criteri sociali</b>	<b>Criteri tecnico-tecnologici</b>	<b>Altri criteri</b>
Costo di investimento (CAPEX)	Uso del suolo	Creazione di posti di lavoro	Efficienza	Sicurezza
Costo totale attualizzato (NPC)	Impatto visivo	Benefici sociali	Disponibilità delle risorse	Affidabilità
Costi operativi e di manutenzione (OPEX)	Riduzione delle emissioni climalteranti (GHG)	Accettabilità sociale		

Tabella 4 - Criteri di valutazione

#### 3.5.10 Pesatura dei criteri

La definizione dei pesi attribuiti ai criteri rappresenta una fase centrale della MCDA, perché traduce in forma numerica le priorità del decisore. In linea con quanto proposto da [59] e da diversi studi applicati alla pianificazione energetica sostenibile [61], [62], è stato adottato un approccio di two-level weighting, articolato su due passaggi successivi:

1. **Assegnazione dei pesi ai gruppi di criteri**  
 In un primo momento vengono pesati i macro-insiemi economico, ambientale, sociale tecnico-tecnologico e altri criteri. L'obiettivo è garantire un equilibrio tra dimensioni economiche e non economiche, evitando che il solo costo determini il risultato finale. Seguendo la letteratura sui sistemi energetici sostenibili, è stato adottato uno schema bilanciato, con un leggero favore per gli aspetti economici e ambientali, molto rilevanti nei contesti insulari. I pesi sono stati assegnati dall'autore sulla base di schemi e priorità ricorrenti nella letteratura sui sistemi energetici sostenibili in contesti insulari; pertanto, sono trattati come ipotesi di lavoro e testati tramite analisi di sensitività. [59], [61], [62].
2. **Ripartizione del peso all'interno di ciascun gruppo**  
 In un secondo passaggio, il peso di ogni gruppo viene suddiviso tra i singoli criteri appartenenti a quel gruppo, utilizzando giudizi esperti e indicazioni ricorrenti negli studi di MCDA per l'energia (ad es. maggiore importanza ai costi di investimento rispetto ai soli costi operativi, enfasi sulla riduzione delle emissioni rispetto al solo impatto visivo). La somma dei pesi all'interno di ciascun gruppo è pari a 1, mentre la somma dei pesi di tutti i criteri è, complessivamente, ancora pari a 1.

In forma sintetica, il peso globale  $w_j$  di ciascun criterio  $j$  è dato dal prodotto tra il peso del gruppo  $W_g$  e il peso relativo del criterio all'interno del gruppo  $W_{j|g}$ :

$$w_j = W_g \times w_{j|g}$$

Equazione 11 - Peso Globale Del Singolo Criterio

dove:

- $W_g$  è il peso del gruppo  $\sum_g W_g = 1$
- $w_{j|g}$  è il peso relativo del criterio  $j$  all'interno del gruppo  $g$  ( $\sum_{j \in g} W_{j|g} = 1$ ).

Questa struttura a due livelli permette di mantenere trasparente il processo di pesatura e di verificare in modo immediato come cambiano i risultati al variare delle priorità tra gruppi di criteri.

Gruppo	Peso gruppo	Criterio	Peso relativo	Peso globale
Economici	0,3	CAPEX	0,5	0,15
		NPC	0,3	0,09
		OPEX	0,2	0,06
Ambientali	0,3	Riduzione emissioni	0,7	0,21
		Impatti locali / suolo	0,3	0,09
Sociali	0,15	Accettabilità sociale	0,6	0,09
		Benefici sociali / lavoro	0,4	0,06
Tecnici	0,15	Disponibilità risorse	0,6	0,09
		Efficienza	0,4	0,06
Altri	0,1	Sicurezza	0,6	0,06
		Affidabilità	0,4	0,04

Tabella 5 - Distribuzione dei pesi

### 3.5.11 Applicazione di un approccio outranking a confronti a coppie

Una volta definiti criteri, pesi e alternative, l'Analisi Multicriteriale viene implementata tramite un approccio di tipo outranking, basato su confronti a coppie tra scenari e sulla costruzione di indici di concordanza pesati [60]. Tale impostazione è coerente con l'uso di procedure di confronto multicriteriale nella pianificazione energetica, dove risulta spesso necessario integrare informazioni eterogenee, includendo criteri non completamente misurabili in forma metrica.

L'applicazione del metodo nel presente studio si articola in quattro passaggi principali.

#### 1. Costruzione della matrice degli impatti

Il punto di partenza è la matrice degli impatti  $Z$ , in cui ogni elemento  $z_{ij}$  rappresenta la prestazione dell'alternativa  $i$  rispetto al criterio  $j$ .

La matrice può contenere:

- valori quantitativi (es. NPC, LCOE, emissioni annue, ecc.);

- valori espressi su scala ordinale discreta (es. 1–5, quando il criterio non è misurabile in forma metrica);
- categorie ordinali (es. basso–medio–alto), eventualmente codificate in valori numerici coerenti (es. -1, 0, +1) al solo fine di rendere operativi i confronti a coppie, senza attribuire significato metrico alle distanze tra livelli.

Prima dell'applicazione del metodo, i criteri vengono orientati in modo coerente (tutti "da massimizzare" o convertiti attraverso trasformazioni appropriate), così che valori più alti corrispondano sempre a una prestazione migliore.

## 2. Confronto a coppie e indici di concordanza

Per ogni coppia di alternative  $i$  e  $k$ , la procedura di confronto a coppie identifica l'insieme dei criteri per cui l'alternativa  $i$  è almeno tanto buona quanto l'alternativa  $k$ .

Si definisce quindi il set di concordanza:

$$C_{jk} = \{j \in J \mid z_{ij} \geq z_{kj}\}$$

*Equazione 12 - Set di Concordanza*

Sulla base di questo insieme e dei pesi  $w_j$  viene calcolato l'indice di concordanza:

$$C_{ij} = \sum_{j \in C(i,k)} w_j$$

*Equazione 13 - Indice di Concordanza*

che misura "quanto" l'alternativa  $i$  è supportata dai criteri rispetto all'alternativa  $k$ .

L'informazione viene poi sintetizzata nel net concordance index:

$$\sigma_{ik} = C_{ij} - C_{ji}$$

*Equazione 14 - Net Concordance Index*

Se  $\sigma_{ik} > 0$ , l'alternativa  $i$  è preferita a  $k$  secondo l'insieme dei criteri e dei pesi scelti; se  $\sigma_{ik} < 0$ , avviene il contrario. In caso di valori prossimi allo zero, le alternative risultano sostanzialmente equivalenti dal punto di vista dei criteri considerati.

## 3. Calcolo dell'indice di prestazione aggregato

Poiché l'analisi a coppie produce un numero elevato di confronti, i risultati vengono sintetizzati in un indice di prestazione aggregato per ciascuna alternativa. Per ogni scenario  $S_i$  è stato quindi calcolato un indice di prestazione aggregato come somma dei valori dei net concordance index nei confronti di tutte le altre alternative:

$$\Phi_i = \sum_{k \neq i} \sigma_{ik}$$

*Equazione 15 - Indice di Prestazione Aggregato*

L'indice  $\Phi_i$  rappresenta il saldo complessivo dei confronti a coppie: valori più elevati indicano che lo scenario tende a risultare preferibile rispetto agli altri in modo più consistente, mentre valori negativi indicano una tendenza opposta. L'ordinamento finale delle alternative è ottenuto ordinando  $\Phi_i$  in senso decrescente.

#### 4. Interpretazione dei risultati e analisi di sensitività

Il ranking ottenuto non viene interpretato come una soluzione “assoluta”, ma come un supporto strutturato alla decisione:

- permette di evidenziare quali alternative risultano sistematicamente favorite dall’insieme dei criteri;
- rende trasparenti i trade-off tra dimensioni economiche, ambientali, sociali e tecniche;
- consente di verificare come varia la graduatoria al modificarsi dei pesi (ad esempio, aumentando l’importanza dei criteri ambientali o sociali).

In questo modo, l’analisi multi-criteriale non sostituisce il decisore, ma rende esplicite le conseguenze delle diverse priorità politiche e pianificatorie, caratteristica particolarmente utile nei contesti insulari, dove spesso gli stakeholder hanno visioni differenti su costi, impatti e benefici delle soluzioni energetiche proposte.

##### 3.5.11.1 Matrice degli impatti (*Impact Matrix*)

La matrice degli impatti costituisce il cuore operativo della MCDA, poiché rappresenta in modo sintetico come ciascuna alternativa performa rispetto ai criteri selezionati. È una tabella alternativa–criterio nella quale ogni cella riporta:

- un valore quantitativo (es. NPC, emissioni evitate);
- oppure un valore su scala ordinale discreta (es. 1–5);
- oppure una categoria ordinale (es. basso–medio–alto).

Questa flessibilità consente di combinare informazioni numeriche e non numeriche, rendendo la matrice adatta a contesti in cui alcuni criteri sono quantificabili (es. costi), mentre altri richiedono una rappresentazione ordinale (es. accettabilità sociale, impatto visivo). La matrice non assegna ancora alcun ranking: costituisce la base informativa su cui vengono eseguiti i confronti a coppie e calcolati gli indici di concordanza [66], [67].

Le scale discrete impiegate per i criteri non pienamente misurabili (ad esempio basso–medio–alto o 1–5) non derivano da una scala standardizzata preesistente, ma costituiscono una costruzione operativa interna finalizzata al confronto tra le alternative analizzate. In altri termini, i livelli della scala sono definiti come categorie ordinate che traducono in modo trasparente giudizi comparativi coerenti con la natura del criterio, permettendo di trattare tali dimensioni all’interno della matrice decisionale senza attribuire loro un significato metrico.

Questa scelta metodologica è coerente con la letteratura sulla Multi-Criteria Decision Analysis (MCDA), che riconosce l’utilizzo di scale qualitative ordinali o verbal scales per rappresentare giudizi comparativi quando i criteri non sono direttamente quantificabili o quando le informazioni disponibili sono incomplete. In tali contesti, categorie linguistiche ordinate (ad esempio basso–medio–alto) permettono di esprimere preferenze e valutazioni comparative senza introdurre una precisione numerica artificiale [68].

La matrice non assegna ancora alcun ranking: è semplicemente la base informativa su cui il metodo multicriterio esegue confronti a coppie (pairwise comparison) e calcola gli indici di concordanza.

La tabella sottostante rappresenta un esempio di una Matrice degli impatti con dei valori (ordinali e qualitativi) assegnati.

Alternativa	Costo di investimento	NPC (costo ciclo di vita)	Emissioni GHG	Impatto visivo	Accettabilità sociale	Affidabilità tecnica
A	5	Alto	1	Medio	3	Alto
B	3	Alto	1	Alto	3	Medio
C	2	Basso	5	Basso	4	Alto

Tabella 6 - Esempio Impact Matrix

## 4. Risultati

Il presente capitolo illustra i risultati ottenuti dall'applicazione della metodologia sviluppata nel Capitolo 3 al caso studio dell'isola di Samotracia. L'analisi è articolata in quattro passaggi principali.

In primo luogo, viene valutato il potenziale energetico delle risorse locali, con particolare attenzione alla biomassa disponibile, stimata attraverso le formule e gli indicatori presentati nel capitolo precedente. Successivamente vengono descritte le tecnologie rinnovabili considerate negli scenari di simulazione — impianti fotovoltaici, turbine eoliche e sistemi di accumulo — specificando i parametri tecnici adottati e il ruolo svolto dall'EMS integrato in HOMER Pro.

La parte centrale del capitolo presenta i risultati numerici dei diversi scenari modellati, mettendo in evidenza gli impatti su costi, consumi di combustibili fossili, emissioni e penetrazione delle rinnovabili. Infine, viene fornito un confronto sintetico e una discussione critica dei risultati, con l'obiettivo di individuare le configurazioni più efficaci per il percorso di transizione energetica dell'isola.

### 4.1 Caso studio

#### 4.1.1 Samotracia

Samotracia è un'isola del nord-est dell'Egeo. La sua superficie è di 178 km<sup>2</sup>, la vetta più alta ha un'altitudine di 1.611 m. È l'isola greca più alta, ad eccezione delle due grandi isole di Creta ed Eubea. La popolazione permanente, secondo il censimento del 2011, è di 2.859 abitanti, mentre l'economia di Samotracia si basa principalmente sul settore terziario (turismo) e sul settore primario (44,73% della popolazione attiva). La principale caratteristica fisica dell'isola è la ripidezza dei pendii del monte Saos. L'immagine presentata dai paesaggi del nord-nord-est e del sud-sudovest di Samotracia è molto diversa, come se fossero due isole differenti. Nel primo caso predominano le pendici verdi del monte Saos, con foreste di querce (*Quercus frainetto*, *Q. pubescens* e *Q. dalechampii*), colture da frutto, fitta macchia mediterranea e le cascate



Figura 7 - Samotracia

estremamente suggestive dei torrenti che sfociano in mare [69].

La specie dominante della vegetazione ripariale è il platano orientale (*Platanus orientalis*). Nel secondo caso, il paesaggio è collinare, con macchia rada, terreni agricoli e uliveti, immagine tipica di un'isola del Mar Egeo settentrionale. I principali problemi ambientali che l'isola si trova ad affrontare sono l'erosione dovuta al sovra pascolo (più di 50.000 pecore) [70], considerati i forti pendii e i fenomeni torrentizi, un rischio presente in tutto il Mediterraneo [71], così come una gestione inadeguata dei rifiuti che porta all'inquinamento di torrenti, falde e mari a causa di scarichi incontrollati, oppure a costi eccessivi dovuti al trasporto dei rifiuti fuori dall'isola.

#### 4.1.2 Storia dell'utilizzo: la produzione di energia a Samotracia

Prima del 2000 la produzione elettrica di Samotracia era garantita localmente da una centrale a motore alimentata a olio combustibile, che costituiva l'unica fonte di approvvigionamento per l'isola. Il quadro energetico cambiò significativamente nel 2000, quando Samotracia venne collegata alla terraferma tramite due cavi sottomarini da 10 MW ciascuno. Da quel momento l'isola iniziò a importare l'intero fabbisogno elettrico dalla rete continentale, riducendo progressivamente il ruolo degli impianti locali [70].

La domanda elettrica presenta una marcata stagionalità: nei mesi invernali la potenza richiesta si attesta intorno ai 2 MW, mentre durante l'estate, in concomitanza con il picco turistico, raggiunge valori prossimi ai 4 MW. Per quanto riguarda i consumi termici, l'acqua calda sanitaria è spesso prodotta tramite pannelli solari termici, mentre il riscaldamento degli ambienti si basa principalmente sull'olio combustibile e, in misura minore, sull'uso della legna [54].

Nel 1984 furono costruiti alcuni serbatoi di stoccaggio del combustibile nelle vicinanze di Chora, la città principale, con l'obiettivo di garantire la disponibilità continua di olio per soddisfare i consumi energetici dell'isola. Nel 1992 vennero inoltre installate quattro turbine eoliche da 55 kW ciascuna lungo la costa settentrionale; tuttavia, questi impianti furono successivamente smantellati dalla Public Power Corporation e il progetto, previsto nell'ambito del programma REPOWERIN, di sostituirle con turbine di potenza maggiore (circa 900 kW) non si concretizzò. Tra il 2000 e il 2010 furono presentate numerose proposte per la realizzazione di parchi eolici di nuova generazione, ma nessuna di esse venne attuata [72].

Nel complesso, la vicinanza alla terraferma ha favorito un sistema energetico quasi interamente dipendente dalle importazioni: l'elettricità proviene dalla rete nazionale tramite i cavi sottomarini, mentre ingenti quantitativi di combustibili fossili vengono trasportati via mare per soddisfare i consumi legati al trasporto, al riscaldamento e ad altri usi finali. L'isola, di fatto, non produce energia a livello significativo e risulta completamente dipendente dall'approvvigionamento esterno.

Secondo la Rete delle Isole Sostenibili [54] la domanda finale di energia per settore e per tipologia di vettore energetico è rappresentata nei diagrammi riportati nelle figure seguenti.

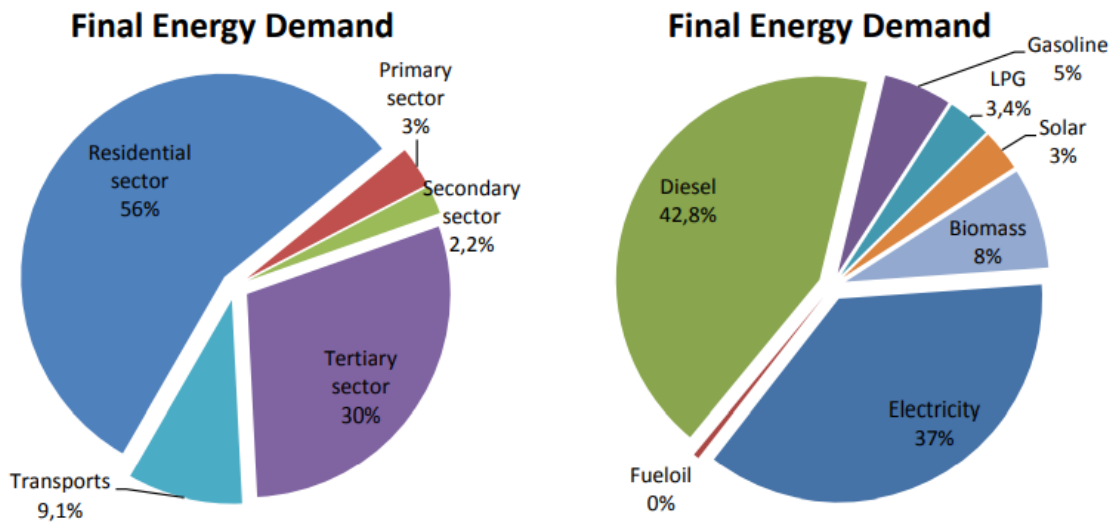


Figura 8 - Distribuzione della domanda finale di energia tra i diversi settori e i diversi vettori energetici

Secondo la Rete delle Isole Sostenibili [54] la domanda finale di energia per settore e tipo di energia per l'isola di Samotracia, nell'anno base 2005, è ripartita secondo la tabella 4.1.

Energy carrier		Residential [MWh]	Primary sector [MWh]	Secondary sector [MWh]	Tertiary sector [MWh]	Transports [MWh]	TOTAL [MWh]
Centralized Energy services	Electricity	4.921	768	420	6.005		12.113
	Fuel oil			143			143
Fossil fuels	Diesel	9.312	139	150	3.312	1.233	14.146
	Gasoline					1.787	1.787
	LPG	1.035		10	92		1.137
Renewable Energy sources	Solar	758		6	321		1.085
	Biomass	2.419	159	15	51		2.644
<b>TOTAL</b>		<b>18.444</b>	<b>1.066</b>	<b>744</b>	<b>9.781</b>	<b>3.020</b>	<b>33.055</b>

Tabella 7 - Domanda finale di energia per settore e vettore energetico [54]

Nel settore domestico di Samotracia la composizione dei consumi energetici evidenzia una prevalenza dell'elettricità e dell'olio combustibile, quest'ultimo impiegato in misura significativa per il riscaldamento degli ambienti. Il GPL trova utilizzo principalmente nella preparazione dei

cibi e nel riscaldamento, mentre la biomassa — costituita quasi esclusivamente da legna da ardere — continua a rappresentare una risorsa di uso diffuso, sebbene spesso bruciata in camini aperti con rendimenti piuttosto bassi. L'energia solare è invece utilizzata quasi esclusivamente per la produzione di acqua calda sanitaria, resa possibile dalla presenza capillare di pannelli solari termici installati sulle abitazioni.

L'analisi dei consumi mostra che i servizi di climatizzazione, intesi come riscaldamento e raffrescamento, rappresentano il comparto più energivoro del settore residenziale, seguiti dalla produzione di acqua calda sanitaria. Complessivamente, riscaldamento e raffrescamento coprono il 68,3% della domanda finale di energia nel settore domestico, e sono alimentati in larga parte dal gasolio.

Questa dipendenza da un combustibile fossile ad alta intensità emissiva evidenzia la necessità di individuare soluzioni alternative in grado di ridurre i consumi di gasolio e, conseguentemente, le emissioni climalteranti ad esso associate. Una parte sostanziale del potenziale di decarbonizzazione del settore residenziale passa quindi attraverso la sostituzione o l'integrazione di tali tecnologie con risorse rinnovabili o sistemi più efficienti.

	<b>Electricity</b>	<b>Diesel</b>	<b>LPG</b>	<b>Solar</b>	<b>Biomass</b>	<b>Total</b>
<b>Residential</b>	<b>4.921</b>	<b>9.312</b>	<b>1.035</b>	<b>758</b>	<b>2.419</b>	<b>18.444</b>
Hot water	899	733	0	758	228	<b>2.618</b>
Heating and cooling	1.365	8.579	725	0	1.933	<b>12.602</b>
Lighting	738	0	0	0	0	<b>738</b>
Cooking	516	0	310	0	258	<b>1.083</b>
Refrigerator and freezers	724	0	0	0	0	<b>724</b>
Laundry machines and dryers	44	0	0	0	0	<b>44</b>
Dish washing	62	0	0	0	0	<b>62</b>
TV sets	57	0	0	0	0	<b>57</b>
Other electric appliances	516	0	0	0	0	<b>516</b>

*Tabella 8 - Domanda finale di energia del settore residenziale nell'anno base 2005 [MWh] [54]*

*Tabella 4.2 -*

Nel settore primario, che comprende le attività agricole e di pesca dell'isola, le fonti energetiche più utilizzate sono elettricità, olio combustibile e biomassa, che coprono la maggior parte del fabbisogno energetico per irrigazione, riscaldamento e raffrescamento, illuminazione e l'uso di varie apparecchiature.

	<b>Electricity</b>	<b>Diesel</b>	<b>Biomass</b>	<b>Total</b>
<b>Primary sector</b>	<b>768</b>	<b>139</b>	<b>159</b>	<b>1.066</b>
Agriculture, forestry and fishing	768	139	159	1.066

Tabella 9 - Domanda finale di energia del settore primario nell'anno base 2005 [MWh] [54]

Nel settore secondario, i sotto-settori della manifattura e delle costruzioni sono i più energivori; per soddisfare la domanda finale di energia vengono utilizzati elettricità, olio combustibile e gasolio.

Secondary sector	Electricity	Fueloil	Diesel	LPG	Solar	Biomass	Total
<b>TOTAL Secondary sector</b>	<b>420</b>	<b>143</b>	<b>150</b>	<b>10</b>	<b>6</b>	<b>15</b>	<b>744</b>
Manufacturing	128	72	75	10	6	15	<b>306</b>
Water supply, sewerage, waste management and remediation activities	164	0	0	0	0	0	<b>164</b>
Construction	128	72	75	0	0	0	<b>274</b>

Tabella 10 - Domanda finale di energia del settore secondario nell'anno base 2005 [MWh] [54]

Nel settore terziario, le fonti più utilizzate sono elettricità e olio combustibile.

Il GPL e la biomassa (in forma di carbone) sono impiegati soprattutto nei ristoranti per la cottura dei cibi, mentre l'energia solare è utilizzata unicamente per l'acqua calda sanitaria negli hotel.

Nel settore dei trasporti, la domanda finale di energia è così suddivisa:

- 59% diesel (1233MWh)
- 41% gasolio (1787MWh)

La ripartizione della domanda finale di energia nei diversi sottosectori dei trasporti è la seguente:

- 62% trasporti per uso privato,
- 35% trasporto merci su strada e servizi di movimentazione,
- 1% trasporto passeggeri su strada (trasporto pubblico, taxi, turismo, ecc.),
- 2% altri servizi pubblici e privati [54].

Secondo l'Energy Office Aegean [73], i principali problemi energetici comuni a tutte le isole greche sono i seguenti:

- Forte dipendenza dal petrolio e alto costo della produzione di energia convenzionale;
- Gravi problemi di approvvigionamento elettrico commerciale e incapacità di garantire un carico di base stabile a causa dell'assenza di grandi unità industriali;
- Alti tassi di crescita annuale della domanda di energia e forti fluttuazioni stagionali dei carichi, dovuti principalmente all'incremento dell'edilizia residenziale e allo sviluppo turistico.

#### 4.1.3 Il potenziale della biomassa a Samotracia

La disponibilità di biomassa a Samotracia è stimata combinando:

- (i) statistiche agricole e zootecniche riferite all'isola (anno 2008),
- (ii) serie storiche sulla produzione di legna da ardere da terreni agricoli (2000–2008),
- (iii) ipotesi tecniche su poteri calorifici e fattori di sfruttabilità. I

I dati quantitativi utilizzati in questa sezione sono assunti come input e rielaborati tramite calcoli espliciti, al fine di ricavare grandezze energetiche (MWh) utilizzabili nella creazione del modello HOMER sviluppato nel seguito.

Secondo i dati statistici riportati per l'anno 2008, la superficie coltivata dell'isola è ripartita tra colture arboree, colture erbacee e vigneti come in Tabella 11. La componente arborea è

dominata dagli uliveti (ulivi per olive da tavola e per olio), che rappresentano circa il 98% delle colture arboree [74], [75].

Tipo di coltura	Superficie (ha)	% sul totale
<b>Colture arboree (Tree crops)</b>		
Ulivi per olive da tavola	400	
Ulivi per produzione di olio	500	
Peri, meli, peschi, ciliegi, fichi, mandorli, noci	20	
Totale colture arboree	<b>920</b>	32,92%
<b>Colture erbacee (Arable crops)</b>		
Grandi colture e altre colture	1.645,8	
Ortaggi, serre, vivai, giardini commerciali	37,2	
Terre a maggese (1–5 anni)	16,0	
Terreni mantenuti in buone condizioni agricole e ambientali	163,4	
Totale colture erbacee	<b>1.862,4</b>	66,64%
Viti e uva passa	12,2	0,44%
<b>Totale generale delle colture</b>	<b>2.794,6</b>	<b>100%</b>

Tabella 11 - Superficie delle colture arboree, erbacee e dei vigneti a Samotracia.

Per quanto riguarda la biomassa legnosa potenzialmente utilizzabile a fini energetici, è disponibile una serie storica della produzione annua di legna da ardere proveniente da terreni agricoli (2000–2008), riportata in Tabella 12. Nel seguito, tale serie viene sintetizzata tramite valore medio annuo, utilizzato come base per la stima dell'energia termica producibile e per il dimensionamento preliminare di un'unità di combustione.

Anno	2000	2001	2002	2003	2004	2005	2006	2007
<b>Produzione annuale di legna da ardere (tonnellate)</b>	<b>700</b>	<b>500</b>	<b>450</b>	500	450	500	480	400

Tabella 12 - Produzione annuale di legna da ardere (tons)

Produzione di legna media =  $481.11 \approx 480$  tonnellate.

La stima della biomassa residuale da colture cerealicole risulta invece affetta da incertezza informativa: l'autorità agricola locale (Distretto di Evros) segnala un'elevata variabilità e difficoltà di quantificazione, anche perché una quota significativa di terreni a cereali è utilizzata come pascolo (riducendo la raccolta meccanizzata) e perché i venti intensi favoriscono la dispersione della paglia residua. Sulla base delle informazioni riportate, i residui delle colture cerealicole intensive sono stimati nell'intervallo 1.400–1.800 kg/ha (umidità ~5%); applicando tale intervallo alla superficie cerealicola 2008 (526,4 ha), la massa disponibile risulta compresa tra 736.960 e 947.520 kg [73], [74].

Analoghe criticità emergono per la biomassa forestale, per la quale non risultano disponibili dati operativi utilizzabili (assenza di piantagioni gestite e di attività strutturate di gestione forestale nel periodo considerato).

Infine, la disponibilità di biomassa zootecnica è stimata tramite consistenze di allevamento (anno 2008) riportate in Tabella 13, che costituiscono l'input per la stima del potenziale di biogas descritta in 4.1.6.

Gruppo animale	Numero
Suini	1.143
Ovini / Caprini	51.900
Pollame	8.500
Cavalli	92
<b>Totale</b>	<b>61.635</b>

Tabella 13 - Numero di animali da allevamento a Samotracia

#### 4.1.4 Utilizzo della legna da ardere proveniente dai terreni agricoli per la produzione di energia termica

La produzione annua di legna da ardere (Tabella 12) viene sintetizzata tramite media sul periodo 2000–2008, pari a 481,11 t/anno ( $\approx 480.000$  kg/anno, valore arrotondato conservativo).

L'energia termica teoricamente contenuta nella legna è stimata come:

$$E_{th} = M_n \times LHW$$

dove:

- $M_n$  = produzione media annuale di legna da ardere (dal 2000 ad oggi)
- **LHW** = potere calorifico della legna, assunto pari a **3,833 kWh/kg** [76].

Verrà inoltre calcolata la potenza dell'impianto di combustione alimentato con la legna raccolta dai terreni agricoli.

$$480.000 \text{ kg} \times 3,833 \text{ kWh/kg} = 1.839.840 \text{ kWh} = 1.839,84 \text{ MWh}$$

Per un dimensionamento preliminare dell'unità di combustione, si traduce la disponibilità annua in una portata media oraria equivalente assumendo un funzionamento di 328 giorni/anno e 24 h/giorno (7.872 h/anno), includendo un fermo manutentivo pari al 10% del tempo.

$$DP = \frac{480.000 \text{ kg}}{7.872 \text{ h}} = 60,96 \approx 61 \text{ kg/h}$$

Assumendo un fabbisogno di 240 kg/h per alimentare un impianto da 1 MW termico [77], la potenza stimabile è:

$$P = \frac{61}{240} = 0,25 \text{ MW}$$

Il risultato indica una taglia termica ridotta, compatibile con un utilizzo localizzato (ad esempio, per utenze concentrate o reti di breve estensione), e non con la copertura integrale del fabbisogno di riscaldamento dell'intera isola.

#### 4.1.5. Utilizzo dei residui cerealicoli per la produzione di calore

La massa di residui cerealicoli è assunta pari al valore prudente (limite inferiore dell'intervallo): 736.960 kg con umidità  $\sim 5\%$  (quindi 95% sostanza secca). L'energia termica producibile è stimata applicando:

- (i)  $Q(rv)$  = quantità di residui di origine vegetale 736.960–947.520 kg con 5% di umidità [47],
- (ii) (LWH) potere calorifico dei residui cerealicoli pari a 17.891 MJ/ton di peso secco [76],
- (iii) un fattore di disponibilità (availability factor) pari a 0,28, scelto come valore minimo rispetto a una media 0,35 ( $\pm 20\%$ ) per riflettere dispersione e usi alternativi (mangime) [47].

Pertanto, l'energia termica producibile si calcola come:

$$E_{th} = Q(rv) \times \text{peso secco}(\%) \times \text{Disponibilità} \times LHW$$

L'energia totale che può essere prodotta dalla combustione dei residui cerealicoli è pari a:

$$736.960 \text{ kg} \times 95\% \times 0,28 \times 17.891 \text{ MJ/ton} = 3.507.197 \text{ MJ} = 974.221 \text{ kWh} \\ = 974,22 \text{ MWh}$$

Il contributo è limitato su scala industriale, ma può essere rilevante per utenze termiche puntuali (aziende agricole, piccole unità produttive, serre), coerentemente con un impiego complementare e stagionale.

#### 4.1.6. Utilizzo dei residui zootecnici e avicoli per la produzione di biogas

La produzione di biogas dipende dal contenuto organico solido del materiale di partenza, ma una buona approssimazione può essere ottenuta considerando il contenuto di solidi secchi presenti nei rifiuti zootecnici [78].

La quantità stimata di biogas (in  $m^3$ ) che può essere prodotta dai residui zootecnici disponibili è calcolata con la seguente formula:

$$BP = POP \times DS \times BY \times AF$$

dove:

- (i) POP = numero di animali per ciascun gruppo;
- (ii) DS = quantità annuale (in tonnellate) di solidi secchi per animale di ciascun gruppo;
- (iii) BY = resa in biogas per animale di ciascun gruppo ( $m^3$ /tonnellata di sostanza secca);
- (iv) AF = fattore di disponibilità ( $0 < AF < 1$ ) per ciascun gruppo di animali.

La quantità totale stimata di biogas (LBP) per tutti i gruppi animali, espressa in  $m^3$ , è data dalla somma delle quantità stimate per ciascun gruppo.

$$E = 21,6 \times 10^{-6} \times LBP$$

dove 21,6 MJ/ $m^3$  rappresenta approssimativamente il potere calorifico del biogas (LHW) [47], [76].

Il fattore di disponibilità (AF), secondo [79] è stato stimato in funzione delle condizioni di produzione per ciascun gruppo animale. A causa dei possibili usi alternativi dei residui zootecnici, la quantità di biomassa effettivamente disponibile per la produzione di biogas può variare in modo significativo tra i diversi gruppi di animali.

Gruppo animale	Letame totale per animale (t/anno)	Numero di animali (POP)	DS (t/animale)	AF	BY (m <sup>3</sup> /t secca)	LBP (m <sup>3</sup> )	DBP (m <sup>3</sup> /km <sup>2</sup> )	E (TJ)
Suini	1,89	1.143	0,216	0,8	649	128.184,20		2,76878
Ovini / Caprini	0,64	51.900	0,222	0,35	120	483.915,60		10,45258
Pollame	0,034	8.500	0,01	0,7	359	21.360,50		0,461387
Cavalli	8,82	92	2,6	0,1	160	3.827,20		0,082668
<b>Totale</b>		<b>61.635</b>				<b>637.287,50</b>	<b>3.580,27</b>	<b>13,76541</b>

Tabella 14 - Quantità totale di deiezioni animali, sostanza secca per gruppo animale, fattore di disponibilità, resa in biogas per gruppo animale, densità del biogas stimato e bioenergia a Samotracia [75]

L'energia disponibile stimata derivante dallo sfruttamento dei residui zootecnici e avicoli ammonta a 13,76 TJ, mentre la quantità stimata di biogas prodotta è pari a 637.287,5 m<sup>3</sup>.

Per convertire terajoule (TJ) in megawattora (MWh) si usa la relazione:

$$1 \text{ TJ} = 277,78 \text{ MWh}$$

Equazione 16 - Formula per convertire terajoule (TJ) in megawattora (MWh)

Quindi:

$$13,76541 \text{ TJ} \times 277,78 = 3.822,22 \text{ MWh}$$

Pertanto, l'energia disponibile corrisponde a 3.822,22 MWh.

#### 4.1.7 Localizzazione degli impianti di produzione energetica da biomassa o biogas

La localizzazione potenziale di impianti a biomassa/biogas è vincolata dal quadro di pianificazione per le fonti rinnovabili e, in particolare, dalle aree Natura 2000, considerate zone



di incompatibilità per l'installazione di tali unità. Ne consegue l'esclusione localizzativa all'interno dei siti Natura 2000 e la necessità di restringere l'analisi alle porzioni di territorio esterne, che risultano di estensione limitata e prossime alle aree protette. In tale contesto, una Valutazione di Impatto

Figura 9 - Area Natura 2000, Samotracia

Ambientale è da considerarsi condizione necessaria per garantire la minimizzazione degli impatti sull'ecosistema.

L'estensione complessiva dei siti Natura 2000 sull'isola è pari a 37.458 ha (di cui 21.021 ha ai sensi della Direttiva 79/409/CEE e 16.434 ha ai sensi della Direttiva 92/43/CEE)

#### 4.1.8 Conclusioni sul sottoutilizzo della biomassa.

Samotracia dispone di una bioenergia potenziale pari a 6.636,28 MWh, derivante esclusivamente dall'utilizzo della biomassa legnosa disponibile, dei residui vegetali e dei rifiuti zootecnici e avicoli.

Le elaborazioni sull'energia disponibile contenuta nella legna da ardere e nel biogas prodotto dai residui zootecnici e avicoli portano alle seguenti conclusioni:

1. L'energia totale disponibile dalla combustione della legna e del biogas è pari a  
 $3.822,22 + 1.839,84 = 5.662,06$  MWh.

Considerando i 2.859 abitanti dell'isola, ciò equivale a 1,98 MWh per abitante. Poiché la domanda finale annua di energia termica proveniente da tutti i sotto-settori energetici è pari a 16303 MWh, tale valore copre circa il 35% del fabbisogno termico annuale.

In altri termini, questa disponibilità energetica sarebbe sufficiente a soddisfare il fabbisogno di riscaldamento dell'intera popolazione residente per circa quattro mesi.

2. Considerando un potere calorifico inferiore del gasolio pari a 10,80 kWh/l (0,01080 MWh/l) e un rendimento medio della caldaia del 90%, il volume di gasolio sostituibile è calcolato

$$L = \frac{E_{biomassa}}{LWH_{gasolio} \times \eta}$$

dove:

- $E_{biomassa} = 5.662,06$  MWh
- $LWH_{gasolio} = 0,01080$  MWh/l
- $\eta = 0,9$

$$L = \frac{5.662,06}{0,01080 \times 0,9} = 582.100 \text{ litri}$$

Pertanto, l'energia prodotta da biomassa consentirebbe un **risparmio stimato** di circa 582.000 litri di gasolio.

3. La combustione di tale quantità avrebbe prodotto 1.548.386 kg di CO<sub>2</sub>, poiché ogni litro di gasolio emette 2,66 kg di CO<sub>2</sub>. Secondo il Ministero dell'Ambiente e dell'Energia, il prezzo medio del gasolio da riscaldamento nel novembre 2025 era di 1,049€/litro [80]. Ne deriva un beneficio economico medio di circa 610600€, pari a circa 800 € per nucleo familiare all'anno, un valore particolarmente rilevante nel contesto della crisi economica.

Infine, la bioenergia derivante dai residui cerealicoli non è disponibile durante tutto l'anno, poiché la raccolta del grano avviene in giugno e quella dei residui si conclude entro luglio. A causa di questa stagionalità, tale fonte può essere utilizzata in modo complementare nei mesi estivi, per far fronte all'aumento della domanda energetica dovuto al turismo.

Questi risultati indicano che, anche in assenza di nuove infrastrutture elettriche, una gestione più efficiente e integrata della biomassa locale potrebbe ridurre in modo sostanziale la dipendenza dell'isola dal gasolio per usi termici. Nel Capitolo 4.2 tali evidenze vengono combinate con la modellazione energetica di Samotraccia, per valutare scenari integrati di decarbonizzazione che includono sia le risorse bioenergetiche locali sia le tecnologie elettriche rinnovabili e di accumulo.

## 4.2 Input delle simulazioni

Il presente capitolo ha l'obiettivo di chiarire in modo esplicito l'impostazione delle simulazioni condotte con HOMER Pro, specificando quali dati siano stati forniti al modello e come essi siano stati utilizzati nella costruzione degli scenari analizzati. In particolare, vengono descritti gli input relativi alla domanda energetica, alle risorse rinnovabili disponibili e alle tecnologie considerate, così da rendere trasparente il legame tra l'analisi del caso studio e i risultati presentati nella sezione successiva.

### 4.2.1 Domanda Energetica

La domanda energetica utilizzata nelle simulazioni HOMER Pro è stata definita a partire dai dati reali ricostruiti nel Capitolo 4.1, basati sulle informazioni fornite dalla Rete delle Isole Sostenibili "Daphni" [50] per l'anno base 2005. Tale approccio ha consentito di evitare l'uso di profili sintetici e di garantire coerenza tra il modello e le condizioni effettive del sistema energetico dell'isola.

La domanda elettrica complessiva è pari a circa 12.100 MWh/anno ed è caratterizzata da una marcata stagionalità, legata in particolare all'andamento del settore turistico. La domanda termica, dominata dai consumi per riscaldamento e raffrescamento, ammonta a 12.602 MWh/anno nel solo settore residenziale ed è coperta prevalentemente da gasolio, con un contributo marginale di fonti rinnovabili.

Nel modello HOMER Pro, la domanda elettrica e quella termica sono state inserite come carichi distinti, consentendo al software di ottimizzare separatamente la copertura dei diversi fabbisogni energetici attraverso combinazioni di tecnologie convenzionali e rinnovabili. Questa scelta permette di valutare in modo più accurato l'impatto dell'introduzione della biomassa e delle fonti rinnovabili elettriche sulla riduzione del consumo di combustibili fossili e delle emissioni associate.

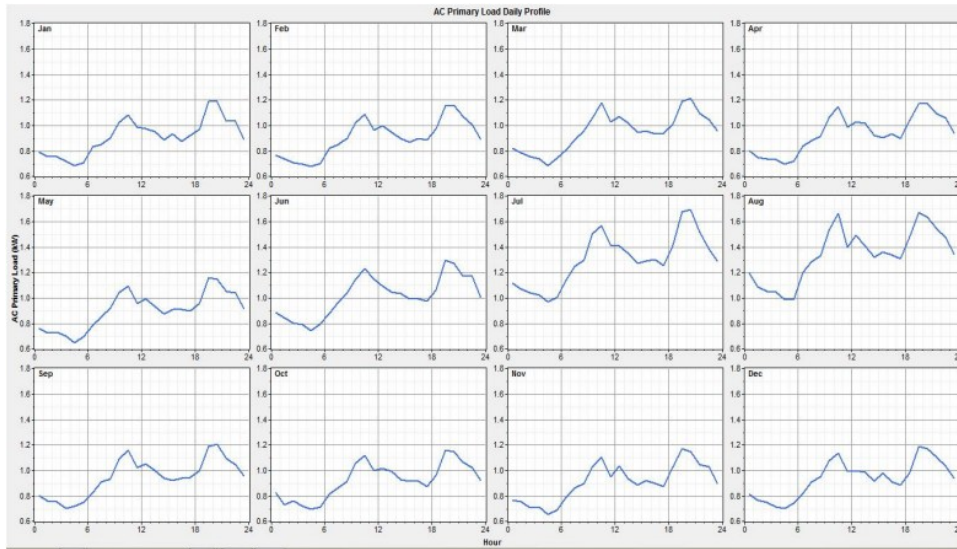


Figura 10 - Profilo atteso del consumo elettrico annuale a Samotracia

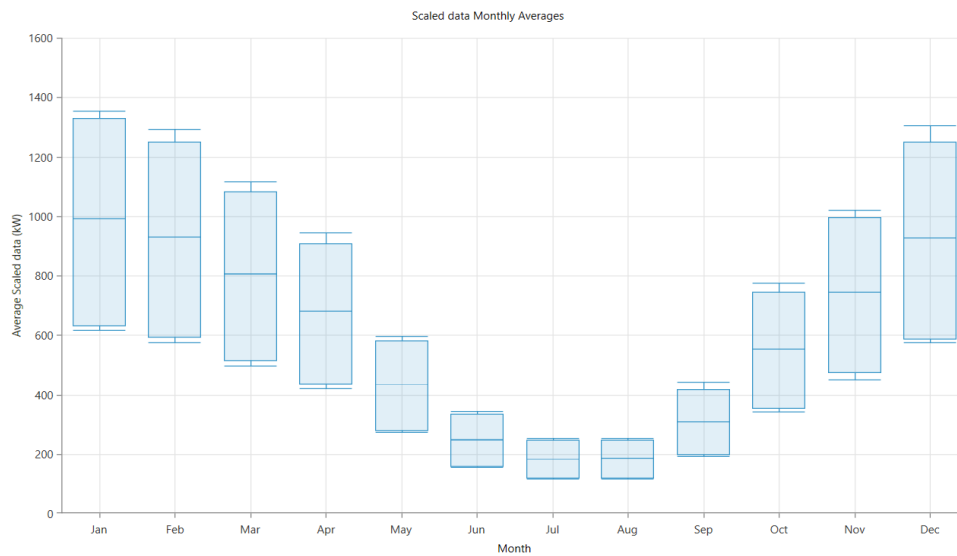


Figura 11 -Valori medi mensili del carico termico a Samotracia

#### 4.2.2 Risorse energetiche disponibili

Le risorse energetiche considerate nelle simulazioni HOMER Pro includono il solare, il vento e la biomassa locale, selezionate sulla base delle caratteristiche geografiche e produttive dell'isola di Samotracia e delle analisi sviluppate nel Capitolo 4.1.

Il potenziale solare ed eolico è stato modellato utilizzando i database climatici integrati in HOMER Pro, basati su fonti istituzionali consolidate [49]. Tali dati forniscono serie temporali rappresentative dell'irraggiamento solare globale e della velocità del vento, che HOMER elabora internamente per stimare la producibilità oraria degli impianti fotovoltaici ed eolici considerati. L'uso di questi dataset consente di tenere conto della variabilità stagionale delle risorse e delle condizioni locali, elemento particolarmente rilevante in contesti insulari.

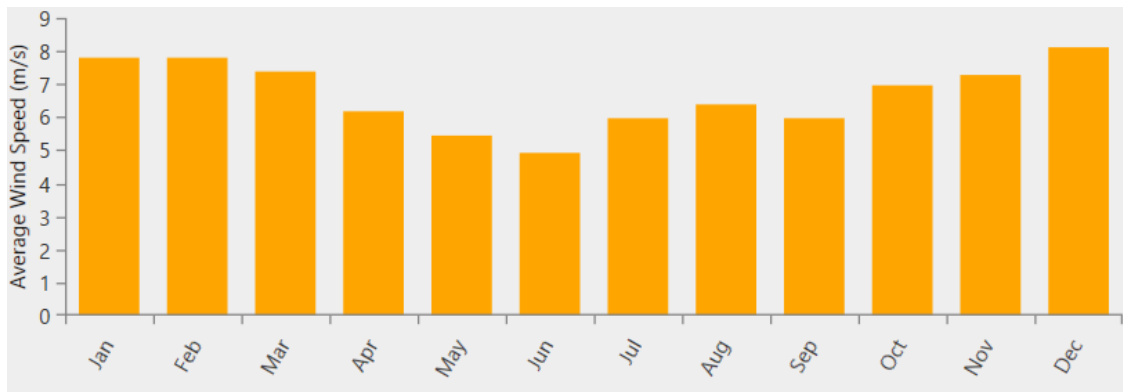


Figura 12 -Velocità medie mensili del vento a Samotracia

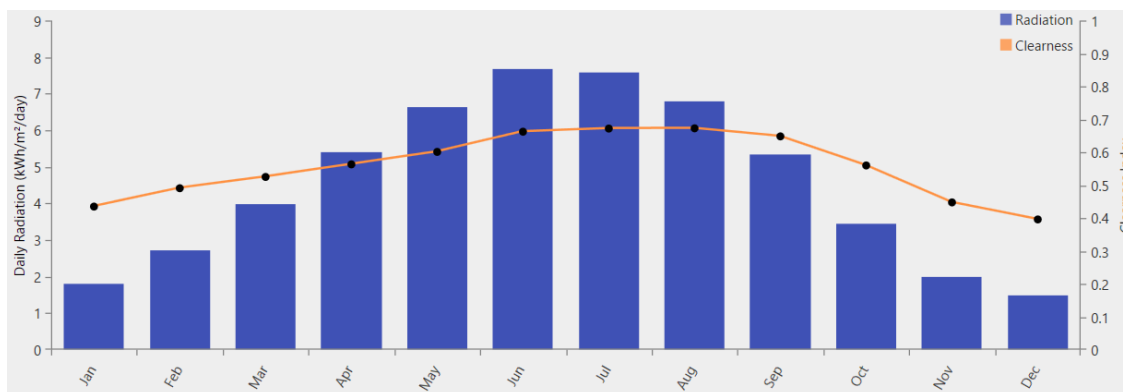


Figura 13 - Valori medi mensili dell'irradianza solare orizzontale globale (GHI) a Samotracia

Il potenziale di biomassa è stato invece quantificato attraverso l'analisi dettagliata presentata nelle Sezioni 4.1.3–4.1.6. In particolare, sono state considerate tre tipologie di risorsa: legna da ardere proveniente dai terreni agricoli, residui cerealicoli e residui zootecnici e avicoli destinabili alla produzione di biogas. Le quantità annuali di energia termica e di combustibile disponibili sono state inserite nel modello come vincoli di disponibilità, consentendo a HOMER di valutare il contributo della bioenergia nella riduzione del consumo di gasolio e delle emissioni associate.

Nel complesso, l'integrazione di risorse rinnovabili variabili (solare ed eolico) e programmabili (biomassa e biogas) permette di analizzare configurazioni di sistema differenziate, valutando il ruolo complementare delle diverse fonti nella copertura della domanda energetica dell'isola

#### 4.2.3 Tecnologie considerate

##### 4.2.3.1 Turbine eoliche

Per la modellazione della produzione eolica è stata selezionata una turbina di media taglia, rappresentativa di installazioni compatibili con il contesto insulare e con le caratteristiche anemometriche di Samotracia. In particolare, il modello HOMER Pro utilizza una turbina Enercon E-44, con potenza nominale pari a 900 kW, ampiamente impiegata in contesti europei caratterizzati da regimi di vento variabili.

La turbina è di tipo gearless, a velocità variabile, dotata di controllo attivo del passo (pitch control), soluzione che consente una maggiore efficienza energetica e una migliore risposta alle variazioni del vento, riducendo al contempo le sollecitazioni meccaniche e i costi di manutenzione. Il sistema di controllo della tempesta (storm control) garantisce l'arresto automatico della macchina in presenza di velocità del vento eccessive, aumentando l'affidabilità operativa in condizioni meteorologiche estreme.

Nel modello, la turbina è installata con un'altezza del mozzo pari a 55 m, valore coerente con le opzioni tecniche disponibili e adeguato a intercettare strati di vento più stabili rispetto a quote inferiori. La vita utile assunta per la turbina è pari a 15 anni, in linea con le ipotesi comunemente adottate nella letteratura sulle microreti insulari.

Voce	Specifica
Produttore	Enercon
Modello	E-44
Potenza nominale	900 kW
Diametro del rotore	44 m
Altezza mozzo	55 m
Tecnologia	Gearless, velocità variabile
Sistema di controllo	Pitch control attivo
Velocità di cut-out	28–34 m/s (storm control)
Vita utile	15 anni
Costo di investimento	1.000.000 €
Costo di sostituzione	800.000 €
Costi O&M	30.000 € / anno (assunti nel modello)

Tabella 15 - Specifiche tecniche della turbina eolica utilizzata nel modello HOMER

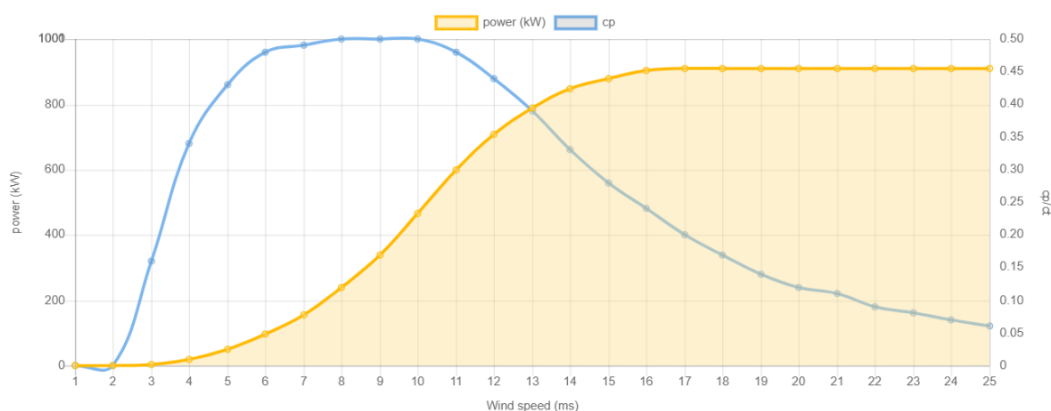


Figura 14 - Curva di potenza pala eolica Enercon E-44

#### 4.2.3.2 Impianto fotovoltaico

La produzione solare è stata modellata mediante un impianto fotovoltaico generico di tipo flat plate, disponibile nella libreria standard di HOMER Pro. Questa scelta consente di rappresentare il comportamento medio di un sistema fotovoltaico convenzionale senza vincolare l'analisi a uno specifico produttore, rendendo i risultati maggiormente generalizzabili.

L'impianto è modellato come tecnologia modulare, con una potenza nominale di riferimento pari a 1 kW per unità. La vita utile è assunta pari a 15 anni. Per tener conto delle perdite complessive di sistema (sporco, cablaggi, mismatch e degradazione), è stato adottato un derating factor del 96%, valore rappresentativo di impianti ben mantenuti in contesti mediterranei.

Dal punto di vista economico, il modello utilizza costi unitari di investimento, sostituzione e manutenzione coerenti con valori medi comunemente impiegati nelle analisi di microreti. L'impianto è connesso al bus DC, facilitando l'integrazione con eventuali sistemi di accumulo.

Voce	Valore
------	--------

Tipologia	Flat plate PV
Potenza nominale (unità)	1 kW
Vita utile	15 anni
Derating factor	96%
CAPEX	900 €/kW
Replacement cost	600 €/kW

Tabella 16 - Specifiche dell'impianto fotovoltaico nel modello HOMER

#### 4.2.3.3 Sistemi di accumulo elettrico (BESS)

Per la modellazione dell'accumulo elettrico è stato adottato un sistema di batterie al piombo-acido di tipo deep-cycle, rappresentato nel modello HOMER Pro dalla batteria Hoppecke 20 OPzS 2500. Questa tecnologia, ampiamente utilizzata in applicazioni stazionarie e in microreti, è caratterizzata da elevata affidabilità e da una buona integrazione con sistemi rinnovabili.

Ciascuna unità di accumulo presenta una capacità nominale pari a 5,94 kWh, una tensione nominale di 2 V e un rendimento complessivo di ciclo (roundtrip efficiency) pari all'86%. La vita utile è definita sia in termini temporali (25 anni) sia in termini energetici, con un throughput massimo pari a 8.407 kWh, consentendo a HOMER di considerare il degrado progressivo delle prestazioni.

Dal punto di vista operativo, è stato imposto uno stato di carica minimo del 30%, al fine di evitare cicli di scarica profondi e preservare la durata delle batterie. Il sistema di accumulo è connesso al bus DC, favorendo l'integrazione diretta con l'impianto fotovoltaico e riducendo le perdite di conversione.

Voce	Valore
Tecnologia	Piombo-acido (deep-cycle)
Modello	Hoppecke 20 OPzS 2500
Capacità nominale (unità)	5,94 kWh
Tensione nominale	2 V
Rendimento roundtrip	86%
Vita utile	25 anni
Throughput massimo	8.407 kWh
Stato di carica minimo	30%
CAPEX	1.500 €
Replacement cost	1.000 €
O&M	10 €/anno
Connessione	DC bus

Tabella 17 - Specifiche del sistema di accumulo utilizzato nel modello HOMER

Nel modello HOMER Pro, la capacità complessiva del sistema di accumulo è trattata come variabile di ottimizzazione, permettendo di valutare il ruolo delle batterie nel ridurre gli acquisti dalla rete, contenere il curtailment delle fonti rinnovabili e migliorare la flessibilità operativa del sistema energetico.

#### 4.2.3.4 Convertitore (inverter/rectifier)

Per gestire l'integrazione tra i componenti collegati ai bus AC e DC, il modello include un convertitore bidirezionale AC/DC (inverter) presente nella libreria standard di HOMER Pro. Il convertitore svolge una funzione essenziale nella microrete perché consente lo scambio di energia tra generazione e carichi in corrente alternata (ad es. rete/utenze) e risorse in corrente

continua (ad es. fotovoltaico e batterie), rendendo possibile l'ottimizzazione dei flussi energetici e la gestione dell'accumulo.

Nel modello, il convertitore è trattato come componente dimensionabile e la sua taglia viene selezionata in coerenza con i livelli di potenza istantanea richiesti dal sistema (carichi, ricarica/scarica batterie e produzione rinnovabile). È stata assunta un'efficienza di conversione pari al 95%, valore rappresentativo di inverter commerciali in applicazioni stazionarie. La vita utile è fissata a 15 anni, con costi di investimento e sostituzione espressi per kW installato e costi di esercizio proporzionali alla potenza nominale.

Voce	Valore
Tipologia	Convertitore bidirezionale AC/DC (inverter/rectifier)
Modello (HOMER Pro)	System Converter
Efficienza di conversione	95%
Vita utile	15 anni
CAPEX	250 €/kW
Costo di sostituzione	200 €/kW
Costi O&M	5 €/kW/anno
Ruolo nel sistema	Scambio energetico tra bus AC e bus DC (PV/BESS) e gestione dei flussi di potenza

Tabella 18 -Specifiche del convertitore (AC/DC) nel modello HOMER

#### 4.2.3.5 Thermal Load Controller (TLC)

A partire dagli scenari con elevata penetrazione rinnovabile, il modello include un Thermal Load Controller (TLC), componente disponibile in HOMER Pro per rappresentare la possibilità di destinare una quota di energia elettrica disponibile (in particolare surplus rinnovabile non assorbito dai carichi elettrici o dall'accumulo) alla copertura di carichi termici controllabili. Nel modello, il TLC opera come dispositivo di gestione: quando vi è energia elettrica eccedente, questa viene allocata verso il carico termico entro un limite di potenza massimo definito.

In termini interpretativi, il TLC non rappresenta una singola tecnologia "fisica" univoca, ma una logica di gestione power-to-heat che, in un caso reale, potrebbe essere implementata attraverso soluzioni quali resistenze elettriche/boiler elettrici e/o accumuli termici (serbatoi tampone), attivati in modo automatico in funzione della disponibilità rinnovabile. L'impiego del TLC consente di aumentare l'autoconsumo rinnovabile e di ridurre la quota di calore prodotta da combustibili fossili, pur mantenendo la caldaia come tecnologia di copertura del fabbisogno termico residuo nei periodi con scarsa disponibilità rinnovabile.

Nel modello HOMER, la potenza del TLC viene impostata come parametro di scenario (kW), coerentemente con l'ordine di grandezza del carico termico e con l'obiettivo di valorizzazione del surplus elettrico. Ai fini della presente analisi, il TLC viene considerato principalmente come strumento di controllo/allocazione e non come asset con caratteristiche impiantistiche complesse; di conseguenza, i costi associati sono trattati in modo semplificato (trascurabili rispetto ai principali asset di generazione e accumulo), mentre l'effetto viene misurato attraverso la riduzione del contributo del boiler e l'eventuale presenza di excess thermal negli scenari avanzati.

#### 4.3 Simulazioni in HOMER Pro

Nel presente capitolo vengono presentati i risultati delle simulazioni effettuate con HOMER Pro, finalizzate a valutare configurazioni alternative di transizione energetica per Samotraccia.

L'obiettivo non è stimare un singolo "impianto ottimo" in senso astratto, ma confrontare architetture di sistema coerenti con i vincoli emersi nei capitoli precedenti (stagionalità della domanda, integrazione di rinnovabili variabili, limiti operativi e necessità di flessibilità), quantificando per ciascuna soluzione costi, emissioni, quota rinnovabile, curtailment e requisiti di capacità.

#### 4.3.1 Assunzioni di modellazione delle simulazioni in HOMER Pro

Le simulazioni condotte in HOMER Pro si basano su un insieme di assunzioni metodologiche esplicite, necessarie per garantire coerenza tra i dati disponibili, i vincoli del software e gli obiettivi dell'analisi. Tali assunzioni definiscono il perimetro di modellazione, le modalità di rappresentazione dei carichi e delle tecnologie, nonché i criteri adottati per la valutazione economica ed emissiva degli scenari.

Il costo dell'energia elettrica importata dalla rete continentale a Samotracia è assunto coerente con la struttura tariffaria nazionale greca definita dalla RAAEY [81]. In Grecia, il prezzo finale dell'elettricità è composto dal costo dell'energia, dalle tariffe di trasmissione e distribuzione e dagli oneri di sistema (Public Service Obligations – PSO), che garantiscono prezzi uniformi tra aree continentali e insulari. Nel caso di Samotracia, nonostante la presenza del collegamento sottomarino in alta tensione (HVDC), il costo dell'interconnessione non viene ribaltato direttamente sul consumatore finale, ma è socializzato attraverso i meccanismi di PSO. Pertanto, il prezzo dell'elettricità pagato sull'isola è allineato a quello nazionale. Ai fini della modellazione economica degli scenari, viene assunto un costo medio dell'energia elettrica dalla rete pari a 0,20 €/kWh (al netto dell'IVA), valore rappresentativo della somma delle componenti di energia, trasmissione, distribuzione e oneri di sistema secondo i dati RAAEY e le statistiche nazionali più recenti. Tale assunzione consente una valutazione coerente dei costi di approvvigionamento elettrico e del Net Present Cost (NPC) negli scenari analizzati.

L'energia elettrica importata dalla rete continentale tramite i cavi sottomarini è considerata come fonte non rinnovabile ai fini del calcolo della quota di energia rinnovabile. Sebbene il mix elettrico nazionale greco includa una quota significativa di fonti rinnovabili, tale contributo non è direttamente controllabile né attribuibile al sistema locale di Samotracia. Coerentemente con l'impostazione di HOMER Pro e con gli approcci adottati nella letteratura sui sistemi energetici insulari, la quota rinnovabile è pertanto calcolata esclusivamente sulla base della produzione rinnovabile locale, mentre l'energia importata è trattata come fonte esterna con fattore di emissione medio assegnato.

Il settore trasporti non è modellato in HOMER Pro, poiché caratterizzato da dinamiche e vincoli infrastrutturali esterni al sistema elettrico/termico stazionario dell'isola. Tuttavia, per ottenere un bilancio "whole-island", le emissioni dei trasporti (veicoli) sono contabilizzate ex-post e mantenute costanti in tutti gli scenari, utilizzando il valore ISEAP pari a 774 tCO<sub>2</sub>/anno.

Nella modellazione del sistema energetico, il contributo delle tecnologie rinnovabili termiche già presenti nello stato attuale dell'isola (in particolare solare termico) è considerato ex-ante e sottratto dal fabbisogno termico complessivo derivato dai dati ISEAP. Di conseguenza, il carico termico fornito al modello HOMER Pro rappresenta esclusivamente la domanda termica residua da coprire mediante tecnologie convenzionali o di nuova installazione.

Per quanto riguarda la base energetica del modello, le simulazioni assumono come anno di riferimento dei consumi il 2005, in coerenza con i dati riportati nel piano ISEAP di Samotracia, che costituisce la fonte più completa e strutturata per la ricostruzione della domanda finale di

energia per settore e per vettore. In assenza di dati settoriali aggiornati con analogo livello di dettaglio, si assume che la struttura e l'ordine di grandezza dei consumi energetici dell'isola non abbiano subito variazioni sostanziali nel tempo, consentendo l'utilizzo del 2005 come baseline rappresentativa del sistema energetico locale. Al contrario, i prezzi dell'energia e i costi delle tecnologie sono riferiti a valori aggiornati al 2025, al fine di riflettere condizioni economiche e di mercato realistiche per la valutazione dei diversi scenari di transizione.

#### 4.3.1.1 Determinazione dei carichi elettrici e termici per HOMER Pro

I carichi annuali utilizzati nelle simulazioni sono ricostruiti a partire dalla domanda finale di energia riportata nel piano ISEAP (anno base 2005). Per il carico elettrico, si assume come electric load la domanda finale di elettricità dell'isola al netto del settore dei trasporti, ottenuta sommando i consumi dei settori residenziale, primario, secondario e terziario. Il valore annuale così determinato viene utilizzato per scalare un profilo orario rappresentativo (time series hourly) importato in HOMER Pro.

Settore	Elettricità finale (MWh/y)
Residenziale	4.921
Primario	768
Secondario	420
Terziario	6.005
<b>Totale electric load (HOMER)</b>	<b>12.113</b>

Tabella 19 - Carico elettrico annuale utilizzato in HOMER (ISEAP 2005, no trasporti)

Per quanto riguarda il settore termico, i fabbisogni non sono assunti direttamente come energia finale, ma sono ricostruiti in termini di **calore utile**. In particolare, i consumi finali dei vettori destinati agli usi termici (diesel, LPG, fuel oil e biomassa) sono convertiti in calore utile applicando rendimenti medi di conversione rappresentativi delle tecnologie di riferimento (caldaie convenzionali), mentre il contributo del solare termico è considerato integralmente come calore utile.

Vettore energetico	Energia finale (MWh/y)	Rendimento $\eta$ (assunto)	Calore utile (MWh_th/y)
Diesel	12.913	0,90	11.621,7
Fuel oil	143	0,85	121,6
LPG	1.137	0,90	1.023,3
Biomassa (baseline ISEAP)	2.644	0,80	2.115,2
Solare termico	1.085	1,00	1.085,0
<b>Totale calore utile</b>			<b>15.966,8</b>

Tabella 20 - Conversione dell'energia finale in calore utile (ISEAP 2005, no trasporti)

Il perimetro di modellazione include l'intero sistema elettrico e termico dell'isola, considerando i settori residenziale, primario, secondario e terziario. Il settore dei trasporti è escluso dalle simulazioni in HOMER Pro e analizzato separatamente, in quanto caratterizzato da vettori energetici, infrastrutture e dinamiche tecnologiche differenti rispetto al sistema elettrico e termico locale. Infine, ai fini del calcolo delle emissioni, la biomassa è considerata come fonte rinnovabile a bilancio neutro di CO<sub>2</sub>.

## 4.4 Scenari simulazioni Homer Pro

### 4.4.1 Scenario 0 – Baseline di riferimento

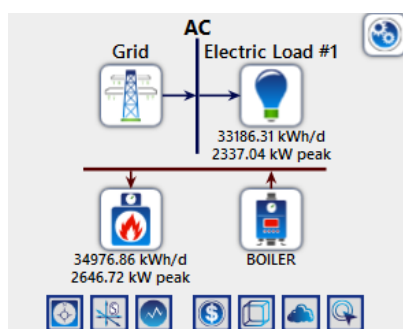


Figura 15 - Layout del modello in HOMER Pro (S0)

Lo Scenario 0 rappresenta lo scenario di riferimento dell'analisi e descrive lo stato attuale del sistema energetico dell'isola di Samotracia, ricostruito a partire dai dati disponibili nel piano ISEAP (anno base 2005).

In questa configurazione non sono introdotti interventi di transizione energetica né nuovi investimenti in tecnologie rinnovabili o sistemi di accumulo. L'obiettivo dello scenario è fornire una baseline quantitativa coerente su cui confrontare gli scenari successivi di decarbonizzazione e di progressiva autonomia energetica.

Nello Scenario 0 l'isola risulta totalmente dipendente dalla rete elettrica continentale per la copertura della domanda di elettricità, mentre il fabbisogno termico è soddisfatto prevalentemente tramite l'utilizzo di combustibili fossili, in linea con la configurazione energetica attuale descritta dai dati ISEAP.

I risultati principali dello Scenario 0 sono riportati in Tabella 20 e costituiscono il termine di confronto per la valutazione degli scenari alternativi, nei quali verranno analizzate diverse strategie di integrazione delle fonti rinnovabili, riduzione delle emissioni e aumento del grado di indipendenza energetica dell'isola.

Indicatore	Valore	Unità
Grid purchases	12.113,00	MWh/y
Grid sales	0,00	MWh/y
Boiler thermal output	12.766,55	MWh_th/y
Excess thermal	0,00	MWh_th/y
Boiler fuel use	1.441.571,00	L/y
CAPEX	0,00	€
Annual operating cost	3.936.250,00	€/y
NPC totale	38.525.440,00	€
LCOE elettrico	0,20	€/kWh
CO <sub>2</sub> stazionario (HOMER)	8.657.808,00	kg/y
RES fraction	0,00	%
Trasporti (energia)	3.020,00	MWh/y
CO <sub>2</sub> trasporti (fisso)	774.000,00	kg/y
CO <sub>2</sub> totale isola	9.431.808,00	kg/y
CO <sub>2</sub> totale isola	9.431,808	t/y

Tabella 21 - Risultati energetici, economici e ambientali (Scenario 0)

#### 4.4.2 Scenario 1 – Utilizzo della biomassa per la produzione di calore

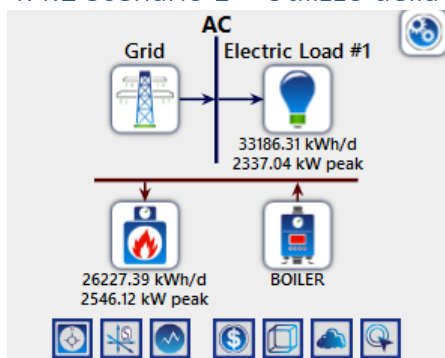


Figura 16 - Layout del modello in HOMER Pro (S1)

Lo Scenario 1 analizza una prima strategia di riduzione dei consumi di combustibili fossili nel settore termico, attraverso l'impiego della biomassa locale esclusivamente per la produzione di calore. In questo scenario la biomassa disponibile, pari a 6.636 MWh/y di energia finale, viene assegnata ex-ante al soddisfacimento dei fabbisogni termici dell'isola, riducendo di conseguenza il carico termico residuo coperto da caldaie alimentate a gasolio.

Dal punto di vista elettrico, la configurazione del sistema rimane invariata rispetto allo Scenario 0: l'intera domanda di elettricità continua a essere soddisfatta tramite importazione dalla rete continentale, senza introduzione di impianti rinnovabili elettrici o sistemi di accumulo. Il settore dei trasporti è mantenuto costante e contabilizzato separatamente, in coerenza con il perimetro di analisi adottato.

Lo Scenario 1 consente di isolare l'effetto della sostituzione parziale del gasolio nel settore termico, valutandone l'impatto sui consumi di combustibile, sui costi operativi e sulle emissioni di CO<sub>2</sub>, mantenendo invariato il resto del sistema energetico. I risultati principali sono riportati in Tabella 21 e costituiscono il riferimento per il confronto con gli scenari successivi di integrazione delle fonti rinnovabili elettriche.

Indicatore	Valore	Unità
Grid purchases	12.113,00	MWh/y
Grid sales	0,00	MWh/y
Boiler thermal output	9.573,00	MWh_th/y
Excess thermal	0,00	MWh_th/y
Boiler fuel use	1.080.962,00	L/y
CAPEX	IDK	€
Annual operating cost	3.557.611,00	€/y
NPC totale	34.819.560,00	€
LCOE elettrico	0,20	€/kWh
CO <sub>2</sub> stazionario (HOMER)	7.704.084,00	kg/y
RES fraction	0,00	%
Trasporti (energia)	3.020,00	MWh/y
CO <sub>2</sub> trasporti (fisso)	774.000,00	kg/y
CO <sub>2</sub> totale isola	8.478.084,00	kg/y
CO <sub>2</sub> totale isola	8.478,084	t/y

Tabella 22 - Risultati energetici, economici e ambientali (Scenario 1)

#### 4.4.3 Scenario 2 – Prima integrazione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico

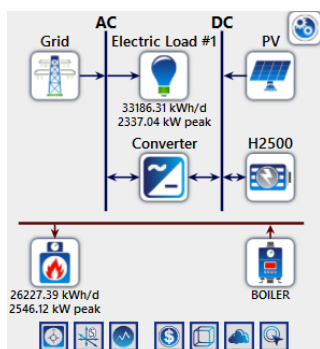


Figura 17 Layout del modello in HOMER Pro (S2)

Lo Scenario 2 rappresenta il primo scenario di reale transizione sostenibile anche nel settore elettrico, superando l'impostazione degli scenari precedenti, nei quali la decarbonizzazione era limitata esclusivamente al comparto termico. In questa configurazione viene introdotta una quota significativa di generazione rinnovabile elettrica locale, mantenendo l'isola interconnessa alla rete continentale.

Dal punto di vista termico, lo scenario mantiene invariata la struttura introdotta nello Scenario 1. La biomassa locale continua a essere impiegata esclusivamente per la produzione di calore, riducendo il fabbisogno residuo coperto da caldaie alimentate a gasolio. Questa scelta metodologica consente di isolare l'effetto dell'integrazione delle fonti rinnovabili elettriche, evitando sovrapposizioni con ulteriori interventi sul settore termico.

Nel settore elettrico, l'introduzione di impianti rinnovabili e sistemi di accumulo consente di coprire una quota rilevante della domanda elettrica dell'isola con produzione locale, riducendo in modo sostanziale la dipendenza dalle importazioni dalla rete. Pur rimanendo interconnesso, il sistema passa da una configurazione completamente dipendente dall'esterno a una in cui la rete svolge un ruolo di supporto e bilanciamento, e non più di unica fonte di approvvigionamento.

Questo scenario segna quindi un cambio di paradigma rispetto agli scenari precedenti: per la prima volta la transizione energetica coinvolge in modo diretto anche il settore elettrico, con effetti tangibili sia in termini economici sia ambientali. La riduzione delle emissioni di CO<sub>2</sub> associate al sistema stazionario e il miglioramento delle prestazioni economiche complessive confermano il ruolo centrale della generazione rinnovabile elettrica come leva di decarbonizzazione.

Nel complesso, lo Scenario 2 rappresenta una fase intermedia di transizione, in cui l'isola di Samotracia compie un primo passo concreto verso un sistema energetico più sostenibile, riducendo la dipendenza dai combustibili fossili e preparando il terreno per gli scenari successivi di maggiore integrazione delle fonti rinnovabili e di aumento del grado di autonomia energetica. I risultati principali sono riportati in Tabella 22.

Indicatore	Valore	Unità
Grid purchases	8.158,00	MWh/y
Grid sales	0,00	MWh/y
Boiler thermal output	9.573,00	MWh_th/y
Excess thermal	0,00	MWh_th/y
Boiler fuel use	1.080.962,00	L/y
CAPEX	2.625.000,00	€
Annual operating cost	2.416.645,00	€/y
NPC totale	33.886.220,00	€
LCOE elettrico	0,12	€/kWh
CO <sub>2</sub> stazionario (HOMER)	6.116.302,00	kg/y
RES fraction	35,20	%
Trasporti (energia)	3.020,00	MWh/y
CO <sub>2</sub> trasporti (fisso)	774.000,00	kg/y
CO <sub>2</sub> totale isola	6.890.302,00	kg/y

CO <sub>2</sub> totale isola	6.890,302	t/y
------------------------------	-----------	-----

Tabella 23 - Risultati energetici, economici e ambientali (Scenario 2)

#### 4.4.4 Scenario 3 – Incremento dell'autonomia energetica e riduzione dei consumi fossili

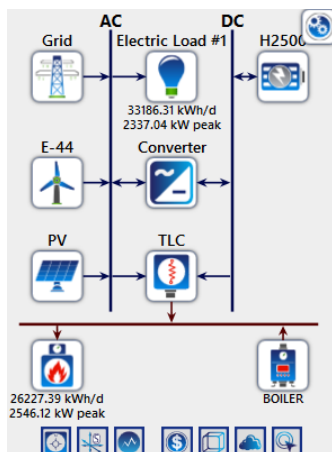


Figura 18 Layout del modello in HOMER Pro (S3)

Lo Scenario 3 rappresenta un'evoluzione dello Scenario 2 finalizzata ad aumentare ulteriormente l'autonomia energetica dell'isola attraverso una maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili nel settore elettrico e una riduzione progressiva dei consumi fossili complessivi. Coerentemente con la logica di transizione graduale adottata nel capitolo, l'isola rimane interconnessa alla rete continentale, ma il ruolo della rete viene ridimensionato: la domanda elettrica è coperta in misura crescente da generazione locale rinnovabile, con conseguente diminuzione delle importazioni annue. Parallelamente, lo scenario mira a ridurre il consumo di gasolio nel settore termico, diminuendo la quota di fabbisogno termico coperta dal boiler.

Dal punto di vista della modellazione, lo Scenario 3 introduce un meccanismo di valorizzazione del surplus elettrico rinnovabile. In particolare, la crescita della capacità rinnovabile (eolica e fotovoltaica) può generare, in alcune ore, una disponibilità elettrica superiore al carico istantaneo: in HOMER Pro tale quota può essere destinata a coprire parte del fabbisogno termico tramite Thermal Load Controller (TLC).

L'effetto complessivo dello Scenario 3 è quindi duplice. Da un lato, l'incremento della produzione rinnovabile locale riduce la dipendenza dalle importazioni di elettricità dalla rete. Dall'altro, la possibilità di convertire parte del surplus elettrico in calore consente di abbassare l'energia termica prodotta da gasolio, riducendo consumi di combustibile ed emissioni associate al sistema stazionario. Lo Scenario 3 si configura pertanto come uno scenario "ponte", in cui l'isola non è ancora autonoma, ma compie un ulteriore passo verso un assetto più rinnovabile e meno dipendente da fonti fossili. I risultati principali dello Scenario 3 sono riportati in Tabella 23.

Indicatore	Valore	Unità
Grid purchases	5.300,00	MWh/y
Grid sales	0	MWh/y
Boiler thermal output	7.307,02	MWh_th/y
Excess thermal	2.659,94	MWh_th/y
Boiler fuel use	825.092,00	L/y
CAPEX	5.097.333,00	€
Annual operating cost	1.706.486,00	€/y
NPC totale	27.157.950,00	€
LCOE elettrico	0,07	€/kWh
CO <sub>2</sub> stazionario (HOMER)	4.302.524,00	kg/y
RES fraction	68	%
Trasporti (energia)	3.020,00	MWh/y
CO <sub>2</sub> trasporti (fisso)	774.000,00	kg/y
CO <sub>2</sub> totale isola	5.076.524,00	kg/y
CO <sub>2</sub> totale isola	5.076,52	t/y

Tabella 24 - Risultati energetici, economici e ambientali (Scenario 3)

#### 4.4.5 Scenario 4 – Configurazione ad alta penetrazione rinnovabile e continuità di servizio

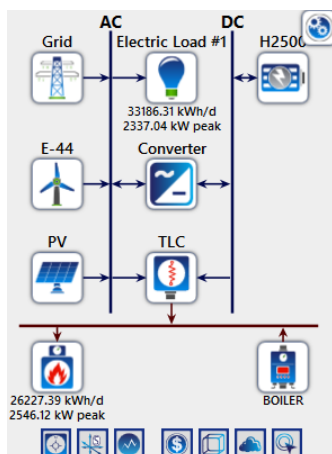


Figura 19 - Layout del modello in HOMER Pro (S4)

Lo Scenario 4 rappresenta lo stadio più avanzato del percorso di transizione simulato ed è orientato a massimizzare l'autonomia energetica del sistema stazionario dell'isola. In continuità con lo Scenario 3, l'obiettivo è ridurre ulteriormente la dipendenza dall'esterno attraverso l'azzeramento degli acquisti di energia elettrica dalla rete continentale e una contrazione addizionale dell'impiego di combustibili fossili nel settore termico. In questa configurazione, la copertura della domanda elettrica avviene tramite generazione locale rinnovabile (fotovoltaico ed eolico) supportata da sistemi di accumulo e conversione, mentre il fabbisogno termico è soddisfatto in misura crescente tramite valorizzazione della disponibilità rinnovabile, riducendo la quota residua coperta dal boiler a gasolio.

Dal punto di vista modellistico, lo Scenario 4 estende la logica di incremento della produzione rinnovabile e di gestione dei flussi energetici già introdotta negli scenari precedenti, con l'effetto di aumentare l'autoconsumo rinnovabile e ridurre simultaneamente sia le importazioni elettriche sia la produzione termica da gasolio. I risultati mostrano infatti che il sistema raggiunge acquisti annui di elettricità dalla rete pari a zero, indicando un funzionamento ordinario in cui il fabbisogno elettrico è coperto integralmente tramite risorse locali. Tuttavia, coerentemente con un'impostazione operativa prudentiale, la connessione alla rete e la caldaia a gasolio non vengono eliminate fisicamente, ma sono mantenute come risorse di back-up disponibili per far fronte a condizioni non ordinarie (ad esempio picchi di domanda, periodi prolungati con bassa disponibilità rinnovabile o indisponibilità temporanee di componenti). In tale prospettiva, la rete assume un ruolo analogo a quello del boiler: non costituisce la fonte principale di approvvigionamento energetico, ma una riserva di sicurezza che aumenta la robustezza del sistema e riduce il rischio di interruzioni del servizio. Nel funzionamento simulato, tale back-up non comporta acquisti elettrici dalla rete, mentre permane una quota residuale di copertura termica tramite gasolio, coerente con la logica di massima autonomia senza compromettere affidabilità e continuità operativa.

È inoltre opportuno evidenziare che, pur collocandosi nel segmento "massima autonomia" degli scenari analizzati, lo Scenario 4 non coincide con un sistema stazionario pienamente fossil-free: la presenza di un contributo termico residuo da caldaia implica che la frazione rinnovabile complessiva non raggiunge il 100%, ma si attesta su valori molto elevati. Il settore dei trasporti resta, come negli scenari precedenti, invariato e contabilizzato separatamente, mantenendo costanti consumi ed emissioni associate.

I risultati principali dello Scenario 4 sono riportati in Tabella 24 e mostrano:

- (i) l'azzeramento delle importazioni elettriche dalla rete nel funzionamento ordinario,
- (ii) un'ulteriore riduzione del consumo di gasolio per la produzione di calore rispetto allo Scenario 3,
- (iii) un incremento della frazione rinnovabile complessiva e
- (iv) un miglioramento delle performance economiche ed ambientali del sistema stazionario.

Indicatore	Valore	Unità
Grid purchases	0	MWh/y
Grid sales	0	MWh/y
Boiler thermal output	5.793,75	MWh_th/y
Excess thermal	4.186,98	MWh_th/y
Boiler fuel use	654.218,00	L/y
CAPEX	5.625.333,00	€
Annual operating cost	817.779,00	€/y
NPC totale	16.197.190,00	€
LCOE elettrico	0,01	€/kWh
CO <sub>2</sub> stazionario (HOMER)	1.730.248,00	kg/y
RES fraction	94	%
Trasporti (energia)	3.020,00	MWh/y
CO <sub>2</sub> trasporti (fisso)	774.000,00	kg/y
CO <sub>2</sub> totale isola	2.504.248,00	kg/y
CO <sub>2</sub> totale isola	2.504,25	t/y

Tabella 25 - Risultati energetici, economici e ambientali (Scenario 4)

#### 4.4.6 Recap scenari Homer

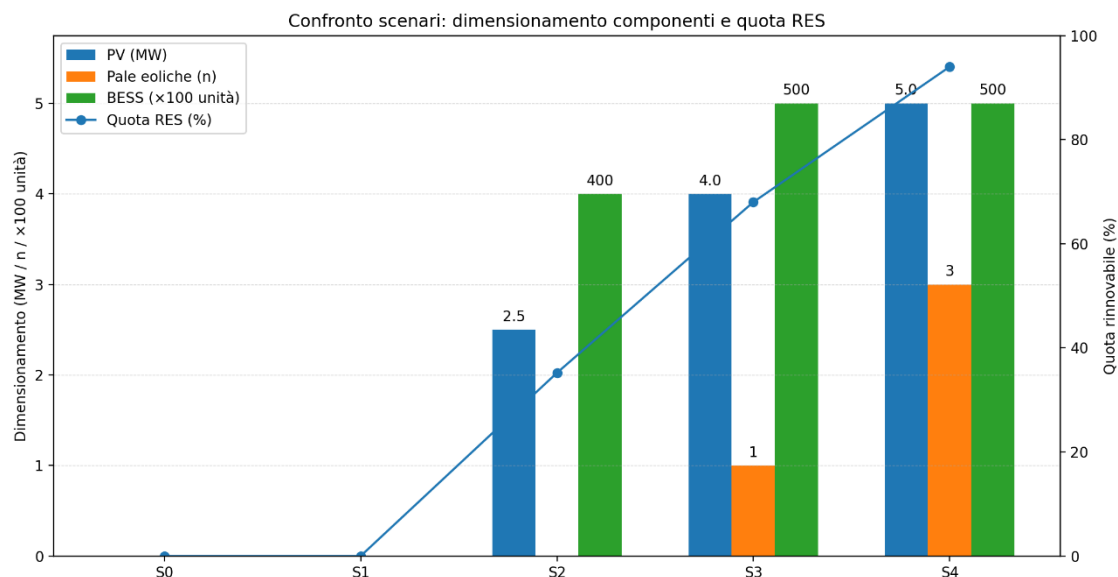


Figura 20 - Confronto Scenari

Nel complesso, le simulazioni evidenziano che il miglioramento di prestazioni ambientali ed economiche non dipende soltanto dall'introduzione di nuova capacità rinnovabile, ma soprattutto da come questa viene integrata nel sistema e resa "utilizzabile" attraverso flessibilità e gestione dei surplus.

Le configurazioni iniziali mostrano che intervenire sul solo comparto termico riduce consumi ed emissioni, ma non modifica la dipendenza elettrica; viceversa, l'integrazione delle rinnovabili nel settore elettrico diventa il vero driver di riduzione delle importazioni da rete e del costo dell'energia.

Gli scenari più avanzati mettono in luce un secondo ordine di effetti: all'aumentare della quota rinnovabile, crescono anche i fenomeni di surplus e la necessità di strumenti di bilanciamento (accumulo e conversione elettrico-termica), che permettono di ridurre ulteriormente sia gli

acquisti da rete sia la produzione termica da gasolio. In questo senso, il passaggio da S2 a S3–S4 non è solo un aumento di capacità installata, ma un’evoluzione della configurazione verso maggiore autoconsumo, flessibilità e autonomia operativa, con un chiaro trade-off tra investimento iniziale e riduzione dei costi operativi/emissioni. La Tabella 25 sintetizza le principali differenze di configurazione impiantistica e di costo tra gli scenari 0–4, evidenziando l’incremento progressivo di PV/eolico, accumulo e capacità di gestione dei surplus associato al miglioramento di NPC e LCOE.

Scenari	PV (kW)	Enercon E-44	BESS 20	Convertitore (kW)	TLC (kW)	CAPEX ( $\times 10^3$ €)	OPEX ( $\times 10^3$ €/anno)	NPC ( $\times 10^3$ €)	LCOE (€/kWh)
0	0	0	0	0	0	0	3.936	38.525	0,20
1	0	0	0	0	0	0	3.557	34.819	0,20
2	2500	0	400	1500	0	3.375	2.445	34.984	0,13
3	4000	1	500	500	500	8.375	1.806	31.732	0,11
4	5000	3	500	500	900	10.375	989	23.168	0,07

Tabella 26 - Configurazione impiantistica e costi (Scenari 0–4)

Il confronto economico tra scenari evidenzia una dinamica tipica dei percorsi di transizione: la riduzione dei costi ricorrenti avviene tramite uno spostamento progressivo dai costi variabili (acquisti da rete e combustibili) ai costi di capitale (investimenti in generazione rinnovabile, accumulo e componenti di conversione/gestione).

Gli scenari iniziali mostrano che è possibile ottenere un primo miglioramento economico intervenendo sul comparto termico senza modificare l’architettura elettrica, ma tale approccio non incide sul grado di dipendenza strutturale dal sistema esterno. Con l’introduzione delle rinnovabili elettriche, il beneficio economico si manifesta soprattutto nella compressione dei costi operativi e nella riduzione del costo dell’energia; tuttavia, nelle configurazioni intermedie l’aumento dell’investimento può far emergere un trade-off sul ciclo di vita, in cui il miglioramento non è ancora pienamente riflesso nell’indicatore di costo complessivo (NPC).

Il salto di qualità si osserva quando l’incremento di capacità rinnovabile è accompagnato da strumenti sufficienti di flessibilità e gestione (accumulo e/o conversione dei surplus), perché ciò permette di stabilizzare il sistema e trasformare la maggiore intensità di capitale in una riduzione netta dei costi lungo l’intero orizzonte di progetto. Nel complesso, la sequenza degli scenari mostra che la convenienza economica non dipende solo dalla quantità di rinnovabili installate, ma dalla combinazione tra generazione, capacità di bilanciamento e modalità di utilizzo dell’energia prodotta, che determina il punto in cui i risparmi sui costi annuali diventano sufficienti a giustificare l’investimento iniziale.

Scenario	Total annual cost (€)	NPC (€)	CAPEX iniziale (€)	LCOE (€/kWh)	CO2 (t/y)	Annual savings vs S0 (€)	ROI (%)	Payback (years)
0	3.936.250,00	38.525.440,00	0,00	0,20	9431,81	-	-	-
1	3.557.611,00	34.819.560,00	0,00	0,20	8478,08	378.639,00 €	-	-
2	2.445.176,00	34.984.940,00	3.375.000,00	0,13	6890,3	1.491.074,00 €	44,18%	2,26346915

3	1.806.780,00	31.732.180,00	8.375.000,00	0,11	5076,52	2.129.470,00 €	25,43%	3,932903492
4	989.612,00	23.168.230,00	10.375.000,00	0,07	2504,25	2.946.638,00 €	28,40%	3,520961856

Tabella 27 - Sintesi degli indicatori economici e ambientali per scenario (S0-S4)

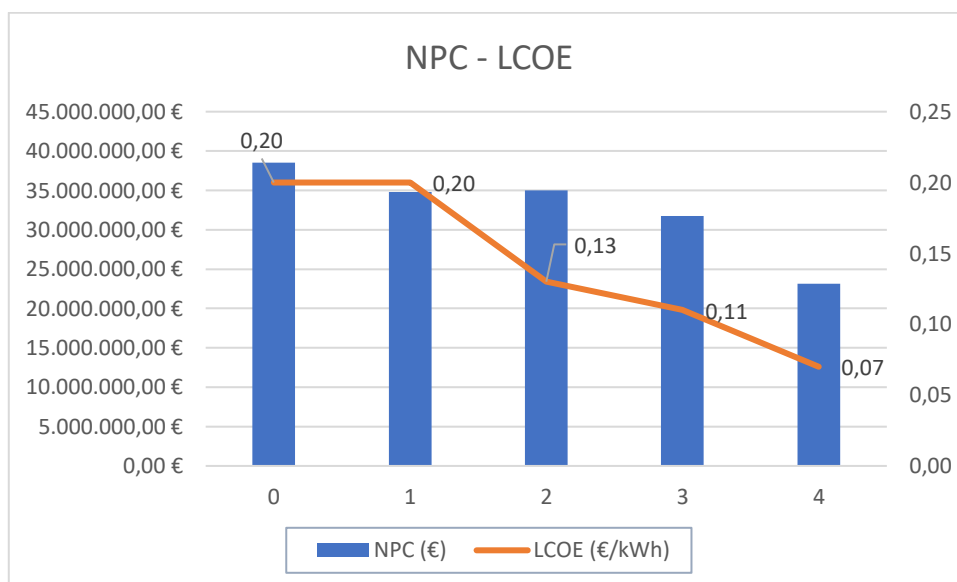


Figura 21 - Confronto tra NPC e LCOE nei diversi scenari (S0-S4)

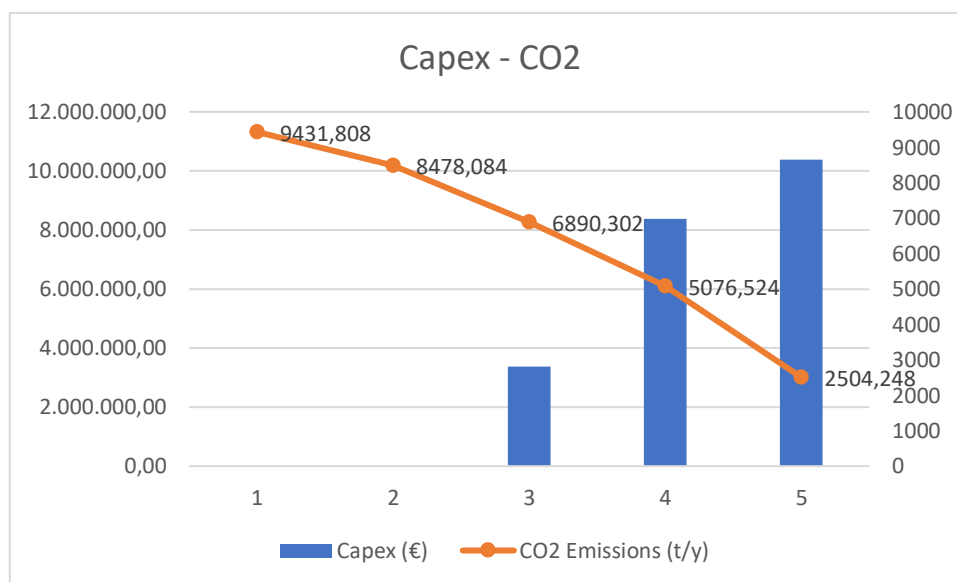


Figura 22 - Relazione tra investimento iniziale e performance ambientale (S0-S4)

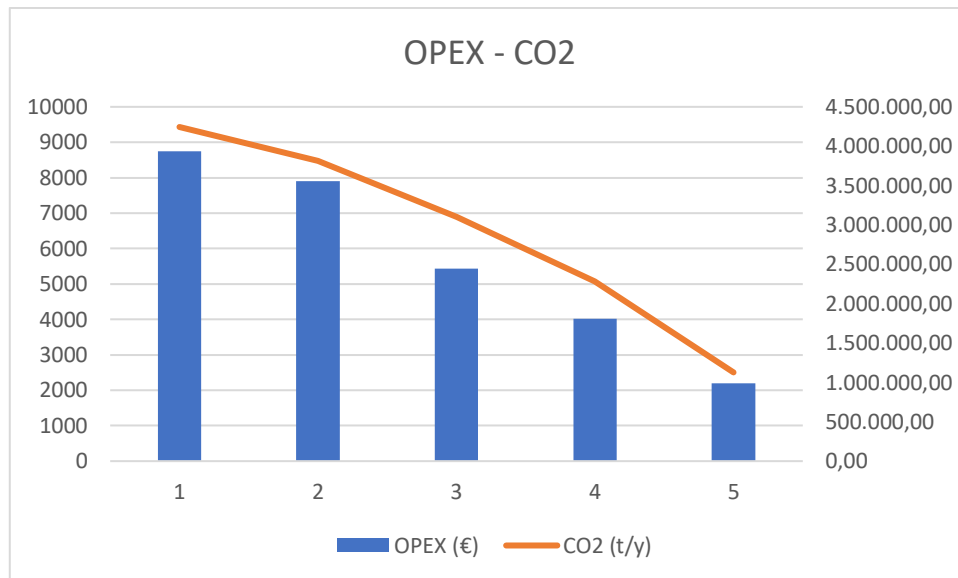


Figura 23 - Relazione tra costi di mantenimento e performance ambientale (S0–S4)

#### 4.5 Applicazione dell'approccio multicriteriale a confronti a coppie

In questa sezione vengono presentati e discussi i risultati ottenuti dall'applicazione dell'analisi multicriteriale a confronti a coppie agli scenari S0–S4. Il metodo multicriterio ha permesso di confrontare le diverse configurazioni energetiche tenendo conto di una serie di criteri economici, ambientali, sociali e tecnico-tecnologici, ognuno dei quali è stato attribuito un peso specifico, come discusso nel capitolo precedente. L'obiettivo è analizzare in che misura ciascuna alternativa soddisfa i criteri selezionati e, attraverso un processo di confronto a coppie, identificare l'alternativa preferibile.

##### 4.5.1 Definizione della matrice dei pesi

La prima fase consiste nell'assegnare un peso a ciascun criterio, il quale riflette la sua importanza relativa nel processo decisionale. I pesi sono stati determinati tenendo conto delle specifiche priorità del contesto insulare e dei fattori critici come l'efficienza economica, la sostenibilità ambientale, l'accettabilità sociale e l'affidabilità.

Gruppo	Peso gruppo	Criterio	Peso relativo	Peso globale
Economici	0,25	CAPEX	0,5	0,125
		NPC	0,3	0,075
		OPEX	0,2	0,05
Ambientali	0,3	Riduzione emissioni	0,7	0,21
		Impatti locali / suolo	0,3	0,09
Sociali	0,15	Accettabilità sociale	0,6	0,09

		Benefici sociali / lavoro	0,4	0,06
Tecnici	0,2	Disponibilità risorse	0,4	0,08
		Efficienza	0,25	0,05
		RES fraction	0,35	0,07
Altri	0,1	Sicurezza	0,6	0,06
		Affidabilità	0,4	0,04

Tabella 28 - Distribuzione dei pesi

I pesi sono stati assegnati dall'autore come ipotesi esplicita, sulla base di schemi e priorità ricorrenti nella letteratura sui sistemi energetici sostenibili in contesti insulari, mantenendo una struttura a due livelli che separa la priorità tra gruppi di criteri dalla ripartizione interna, così da rendere leggibile come cambierebbe il ranking al variare delle preferenze [59]. All'interno di ciascun gruppo, la ripartizione è stata guidata da un criterio semplice: hanno ricevuto un peso maggiore i criteri che incidono più direttamente

- (i) sulla fattibilità economica e realizzativa dello scenario
- (ii) sull'obiettivo centrale della transizione (riduzione delle emissioni)

I criteri che descrivono effetti importanti ma più "locali" o più dipendenti dalla configurazione progettuale sono stati mantenuti con peso inferiore.

1. Criteri economici (CAPEX, NPC, OPEX). Il peso maggiore assegnato al CAPEX riflette il ruolo dell'investimento iniziale come vincolo di ingresso: nei sistemi insulari, dove la scala è limitata e i costi unitari possono essere più alti, l'esborso iniziale condiziona la possibilità stessa di avviare il progetto [62]. Il NPC è stato mantenuto con un peso elevato ma inferiore perché consente di valutare la convenienza lungo l'intero ciclo di vita e quindi di non basare la scelta solo sull'investimento, includendo sostituzioni, gestione e consumi. L'OPEX è stato posto su un peso più contenuto perché, pur incidendo sulla sostenibilità operativa, raramente determina da solo la fattibilità iniziale rispetto al vincolo di investimento e al costo totale. [59], [61]
2. Criteri ambientali (riduzione emissioni, impatti locali/suolo). La riduzione delle emissioni è stata pesata come criterio principale perché rappresenta la finalità diretta della strategia di decarbonizzazione e differenzia in modo netto scenari con diverso mix tecnologico e diverso ricorso a generazione fossile [59], [61]. Gli impatti locali e di uso del suolo, pur rilevanti per autorizzazioni e qualità ambientale, sono stati mantenuti con peso inferiore perché tendono a dipendere in misura significativa da localizzazione, progettazione e misure di mitigazione e quindi risultano più "gestibili" a valle, mentre l'effetto sulle emissioni resta strutturale [59].
3. Criteri sociali (accettabilità sociale; benefici sociali/lavoro). L'accettabilità sociale è stata valorizzata perché nei contesti insulari la scala ridotta e la forte identità territoriale rendono più probabili dinamiche di opposizione che possono tradursi in ritardi, aumento

dei costi transattivi o blocco dei progetti; di conseguenza, la propensione della comunità ad accogliere l'alternativa incide direttamente sulla realizzabilità. I benefici sociali legati a occupazione e ricadute locali sono stati mantenuti con peso significativo ma inferiore perché spesso dipendono dalla filiera e dalla fase del progetto (maggiore intensità nella costruzione, minore a regime) e sono quindi più variabili tra contesti [62].

4. Criteri tecnici (disponibilità risorse; efficienza). La disponibilità della risorsa è stata pesata più dell'efficienza perché costituisce una condizione abilitante: livelli insufficienti o elevata variabilità di vento/sole aumentano la necessità di backup e storage e riducono la robustezza dello scenario. L'efficienza rimane importante per il dimensionamento e per contenere sprechi e curtailment, ma tende a incidere meno della disponibilità della risorsa nel determinare la stabilità complessiva del sistema
5. Altri criteri (sicurezza; affidabilità). La sicurezza energetica è stata posta leggermente sopra l'affidabilità perché, in un sistema isolato, la dipendenza dall'esterno (combustibili importati, catene logistiche vulnerabili, volatilità dei prezzi) rappresenta una criticità strutturale che la transizione mira esplicitamente a ridurre. L'affidabilità resta un criterio essenziale, ma è stata mantenuta con peso inferiore perché una parte della continuità del servizio viene già riflessa indirettamente dalle scelte tecniche e dalla disponibilità delle risorse, pur rimanendo utile come criterio autonomo per distinguere scenari con diversa resilienza operativa [61]. Nel complesso, la pesatura adottata privilegia i criteri che, secondo la letteratura applicata e la natura dei sistemi insulari, tendono a determinare la fattibilità e l'efficacia della decarbonizzazione (vincoli economici, riduzione emissioni, accettazione e condizioni tecniche di base), mantenendo comunque visibili e confrontabili gli impatti locali e le ricadute sociali [59], [61], [62].

La distribuzione dei pesi adottata nel presente studio non è stata definita in modo arbitrario, ma è stata costruita facendo riferimento a configurazioni di criteri e priorità già utilizzate nella letteratura sulla pianificazione energetica basata su metodi di multi-criteria decision analysis (MCDA). Numerosi studi che applicano tecniche come AHP, TOPSIS o modelli di somma pesata utilizzano strutture di criteri articolate nelle dimensioni economica, ambientale, tecnica e sociale per valutare scenari energetici alternativi. Ad esempio, applicazioni AHP per la valutazione delle tecnologie rinnovabili mostrano distribuzioni di peso comparabili tra queste dimensioni, con valori dell'ordine del 17–25% per criteri economici e tecnici e valori leggermente superiori per dimensioni ambientali e sociali [82]. Analogamente, studi di pianificazione energetica basati su modelli AHP-TOPSIS attribuiscono frequentemente il peso maggiore ai criteri ambientali, seguiti da dimensioni tecniche, sociali ed economiche, con valori indicativi rispettivamente intorno a 0.36, 0.24, 0.22 e 0.18 [83]. Le revisioni della letteratura evidenziano inoltre che queste quattro dimensioni costituiscono la struttura di criteri più utilizzata nelle applicazioni MCDA per la valutazione dei sistemi energetici sostenibili. In questo senso, la distribuzione dei pesi adottata nel modello si colloca all'interno di schemi di priorità già presenti negli studi scientifici, traducendo tali orientamenti in una configurazione esplicita e trasparente dei pesi utilizzati per il confronto tra scenari.

I pesi sono stati normalizzati in modo che la somma totale dei pesi dei criteri sia pari a 1. Questo approccio consente di bilanciare l'importanza tra i diversi gruppi di criteri e garantisce che nessun criterio, da solo, possa dominare il processo decisionale.

#### 4.5.2 Matrice degli Impatti

La matrice degli impatti costituisce la base informativa su cui vengono condotti i confronti tra alternative rispetto a ciascun criterio. In questo passaggio, ogni scenario (S0–S4) è valutato per ciascun criterio selezionato e la prestazione è rappresentata:

- tramite valori quantitativi (quando disponibili), oppure
- tramite scale ordinali costruite per il confronto tra scenari, espresse come categorie ordinate (basso–medio–alto) o come scala discreta a 5 livelli (1–5).

Coerentemente con l'impostazione metodologica descritta nel Capitolo 3, l'impiego di scale qualitative consente di rappresentare in modo strutturato criteri caratterizzati da una componente non pienamente quantificabile, mantenendo la comparabilità tra alternative all'interno della matrice degli impatti [68].

In entrambi i casi, i livelli esprimono un ordinamento di preferenza e non implicano distanze metriche tra i punteggi. Le categorie sono state definite in fase di impostazione metodologica e applicate in modo uniforme a tutti gli scenari [66], [67].

a/a	Criterio	Descrizione del criterio	Scala di misurazione	Direzione del criterio
K1	CAPEX	Costo relativo agli investimenti iniziali in infrastrutture e attrezzature	Scala ordinale a 5 livelli (1–5)	Costo
K2	NPC	Costo totale attualizzato del sistema, che tiene conto degli investimenti, della manutenzione e dei costi operativi	Scala ordinale a 5 livelli (1–5)	Costo
K3	OPEX	Costo operativo annuale per la manutenzione e gestione del sistema	Scala ordinale a 5 livelli (1–5)	Costo
K4	Impatto visivo	Impatto estetico e visivo delle infrastrutture sull'ambiente circostante	Categoria ordinale a 3 livelli (basso–medio–alto)	Costo
K5	Riduzione delle emissioni climalteranti (GHG)	Riduzione delle emissioni di gas serra (es. CO <sub>2</sub> , CH <sub>4</sub> , N <sub>2</sub> O) grazie all'adozione di fonti rinnovabili	Scala ordinale a 5 livelli (1–5)	Beneficio
K6	Creazione di posti di lavoro	Numero di nuovi posti di lavoro creati grazie all'implementazione	Categoria ordinale a 3 livelli (basso–medio–alto)	Beneficio

		del sistema energetico rinnovabile		
K7	Accettabilità sociale	Accettazione da parte della popolazione locale del progetto di energia rinnovabile	Scala ordinale a 5 livelli (1-5)	Beneficio
K8	Efficienza	Efficienza del sistema, ovvero la capacità di convertire e utilizzare l'energia senza sprechi	Scala ordinale a 5 livelli (1-5)	Beneficio
K9	Disponibilità delle risorse	Disponibilità e costanza delle risorse rinnovabili (energia solare, eolica, biomassa)	Categoria ordinale a 3 livelli (basso-medio-alto)	Beneficio
K10	Sicurezza	Sicurezza delle infrastrutture e capacità di prevenire incidenti o danni ambientali	Scala ordinale a 5 livelli (1-5)	Beneficio
K11	Affidabilità	Affidabilità del sistema nel garantire il servizio continuo con minimi tempi di inattività o manutenzione	Scala ordinale a 5 livelli (1-5)	Beneficio
K12	RES fraction	Quota di domanda energetica coperta da fonti rinnovabili (penetrazione RES nel mix del sistema); proxy di autonomia energetica	Scala ordinale a 5 livelli (1-5)	Beneficio

Tabella 29 - Descrizione e misurazione dei criteri definiti

La Tabella 29 riporta la matrice degli impatti per ciascun scenario, assegnando il punteggio di ogni alternativa:

	S0 (HOMER)	S1 (HOMER)	S2 (HOMER)	S3 (HOMER)	S4 (HOMER)	PESO	Direzione
K1	1	2	3	3	5	0,125	Costo
K2	5	4	3	2	1	0,075	Costo
K3	5	4	3	2	1	0,05	Costo
K4	Basso	Medio	Medio	Medio	Alto	0,09	Costo
K5	1	2	3	4	5	0,21	Beneficio

K6	Basso	Basso	Medio	Alto	Alto	0,06	Beneficio
K7	2	4	3	5	2	0,09	Beneficio
K8	2	3	4	4	5	0,05	Beneficio
K9	Basso	Medio	Medio	Alto	Medio	0,08	Beneficio
K10	3	4	4	5	2	0,06	Beneficio
K11	2	3	4	5	3	0,04	Beneficio
K12	1	2	3	4	5	0,07	Beneficio

Tabella 30 - Matrice degli impatti

#### 4.5.3 Confronto a coppie e calcolo dell'Indice di Concordanza

A partire dalla matrice degli impatti e dai pesi assegnati ai criteri, è stata costruita la matrice degli indici di concordanza  $C_{ik}$  attraverso un confronto sistematico a coppie tra gli scenari S0–S4. Per ciascuna coppia di alternative, il confronto è stato condotto criterio per criterio verificando se lo scenario di riga risultasse almeno altrettanto performante di quello di colonna, tenendo conto della direzione del criterio: per i criteri di beneficio è stata applicata la condizione  $z_i \geq z_k$ , mentre per i criteri di costo la condizione  $z_i \leq z_k$ . A ogni criterio che soddisfa tale condizione è stato assegnato valore 1, mentre agli altri valori 0; l'indice di concordanza  $C_{ik}$  è quindi ottenuto come somma dei pesi associati ai criteri concordanti.

In questo modo, ciascun valore di  $C_{ik}$ , compreso tra 0 e 1, rappresenta la quota di importanza complessiva dei criteri che supportano l'affermazione secondo cui lo scenario  $S_i$  non è peggiore di  $S_k$  nel confronto diretto. Il procedimento è stato ripetuto per tutte le coppie di scenari, e tramite la somma dei contributi concordi, moltiplicati per il proprio peso assegnato, si è ottenuta una matrice di concordanza completa:

	S0	S1	S2	S3	S4
S0	0	0,275	0,215	0,295	0,405
S1	0,715	0	0,555	0,295	0,475
S2	0,785	0,785	0	0,455	0,475
S3	0,595	0,705	0,635	0	0,405
S4	0,725	0,595	0,725	0,615	0

Tabella 31 - Matrice di concordanza

A titolo esemplificativo, nel confronto tra S1 e S0 si ottiene  $C_{10} = 0,715$ , indicando che S1 risulta almeno altrettanto performante di S0 su criteri che rappresentano complessivamente il 71,5% del peso totale, una volta considerata la distinzione tra criteri di costo e di beneficio. Viceversa,  $C_{01} = 0,275$  mostra che S0 "regge" il confronto con S1 solo sul 27,5% del peso dei criteri. Nel confronto diretto, S1 presenta quindi un vantaggio netto e sistematico su S0, coerente con la debolezza relativa di quest'ultimo scenario rispetto alle alternative analizzate. Questa asimmetria, tipica delle procedure di outranking, evidenzia relazioni di dominanza parziale che vengono poi sintetizzate nel passaggio successivo.

La matrice di concordanza costituisce infatti la base per il calcolo del net concordance index  $\sigma_{ij} = C_{ij} - C_{ji}$ , che trasforma i confronti asimmetrici in un indicatore di preferenza netta tra coppie di scenari e prepara la successiva aggregazione in un indice di performance complessiva.

#### 4.5.4 Net concordance index e indice di prestazione aggregato

A partire dalla matrice di concordanza (Tabella 30) è stato calcolato, per ciascuna coppia di scenari, il net concordance index  $\sigma_{ik} = C_{ik} - C_{ki}$ . Tale passaggio permette di trasformare la concordanza in una misura "netta", evidenziando in modo diretto quale alternativa risulti

preferibile nel confronto a coppie: valori positivi indicano preferenza di  $S_i$  rispetto a  $S_k$ , valori negativi indicano il contrario.

NCI	S0	S1	S2	S3	S4	$\Sigma$
S0	0	-0,44	-0,57	-0,3	-0,32	-1,63
S1	0,44	0	-0,23	-0,41	-0,12	-0,32
S2	0,57	0,23	0	-0,18	-0,25	0,37
S3	0,3	0,41	0,18	0	-0,21	0,68
S4	0,32	0,12	0,25	0,21	0	0,9

Tabella 32 - Net Performance Index Matrix

Come descritto nella sezione metodologica, a partire dalla matrice dei net concordance index è stato calcolato per ciascuno scenario l'indice di prestazione aggregato  $\Phi_i$  come somma dei valori  $\sigma_{ik}$  lungo la riga, considerando tutti i confronti con le altre alternative. Il termine  $\Sigma$  riportato nell'ultima colonna della Tabella 31 rappresenta quindi il saldo complessivo dei confronti a coppie: valori positivi indicano che lo scenario risulta, nel complesso, preferibile rispetto agli altri, mentre valori negativi indicano una performance complessivamente inferiore.

Sulla base dei valori ottenuti, lo scenario S4 mostra il saldo più elevato  $\Phi_4 = 0,90$  e risulta quindi l'alternativa complessivamente più performante nel set di criteri adottato. Segue S3  $\Phi_3 = 0,68$ , che evidenzia un vantaggio netto rispetto alla maggior parte delle alternative, e successivamente S2  $\Phi_2 = 0,37$ . Lo scenario S1 presenta invece un saldo lievemente negativo  $\Phi_1 = -0,32$ , risultando mediamente sfavorito nei confronti diretti, mentre S0 è nettamente dominato  $\Phi_0 = -1,63$ , confermandosi l'alternativa meno performante. Ne deriva il ranking finale:

$$S4 > S3 > S2 > S1 > S0$$

#### 4.5.5 Analisi di sensibilità dei pesi

L'assegnazione dei pesi rappresenta una componente fondamentale nei modelli di analisi multicriteriale, in quanto influisce direttamente sul punteggio aggregato delle alternative e quindi sul ranking finale degli scenari. Anche quando i pesi sono definiti sulla base della letteratura e di ipotesi esplicite, è buona pratica verificare se i risultati del modello rimangano stabili al variare delle preferenze decisionali. Per questo motivo è stata condotta un'analisi di sensibilità sui pesi, con l'obiettivo di valutare la robustezza del ranking delle alternative rispetto a diverse configurazioni di priorità tra i gruppi di criteri.

L'analisi di sensibilità consiste nel modificare la distribuzione dei pesi tra i gruppi di criteri mantenendo invariata la struttura dei criteri e la ripartizione relativa interna a ciascun gruppo. In questo modo è possibile osservare se le conclusioni del modello dipendono in modo critico da una specifica configurazione dei pesi oppure se il ranking delle alternative risulta relativamente stabile anche in presenza di preferenze decisionali differenti.

La configurazione di riferimento dei pesi, utilizzata nel modello base, assegna un peso pari a 0,30 ai criteri ambientali, 0,25 ai criteri economici, 0,20 ai criteri tecnici, 0,15 ai criteri sociali e 0,10 ai criteri relativi a sicurezza e affidabilità. A partire da questa configurazione sono stati costruiti diversi scenari di sensibilità che simulano possibili variazioni nelle priorità decisionali, ad esempio nel caso in cui il decisore attribuisca maggiore importanza agli impatti ambientali, alla fattibilità economica o alla robustezza tecnica del sistema.

Scenario	Economici	Ambientali	Sociali	Tecnici	Altri
Base	0,25	0,30	0,15	0,20	0,10
Priorità ambientale	0,20	0,40	0,15	0,15	0,10
Priorità economica	0,35	0,20	0,15	0,20	0,10
Priorità tecnica	0,20	0,25	0,15	0,30	0,10

Tabella 33 - Scenari di sensibilità sui pesi

Gli scenari di sensibilità rappresentano diverse possibili prospettive decisionali. Ad esempio, lo scenario di priorità ambientale simula un contesto in cui la riduzione delle emissioni e gli impatti ambientali rappresentano il principale criterio di scelta, mentre lo scenario di priorità economica rappresenta una situazione in cui il decisore privilegia la sostenibilità finanziaria del progetto. Analogamente, lo scenario di priorità tecnica consente di valutare come cambierebbe il ranking delle alternative nel caso in cui il decisore attribuisse maggiore importanza alla disponibilità delle risorse e alla robustezza del sistema energetico.

Per ciascuna configurazione di pesi è stato ricalcolato l'intero procedimento MCDA utilizzato nel modello. In particolare, sono stati determinati i nuovi pesi globali dei criteri, è stata ricostruita la matrice di concordanza e sono stati ricalcolati gli indici di performance aggregata delle alternative. Questo consente di confrontare il ranking risultante nei diversi scenari e di verificare se le conclusioni del modello siano sensibili alla variazione delle preferenze.

Scenario pesi	Ranking
Base	S4 > S3 > S2 > S1 > S0
Priorità ambientale	S4 > S3 > S2 > S1 > S0
Priorità economica	S3 > S4 > S2 > S1 > S0
Priorità tecnica	S3 > S4 > S2 > S1 > S0

Tabella 34 - Ranking delle alternative nei diversi scenari di pesatura

Le variazioni osservate riguardano principalmente il confronto tra gli scenari S3 e S4. Nella configurazione base e nello scenario con priorità ambientale lo scenario S4 risulta l'alternativa preferibile. Tuttavia, quando aumenta il peso attribuito ai criteri economici o tecnici, lo scenario S3 assume la prima posizione. Questo risultato indica che le due alternative presentano prestazioni complessivamente molto competitive e che la preferibilità relativa dipende in parte dalle priorità del decisore.

In tutti gli scenari analizzati, tuttavia, S3 e S4 rimangono stabilmente le alternative migliori, mentre gli scenari S0 e S1 mantengono prestazioni inferiori. Questo suggerisce che le differenze tra le alternative non dipendono esclusivamente da una specifica configurazione dei pesi, ma riflettono prestazioni complessivamente differenti rispetto ai diversi criteri di valutazione.

Nel complesso, l'analisi di sensibilità conferma quindi una buona robustezza del modello decisionale. Pur modificando in modo significativo la distribuzione dei pesi tra i gruppi di criteri, la struttura generale del ranking rimane stabile e le principali conclusioni dell'analisi non risultano alterate. Questo rafforza la solidità metodologica dell'approccio adottato e suggerisce che i risultati ottenuti non dipendono in modo critico da una specifica ipotesi di pesatura, ma rappresentano una valutazione coerente delle alternative considerate.

#### 4.5.6 Interpretazione dei risultati

Il ranking ottenuto attraverso il net concordance index e l'indice di prestazione aggregato  $\Phi_i$  va interpretato come l'esito delle priorità incorporate nella struttura dei criteri e nei pesi adottati, dunque come una preferenza condizionata dal quadro decisionale definito e non come una soluzione "ottima" in senso assoluto. In particolare, i risultati rendono trasparente quali dimensioni determinano la preferenza tra scenari e quali trade-off risultano accettati (o rifiutati) implicitamente dalla ponderazione.

Sulla base dei valori di  $\Phi_i$ , lo scenario S4 emerge come alternativa complessivamente più performante ( $\Phi_4 = 0,90$ ), seguito da S3 ( $\Phi_3 = 0,68$ ) e S2 ( $\Phi_2 = 0,37$ ). S1 presenta un saldo lievemente negativo ( $\Phi_1 = -0,32$ ), mentre S0 risulta nettamente dominato ( $\Phi_0 = -1,63$ ). Ne deriva il ranking finale  $S4 > S3 > S2 > S1 > S0$ , che segnala una preferenza crescente verso configurazioni con maggiore contributo rinnovabile e migliori prestazioni ambientali e tecnico-operative, pur a fronte di compromessi economici e di implementazione.

L'interpretazione qualitativa dei risultati evidenzia che la priorità accordata a riduzione delle emissioni e quota di copertura rinnovabile (RES fraction) tende a favorire gli scenari più avanzati dal punto di vista della transizione energetica. In questo senso, S4 risulta prioritario perché massimizza la traiettoria "deep decarbonization": nel confronto a coppie accumula vantaggio su criteri che rappresentano il nucleo della trasformazione del sistema (decarbonizzazione e autonomia energetica). Tuttavia, il posizionamento di S3 al secondo posto è metodologicamente rilevante perché suggerisce l'esistenza di uno scenario "ponte" che combina benefici ambientali significativi con una struttura più compatibile con vincoli di implementazione. In termini qualitativi, la differenza tra S4 e S3 può essere letta come un trade-off tra massimizzazione della penetrazione rinnovabile (S4) e realizzabilità complessiva (S3), intesa come equilibrio tra prestazioni energetiche, fattibilità operativa e tollerabilità degli impatti territoriali e sociali.

Questa lettura consente di collegare in modo diretto i risultati alle criticità che motivano l'analisi. In un contesto insulare, le criticità tipiche includono:

- (i) dipendenza da fonti fossili/importate e vulnerabilità ai prezzi,
- (ii) vincoli logistici e manutentivi che riducono la resilienza del sistema,
- (iii) limiti territoriali e paesaggistici che amplificano il costo sociale degli impatti,
- (iv) la necessità di soluzioni che mantengano un livello adeguato di affidabilità del servizio.

Alla luce di tali criticità, gli scenari in testa al ranking risultano coerenti perché: riducono l'esposizione strutturale alle importazioni energetiche attraverso una maggiore quota di generazione rinnovabile (risposta alla vulnerabilità economica), rafforzano la coerenza tecnico-operativa del sistema (risposta alla fragilità manutentiva e gestionale) e migliorano la performance ambientale (risposta alla criticità climatica). Al tempo stesso, l'emersione di S3 come alternativa altamente competitiva indica che una traiettoria di transizione può essere perseguita anche evitando soluzioni percepite come eccessivamente invasive o complesse da implementare, tema particolarmente critico nei contesti dove l'accettabilità e i vincoli territoriali sono determinanti.

Dal punto di vista della sensitività, la struttura dei risultati suggerisce che variazioni moderate dei pesi difficilmente ribalterebbero le posizioni estreme, soprattutto la debolezza relativa di S0 e la competitività complessiva di S3–S4. La sensibilità è invece più elevata nel confronto tra alternative "alte" ma vicine per profilo prestazionale: in tali casi, piccoli spostamenti di priorità

(ad esempio maggiore enfasi su CAPEX o su criteri di implementazione come accettabilità/impatti locali) possono rendere S3 preferibile a S4, mentre una forte enfasi su decarbonizzazione e quota rinnovabile tende a consolidare la leadership di S4. Ne consegue che il ranking non va letto come una gerarchia rigida, ma come una mappa di preferenze: S4 rappresenta l'opzione di massima ambizione climatica, mentre S3 rappresenta l'opzione di transizione con migliore bilanciamento tra prestazioni e vincoli.

In sintesi, l'analisi multicriteriale non fornisce una risposta prescrittiva, ma esplicita in modo tracciabile le conseguenze associate a priorità differenti. In particolare, rende evidente che, in un sistema insulare, la scelta tra gli scenari più avanzati dipende dal punto di equilibrio che si intende perseguire tra riduzione delle emissioni e autonomia energetica, da un lato, e condizioni di implementazione (costi iniziali, impatti territoriali e accettabilità), dall'altro.

## 5. Conclusioni

Il presente lavoro ha analizzato il tema dello sviluppo sostenibile nelle isole e nei piccoli Stati, con particolare attenzione al potenziale di integrazione delle fonti energetiche rinnovabili in sistemi caratterizzati da isolamento geografico, forte dipendenza dalle importazioni di combustibili fossili e vulnerabilità ai cambiamenti climatici. L'obiettivo della tesi è stato duplice: da un lato valutare, attraverso un'analisi tecnico-economica supportata da simulazioni energetiche, la fattibilità di una maggiore penetrazione delle fonti rinnovabili in un caso studio insulare; dall'altro costruire un quadro metodologico strutturato che possa costituire una base di riferimento per studi analoghi in altri contesti insulari.

La revisione della letteratura ha evidenziato come le isole rappresentino sistemi energetici peculiari, nei quali i costi dell'energia e la fragilità infrastrutturale coesistono con un'elevata disponibilità di risorse rinnovabili, in particolare biomassa, solare ed eolico. È emerso inoltre come tali territori possano fungere da ambienti sperimentali per soluzioni tecnologiche e modelli di governance innovativi, grazie alla dimensione contenuta del sistema e alla maggiore controllabilità delle variabili in gioco.

L'analisi dei consumi energetici e la ricostruzione del profilo di domanda hanno permesso di identificare i settori prioritari di intervento e di definire indicatori utili alla modellazione degli scenari alternativi. L'individuazione delle barriere ha mostrato come le criticità siano multidimensionali: accanto agli aspetti tecnici, quali intermittenza e limiti della rete, assumono rilievo determinante fattori economici, istituzionali e sociali, che influenzano la realizzabilità concreta della transizione.

Attraverso la simulazione di diversi scenari di integrazione tra fotovoltaico, eolico, biomassa e sistemi di accumulo, è stato possibile valutare l'impatto delle differenti configurazioni in termini di copertura della domanda, riduzione della dipendenza dai combustibili fossili e sostenibilità economica complessiva. I risultati mostrano che un mix energetico opportunamente dimensionato e supportato da sistemi di accumulo può incrementare in modo significativo l'autonomia energetica e la resilienza del sistema elettrico insulare, pur richiedendo un'attenta pianificazione e adeguati strumenti di supporto politico-istituzionale.

Oltre ai risultati applicativi, la ricerca ha permesso di strutturare un percorso analitico replicabile, articolato in cinque fasi: analisi dello stato dell'arte, raccolta e sistematizzazione dei dati energetici, identificazione delle barriere e dei fattori critici di successo, modellazione di scenari alternativi e valutazione comparativa dei risultati. Tale schema metodologico costituisce

uno degli esiti centrali del lavoro e può rappresentare una guida operativa per future analisi energetiche in sistemi insulari o in piccoli Stati con caratteristiche analoghe.

Per quanto riguarda le prospettive future, ulteriori sviluppi potrebbero riguardare l'estensione del modello a un campione più ampio di isole, al fine di rafforzarne la validità comparativa, nonché l'integrazione di indicatori ambientali e socio-economici più dettagliati. Inoltre, l'evoluzione delle tecnologie di accumulo, delle microgrid intelligenti e delle soluzioni basate sull'idrogeno verde potrebbe modificare in modo significativo le traiettorie di transizione nei contesti insulari, rendendo necessario un aggiornamento continuo dei modelli di simulazione.

In conclusione, il lavoro evidenzia come le isole non siano soltanto territori vulnerabili, ma possano assumere un ruolo strategico nella sperimentazione di sistemi energetici sostenibili. La combinazione tra analisi empirica e strutturazione metodologica consente di trasformare il caso studio in un riferimento operativo più ampio, contribuendo alla definizione di percorsi concreti verso la decarbonizzazione nei sistemi energetici isolati.

## Bibliografia

- [1] A. Jain, S. Yamujala, A. Gaur, P. Das, R. Bhakar, e J. Mathur, «Power sector decarbonization planning considering renewable resource variability and system operational constraints», *Appl. Energy*, vol. 331, p. 120404, feb. 2023, doi: 10.1016/j.apenergy.2022.120404.
- [2] K. Tigas *et al.*, «Wide scale penetration of renewable electricity in the Greek energy system in view of the European decarbonization targets for 2050», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 42, pp. 158–169, feb. 2015, doi: 10.1016/j.rser.2014.10.007.
- [3] M. Khalid, «Smart grids and renewable energy systems: Perspectives and grid integration challenges», *Energy Strategy Rev.*, vol. 51, p. 101299, gen. 2024, doi: 10.1016/j.esr.2024.101299.
- [4] N. Mlilo, J. Brown, e T. Ahfock, «Impact of intermittent renewable energy generation penetration on the power system networks – A review», *Technol. Econ. Smart Grids Sustain. Energy*, vol. 6, fasc. 1, p. 25, dic. 2021, doi: 10.1007/s40866-021-00123-w.
- [5] P. A. Østergaard, N. Duic, Y. Noorollahi, e S. Kalogirou, «Latest progress in Sustainable Development using renewable energy technology», *Renew. Energy*, vol. 162, pp. 1554–1562, dic. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2020.09.124.
- [6] N. U. Blum, R. Sryantoro Wakeling, e T. S. Schmidt, «Rural electrification through village grids—Assessing the cost competitiveness of isolated renewable energy technologies in Indonesia», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 22, pp. 482–496, giu. 2013, doi: 10.1016/j.rser.2013.01.049.
- [7] Z. Wang, X. Lin, N. Tong, Z. Li, S. Sun, e C. Liu, «Optimal planning of a 100% renewable energy island supply system based on the integration of a concentrating solar power plant and desalination units», *Int. J. Electr. Power Energy Syst.*, vol. 117, p. 105707, mag. 2020, doi: 10.1016/j.ijepes.2019.105707.
- [8] E. Semshchikov, M. Negnevitsky, J. Hamilton, e X. Wang, «Cost-Efficient Strategy for High Renewable Energy Penetration in Isolated Power Systems», *IEEE Trans. Power Syst.*, vol. 35, fasc. 5, pp. 3719–3728, set. 2020, doi: 10.1109/TPWRS.2020.2975236.
- [9] G. He, J. Lin, F. Sifuentes, X. Liu, N. Abhyankar, e A. Phadke, «Rapid cost decrease of renewables and storage accelerates the decarbonization of China’s power system», *Nat. Commun.*, vol. 11, fasc. 1, p. 2486, mag. 2020, doi: 10.1038/s41467-020-16184-x.
- [10] I. Miranda, N. Silva, e H. Leite, «A Holistic Approach to the Integration of Battery Energy Storage Systems in Island Electric Grids With High Wind Penetration», *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 7, fasc. 2, pp. 775–785, apr. 2016, doi: 10.1109/TSTE.2015.2497003.
- [11] P. Marocco, D. Ferrero, E. Martelli, M. Santarelli, e A. Lanzini, «An MILP approach for the optimal design of renewable battery-hydrogen energy systems for off-grid insular communities», *Energy Convers. Manag.*, vol. 245, p. 114564, ott. 2021, doi: 10.1016/j.enconman.2021.114564.
- [12] G. N. Psarros e S. A. Papathanassiou, «Generation scheduling in island systems with variable renewable energy sources: A literature review», *Renew. Energy*, vol. 205, pp. 1105–1124, mar. 2023, doi: 10.1016/j.renene.2023.01.099.
- [13] «Renewables 2024 – Analysis», IEA. Consultato: 19 febbraio 2026. [Online]. Disponibile su: <https://www.iea.org/reports/renewables-2024>
- [14] «Renewables 2023 – Analysis», IEA. Consultato: 19 febbraio 2026. [Online]. Disponibile su: <https://www.iea.org/reports/renewables-2023>
- [15] P. A. Østergaard, N. Duic, Y. Noorollahi, e S. Kalogirou, «Advances in renewable energy for sustainable development», *Renew. Energy*, vol. 219, p. 119377, dic. 2023, doi: 10.1016/j.renene.2023.119377.

- [16] P. A. Østergaard, N. Duic, Y. Noorollahi, e S. A. Kalogirou, «Recent advances in renewable energy technology for the energy transition», *Renew. Energy*, vol. 179, pp. 877–884, dic. 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.07.111.
- [17] «Net Zero by 2050 – Analysis - IEA». Consultato: 19 febbraio 2026. [Online]. Disponibile su: <https://www.iea.org/reports/net-zero-by-2050>
- [18] P. Danieli, G. Carraro, G. Volpato, E. D. Cin, A. Lazzaretto, e M. Masi, «Guidelines for minimum cost transition planning to a 100% renewable multi-regional energy system», *Appl. Energy*, vol. 357, p. 122497, mar. 2024, doi: 10.1016/j.apenergy.2023.122497.
- [19] T. Akan, «Can renewable energy mitigate the impacts of inflation and policy interest on climate change?», *Renew. Energy*, vol. 214, pp. 255–289, set. 2023, doi: 10.1016/j.renene.2023.05.023.
- [20] C. M. Huynh e T. N. Phan, «Climate change and income inequality: Does renewable energy matter?», *Renew. Energy*, vol. 233, p. 121147, ott. 2024, doi: 10.1016/j.renene.2024.121147.
- [21] E. Bompard *et al.*, «An electricity triangle for energy transition: Application to Italy», *Appl. Energy*, vol. 277, p. 115525, nov. 2020, doi: 10.1016/j.apenergy.2020.115525.
- [22] J. Hamilton, M. Negnevitsky, X. Wang, e S. Lyden, «High penetration renewable generation within Australian isolated and remote power systems», *Energy*, vol. 168, pp. 684–692, feb. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2018.11.118.
- [23] D. Newbery, «National Energy and Climate Plans for the island of Ireland: wind curtailment, interconnectors and storage», *Energy Policy*, vol. 158, p. 112513, nov. 2021, doi: 10.1016/j.enpol.2021.112513.
- [24] C. G. Meza, C. Zuluaga Rodríguez, C. A. D’Aquino, N. B. Amado, A. Rodrigues, e I. L. Sauer, «Toward a 100% renewable island: A case study of Ometepe’s energy mix», *Renew. Energy*, vol. 132, pp. 628–648, mar. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.07.124.
- [25] H. Adun *et al.*, «Decarbonization of EU energy sector: techno-feasibility analysis of 100% renewables by 2050 in Cyprus», *Clean Technol. Environ. Policy*, vol. 24, fasc. 9, pp. 2801–2824, nov. 2022, doi: 10.1007/s10098-022-02356-4.
- [26] I. Kougias, S. Szabó, A. Nikitas, e N. Theodossiou, «Sustainable energy modelling of non-interconnected Mediterranean islands», *Renew. Energy*, vol. 133, pp. 930–940, apr. 2019, doi: 10.1016/j.renene.2018.10.090.
- [27] G. Tzanes *et al.*, «Assessing the Status of Electricity Generation in the Non-Interconnected Islands of the Aegean Sea Region», *Energy Procedia*, vol. 159, pp. 424–429, feb. 2019, doi: 10.1016/j.egypro.2018.12.065.
- [28] S. Chandak e P. K. Rout, «The implementation framework of a microgrid: A review», *Int. J. Energy Res.*, vol. 45, fasc. 3, pp. 3523–3547, mar. 2021, doi: 10.1002/er.6064.
- [29] K. Anoune, M. Bouya, A. Astito, e A. B. Abdellah, «Sizing methods and optimization techniques for PV-wind based hybrid renewable energy system: A review», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 93, pp. 652–673, ott. 2018, doi: 10.1016/j.rser.2018.05.032.
- [30] H. Schermeyer, C. Vergara, e W. Fichtner, «Renewable energy curtailment: A case study on today’s and tomorrow’s congestion management», *Energy Policy*, vol. 112, pp. 427–436, gen. 2018, doi: 10.1016/j.enpol.2017.10.037.
- [31] M. Barbaro e R. Castro, «Design optimisation for a hybrid renewable microgrid: Application to the case of Faial island, Azores archipelago», *Renew. Energy*, vol. 151, pp. 434–445, mag. 2020, doi: 10.1016/j.renene.2019.11.034.
- [32] A. Olson, R. A. Jones, E. Hart, e J. Hargreaves, «Renewable Curtailment as a Power System Flexibility Resource», *Electr. J.*, vol. 27, fasc. 9, pp. 49–61, nov. 2014, doi: 10.1016/j.tej.2014.10.005.
- [33] H. Klinge Jacobsen e S. T. Schröder, «Curtailment of renewable generation: Economic optimality and incentives», *Energy Policy*, vol. 49, pp. 663–675, ott. 2012, doi: 10.1016/j.enpol.2012.07.004.

- [34] T.-T. Ku e C.-S. Li, «Implementation of Battery Energy Storage System for an Island Microgrid With High PV Penetration», *IEEE Trans. Ind. Appl.*, vol. 57, fasc. 4, pp. 3416–3424, lug. 2021, doi: 10.1109/TIA.2021.3075655.
- [35] B. V. Solanki, K. Bhattacharya, e C. A. Canizares, «A Sustainable Energy Management System for Isolated Microgrids», *IEEE Trans. Sustain. Energy*, vol. 8, fasc. 4, pp. 1507–1517, ott. 2017, doi: 10.1109/TSTE.2017.2692754.
- [36] A. D. Feio, F. C. Da Silva, M. A. Teixeira, A. C. Lopes Maria, e G. B. S. Da Silva, «Viability of renewable energy integration in isolated systems in Brazil – A case study at Trindade Island (Espírito Santo, Brazil)», *Renew. Energy*, vol. 222, p. 119805, feb. 2024, doi: 10.1016/j.renene.2023.119805.
- [37] H. He *et al.*, «Potential and economic viability of green hydrogen production from seawater electrolysis using renewable energy in remote Japanese islands», *Renew. Energy*, vol. 202, pp. 1436–1447, gen. 2023, doi: 10.1016/j.renene.2022.12.046.
- [38] D. Blanco, Y. Rivera, C. Berna-Escriche, e J. L. Muñoz-Cobo, «Economy decarbonization using green hydrogen and electricity, forecasts and sensitivity analysis for the Canarian Islands in 2040», *J. Energy Storage*, vol. 80, p. 110232, mar. 2024, doi: 10.1016/j.est.2023.110232.
- [39] T. Hasan *et al.*, «A study on green hydrogen-based isolated microgrid», *Energy Rep.*, vol. 8, pp. 259–267, nov. 2022, doi: 10.1016/j.egy.2022.10.105.
- [40] G. P. Gitrakos, T. D. Tsoutsos, P. G. Mouchtaropoulos, G. D. Naxakis, e G. Stavrakakis, «Sustainable energy planning based on a stand-alone hybrid renewableenergy/hydrogen power system: Application in Karpathos island, Greece», *Renew. Energy*, vol. 34, fasc. 12, pp. 2562–2570, dic. 2009, doi: 10.1016/j.renene.2009.05.019.
- [41] A. M. Rupiper, R. Good, G. J. Miller, e F. Loge, «Mitigating renewables curtailment and carbon emissions in California through water sector demand flexibility», *J. Clean. Prod.*, vol. 437, p. 140373, gen. 2024, doi: 10.1016/j.jclepro.2023.140373.
- [42] K. Maciejowska, W. Nitka, e T. Weron, «Enhancing load, wind and solar generation for day-ahead forecasting of electricity prices», *Energy Econ.*, vol. 99, p. 105273, lug. 2021, doi: 10.1016/j.eneco.2021.105273.
- [43] M. Sharifzadeh, A. Sikinioti-Lock, e N. Shah, «Machine-learning methods for integrated renewable power generation: A comparative study of artificial neural networks, support vector regression, and Gaussian Process Regression», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 108, pp. 513–538, lug. 2019, doi: 10.1016/j.rser.2019.03.040.
- [44] E. Dallavalle, M. Cipolletta, V. Casson Moreno, V. Cozzani, e B. Zanuttigh, «Towards green transition of touristic islands through hybrid renewable energy systems. A case study in Tenerife, Canary Islands», *Renew. Energy*, vol. 174, pp. 426–443, ago. 2021, doi: 10.1016/j.renene.2021.04.044.
- [45] M. Żołądek, R. Figaj, A. Kafetzis, e K. Panopoulos, «Energy-economic assessment of self-sufficient microgrid based on wind turbine, photovoltaic field, wood gasifier, battery, and hydrogen energy storage», *Int. J. Hydrog. Energy*, vol. 52, pp. 728–744, gen. 2024, doi: 10.1016/j.ijhydene.2023.04.327.
- [46] N. Skopetou *et al.*, «Energy analysis and environmental impact assessment for self-sufficient non-interconnected islands: The case of Nisyros island», *J. Clean. Prod.*, vol. 447, p. 141647, apr. 2024, doi: 10.1016/j.jclepro.2024.141647.
- [47] O. Christopoulou *et al.*, «Autonomy in Small Islands in the Frame of Their Sustainable Development Exploring Biomass Energy Potential in Samothrace (Greece)», *Int. J. Sustain. Green Energy*, vol. 6, pp. 9–17, gen. 2015, doi: 10.11648/j.ijrse.2015060401.12.
- [48] F. A. Batzias, D. Sidiras, e E. K. Spyrou, «Evaluating livestock manures for biogas production: A GIS based method», *Renew. Energy*, vol. 30, pp. 1161–1176, lug. 2005, doi: 10.1016/j.renene.2004.10.001.

- [49] «Photovoltaic Geographical Information System (PVGIS) - Joint Research Centre». Consultato: 19 febbraio 2026. [Online]. Disponibile su: [https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis\\_en](https://joint-research-centre.ec.europa.eu/photovoltaic-geographical-information-system-pvgis_en)
- [50] «CRES | Division of Renewable Energy Sources». Consultato: 19 febbraio 2026. [Online]. Disponibile su: [http://www.cres.gr/cres/pages/address/address\\_ape\\_uk.html](http://www.cres.gr/cres/pages/address/address_ape_uk.html)
- [51] T. Lambert, P. Gilman, e P. Lilienthal, «Micropower system modeling with HOMER», in *Integration Alternative Sources Energy*, vol. 1, 2006, pp. 379–418. doi: 10.1002/0471755621.ch15.
- [52] M. Manfren, P. Caputo, e G. Costa, «Paradigm shift in urban energy systems through distributed generation: Methods and models», *Appl. Energy*, vol. 88, fasc. 4, pp. 1032–1048, apr. 2011, doi: 10.1016/j.apenergy.2010.10.018.
- [53] D. Connolly, H. Lund, B. V. Mathiesen, e M. Leahy, «A review of computer tools for analysing the integration of renewable energy into various energy systems», *Appl. Energy*, vol. 87, fasc. 4, pp. 1059–1082, apr. 2010, doi: 10.1016/j.apenergy.2009.09.026.
- [54] DAFNI – Network of Aegean Islands for Sustainability, «ISLAND SUSTAINABLE ENERGY ACTION PLAN ISLAND OF SAMOTHRACE», apr. 2012.
- [55] «Enercon E-44 - 900,00 kW - Turbina eolica». Consultato: 19 febbraio 2026. [Online]. Disponibile su: <https://it.wind-turbine-models.com/turbines/531-enercon-e-44>
- [56] K. Hansen, C. Breyer, e H. Lund, «Status and Perspectives on 100% Renewable Energy Systems», *Energy*, vol. 175, mar. 2019, doi: 10.1016/j.energy.2019.03.092.
- [57] N. Duic e M. Carvalho, «Increasing renewable energy sources in island energy supply: Case study Porto Santo», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 8, pp. 383–399, ago. 2004, doi: 10.1016/j.rser.2003.11.004.
- [58] R. Sen e S. C. Bhattacharyya, «Off-grid electricity generation with renewable energy technologies in India: An application of HOMER», *Renew. Energy*, vol. 62, pp. 388–398, feb. 2014, doi: 10.1016/j.renene.2013.07.028.
- [59] J.-J. Wang, Y.-Y. Jing, C.-F. Zhang, e J.-H. Zhao, «Review on multi-criteria decision analysis aid in sustainable energy decision-making», *Renew. Sustain. Energy Rev.*, vol. 13, fasc. 9, pp. 2263–2278, dic. 2009, doi: 10.1016/j.rser.2009.06.021.
- [60] M. Drechsler, «Multi-Criteria Analysis for Policy Evaluation», in *The European Impact Assessment and the Environment*, 2010, pp. 119–129. doi: 10.1007/978-3-642-11670-4\_6.
- [61] M. Beccali, M. Cellura, e M. Mistretta, «Decision-making in energy planning. Application of the Electre method at regional level for the diffusion of renewable energy technology», *Renew. Energy*, vol. 28, fasc. 13, pp. 2063–2087, ott. 2003, doi: 10.1016/S0960-1481(03)00102-2.
- [62] K. Nigim, N. Munier, e J. Green, «Pre-feasibility MCDM tools to aid communities in prioritizing local viable renewable energy sources», *Renew. Energy*, vol. 29, fasc. 11, pp. 1775–1791, set. 2004, doi: 10.1016/j.renene.2004.02.012.
- [63] J. C. Mourmouris, C. Potolias, e J. G. Fantidis, «Evaluation of Renewable Energy Sources Exploitation at remote regions, using Computing Model and Multi-Criteria Analysis: A Case-Study in Samothrace, Greece», *Int. J. Renew. Energy Res.*, vol. 2, fasc. 2, pp. 307–316, giu. 2012.
- [64] F. Topaloğlu, «Analytic network process (ANP) based decision support tool for nuclear power plant location and reactor type selection», *Nucl. Eng. Technol.*, vol. 57, fasc. 3, p. 103228, mar. 2025, doi: 10.1016/j.net.2024.09.031.
- [65] «A method for the assessment of the visual impact caused by the large-scale deployment of renewable-energy facilities | Request PDF», *ResearchGate*, doi: 10.1016/j.eiar.2009.10.004.
- [66] S. S. Stevens, «On the Theory of Scales of Measurement», *Science*, vol. 103, fasc. 2684, pp. 677–680, 1946.

- [67] J. Figueira, S. Greco, B. Roy, e R. Słowiński, «An overview of ELECTRE methods and their recent extensions», *J. Multi-Criteria Decis. Anal.*, vol. 20, apr. 2013, doi: 10.1002/mcda.1482.
- [68] H. Moshkovich, A. Mechitov, e D. Olson, «Verbal Decision Analysis», vol. 233, pp. 609–637, gen. 2016, doi: 10.1007/978-1-4939-3094-4\_15.
- [69] «Samothrace | Greece, Statue, Temple Complex, Winged Victory, & Facts | Britannica». Consultato: 22 febbraio 2026. [Online]. Disponibile su: <https://www.britannica.com/place/Samothrace>
- [70] M. Fischer-Kowalski, M. Löw, D. Noll, P. Petridis, e N. Skoulikidis, «Samothraki in Transition: A Report on a Real-World Lab to Promote the Sustainability of a Greek Island», *Sustainability*, vol. 12, fasc. 5, p. 1932, gen. 2020, doi: 10.3390/su12051932.
- [71] T. Fetzl, P. Petridis, D. Noll, S. J. Singh, e M. Fischer-Kowalski, «Reaching a socio-ecological tipping point: Overgrazing on the Greek island of Samothraki and the role of European agricultural policies», *Land Use Policy*, vol. 76, pp. 21–28, lug. 2018, doi: 10.1016/j.landusepol.2018.04.042.
- [72] V. Vlami *et al.*, «Residents' Views on Landscape and Ecosystem Services during a Wind Farm Proposal in an Island Protected Area», *Sustainability*, vol. 12, fasc. 6, p. 2442, gen. 2020, doi: 10.3390/su12062442.
- [73] MINISTRY OF DEVELOPMENT, «Energy Office Aegean», presentato al HELLENIC REPUBLIC, feb. 2009. [Online]. Disponibile su: [http://www.cres.gr/kape/pdf/download/Energy\\_Outlook\\_2009\\_EN%20.pdf](http://www.cres.gr/kape/pdf/download/Energy_Outlook_2009_EN%20.pdf)
- [74] O. Christopoulou *et al.*, «Autonomy in Small Islands in the Frame of Their Sustainable Development Exploring Biomass Energy Potential in Samothrace (Greece)», *Int. J. Sustain. Green Energy*, vol. 6, pp. 9–17, gen. 2015, doi: 10.11648/j.ijrse.2015060401.12.
- [75] «Agriculture, Livestock, Fishery - ELSTAT». Consultato: 22 febbraio 2026. [Online]. Disponibile su: <https://www.statistics.gr/en/statistics/agr>
- [76] «Typical calorific values of fuels», Forest Research. Consultato: 22 febbraio 2026. [Online]. Disponibile su: <https://www.forestresearch.gov.uk/tools-and-resources/fthr/biomass-energy-resources/reference-biomass/facts-figures/typical-calorific-values-of-fuels/>
- [77] «What Capacity and Size of Industrial Biomass Boiler Do You Need?», Taishan Group. Consultato: 22 febbraio 2026. [Online]. Disponibile su: <https://coalbiomassboiler.com/industrial-biomass-boiler-capacity-size/>
- [78] F. A. Batzias, D. K. Sidiras, e E. K. Spyrou, «Evaluating livestock manures for biogas production: a GIS based method», *Renew. Energy*, vol. 30, fasc. 8, pp. 1161–1176, lug. 2005, doi: 10.1016/j.renene.2004.10.001.
- [79] F. A. Batzias, D. K. Sidiras, e E. K. Spyrou, «Evaluating livestock manures for biogas production: a GIS based method», *Renew. Energy*, vol. 30, pp. 1161–1176, gen. 2005, doi: 10.1016/j.renene.2004.10.001.
- [80] «ΤΙΜΕΣ ΔΙΥΛΙΣΤΗΡΙΟΥ». Consultato: 21 febbraio 2026. [Online]. Disponibile su: <https://oil.gge.gov.gr/>
- [81] «Prices & Tariffs», ΠΑΑΕΥ Επέργεια. Consultato: 20 febbraio 2026. [Online]. Disponibile su: <https://www.raaey.gr/energeia/en/consumers/prices/>
- [82] C. R. Algarín, A. P. Llanos, e A. O. Castro, «An analytic hierarchy process based approach for evaluating renewable energy sources».
- [83] C. Jiao, O. Alfarraj, A. Tolba, J. Yu, e J. H. Park, «Integrated AHP–TOPSIS model for renewable energy planning in low-carbon port Cities: Implications for marine pollution mitigation», *Mater. Today Sustain.*, vol. 33, p. 101302, mar. 2026, doi: 10.1016/j.mtsust.2026.101302.