

ALMA MATER STUDIORUM – Università degli studi di Bologna

FACOLTÀ DI INGEGNERIA

Corso di Laurea Specialistica in
INGEGNERIA GESTIONALE

Tesi di Laurea in
**ANALISI E PROGETTAZIONE DEI
PROCESSI ORGANIZZATIVI LS**

**Il settore Energy & Utilities: un
modello di business per il recupero
dell'efficienza nella gestione del
Cliente**

Relatore

Chiar.mo Prof. ALESSANDRO GRANDI

Candidato

NEVIO ROCCHI

Correlatori

Prof. ANDREA ZANONI

Ing. ALESSANDRO ROMANI

Anno Accademico 2008 / 2009

Sessione II

Indice

PREFAZIONE	7
INTRODUZIONE	9
CAPITOLO 1. IL SETTORE ENERGY & UTILITIES	13
1.1 ENERGY & UTILITIES: UN SETTORE IN RAPIDO MUTAMENTO	13
1.2 IL QUADRO GENERALE DEL SETTORE	16
1.2.1 <i>La prospettiva geografica</i>	16
1.2.2 <i>La prospettiva di business</i>	17
1.2.3 <i>La prospettiva proprietaria</i>	19
CAPITOLO 2. LE FILIERE PRODUTTIVE DEI PRINCIPALI SERVIZI	22
2.1 ENERGIA ELETTRICA	22
2.1.1 <i>Domanda</i>	22
2.1.2 <i>L'offerta di elettricità e la struttura del settore elettrico</i>	25
2.1.3 <i>Importazione e generazione</i>	26
2.1.4 <i>Trasmissione e distribuzione</i>	28
2.1.5 <i>Dispacciamento</i>	29
2.1.6 <i>Caratteristiche tecniche del settore elettrico</i>	30
2.1.7 <i>Il mercato elettrico</i>	32
2.1.8 <i>Gli attori del mercato</i>	37
2.1.9 <i>I percorsi di sviluppo e gli operatori principali</i>	40
2.2 GAS NATURALE	44
2.2.1 <i>Approvvigionamento</i>	45
2.2.2 <i>Trasporto</i>	48
2.2.3 <i>Stoccaggio e dispacciamento</i>	50
2.2.4 <i>Distribuzione e vendita</i>	51
2.2.5 <i>Gli attori del mercato</i>	55
2.3 IL TELERISCALDAMENTO	58
2.4 I SERVIZI IDRICI	61
2.5 I SERVIZI AMBIENTALI	65
2.6 I TRASPORTI PUBBLICI LOCALI	68
2.7 LA TARIFFA IGIENE AMBIENTALE (TIA)	71
2.7.1 <i>Da tassa a tariffa: l'evoluzione di un servizio</i>	71
2.7.2 <i>Funzionamento</i>	72
CAPITOLO 3. PANORAMICA NORMATIVA	75
3.1 MERCATO ELETTRICO	75
3.1.1 <i>Implicazioni normative sul mercato finale della vendita</i>	78
3.2 GAS NATURALE	85
3.3 UNBUNDLING	87

CAPITOLO 4. QUADRO TARIFFARIO.....	90
4.1 LA FORMAZIONE DEL PREZZO DELL'ELETTRICITÀ.....	90
4.1.1 <i>Misura</i>	92
4.1.2 <i>Tariffa di trasmissione</i>	94
4.1.3 <i>Componenti tariffarie A, UC e MCT</i>	98
4.1.4 <i>Tariffa di fornitura</i>	99
4.1.5 <i>Oneri di dispacciamento</i>	101
4.1.6 <i>Prezzi per le utenze domestiche</i>	102
4.2 LA FORMAZIONE DEL PREZZO DEL GAS	104
4.2.1 <i>Le componenti del prezzo del gas</i>	104
4.2.2 <i>Prezzi del mercato libero</i>	106
4.2.3 <i>Prezzo medio nazionale per il consumatore domestico tipo</i>	108
 CAPITOLO 5. STRATEGIE COMPETITIVE E PRINCIPALI TENDENZE DELLE PUBLIC UTILITIES	 112
5.1 LE SCELTE STRATEGICHE DELLE UTILITIES	112
5.1.1 <i>L'assetto regolatore</i>	112
5.1.2 <i>Le infrastrutture a rete</i>	113
5.1.3 <i>Il rischio gestionale</i>	114
5.1.4 <i>La sfida ambientale</i>	115
5.1.5 <i>Globalizzazione e nuovi player</i>	115
5.2 LE TENDENZE PRINCIPALI DEL COMPARTO.....	116
5.2.1 <i>L'evoluzione della domanda</i>	116
5.2.2 <i>Fattori critici di successo</i>	118
5.2.3 <i>Le acquisizioni</i>	119
5.2.4 <i>Alleanze e aggregazioni nel settore dei servizi pubblici locali</i>	121
5.2.5 <i>Le diverse tipologie di alleanze che coinvolgono le local utilities</i>	123
 CAPITOLO 6. IL CRM NELLE UTILITIES: CONTESTO DI RIFERIMENTO E PROSPETTIVE FUTURE.....	 129
6.1 IL RUOLO DELL'IT NELLE UTILITIES	129
6.2 L'IMPORTANZA DEL CLIENTE: IL MODELLO 'CUSTOMER CENTRIC'	130
6.3 IL CRM NELLE UTILITIES: SPUNTI DI RIFLESSIONE	133
6.4 I PUNTI DI FORZA DELLA SOLUZIONE PER IL CRM DI ENGINEERING	134
 CAPITOLO 7. L'AMBIENTE DI SVILUPPO DELL'IDEA.....	 139
7.1 CHI È ENGINEERING INGEGNERIA INFORMATICA S.P.A.	139
7.1.1 <i>La storia</i>	141
7.1.2 <i>Il personale</i>	141
7.1.3 <i>Offerta: una presenza IT a 360 gradi</i>	142
7.2 LA DIVISIONE ENERGY & UTILITIES	144
7.2.1 <i>System & Business integration</i>	145
7.2.2 <i>Application Maintenance</i>	146
7.2.3 <i>I principali clienti della divisione</i>	146

CAPITOLO 8. LA MISURA DELLA REDDITIVITÀ DEL SEGMENTO RESIDENZIALE	149
8.1 ASSETTO DELL'ATTUALE MERCATO ELETTRICO RESIDENZIALE	149
8.2 UN MODELLO DI VALUTAZIONE DELLA REDDITIVITÀ.....	150
8.2.1 <i>Possibili soluzioni alla questione della bassa redditività</i>	158
8.3 IL COST TO SERVE E LE SUE COMPONENTI	159
8.4 UN ESEMPIO DI RIDUZIONE DEL COST TO SERVE: LA METODOLOGIA LEAN.....	161
 CAPITOLO 9. LA SFIDA DELL'EFFICIENZA E DELLA QUALITÀ PER IL CLIENTE	 168
9.1 IL CAMBIAMENTO DI MENTALITÀ NECESSARIO.....	168
9.2 L'ASSETTO DELL'ATTUALE MERCATO LIBERO MASS MARKET	170
9.3 L'IDEA: UNA COMMUNITY DEL MERCATO ENERGY	180
 CONCLUSIONI	 194
 BIBLIOGRAFIA.....	 198

PREFAZIONE

Il contenuto del presente Lavoro riassume l'attività di studio e di progetto nell'ambito del mercato Energy&Utilities, svolta presso la sede di Bologna di Engineering Ingegneria Informatica S.p.A., terzo operatore IT in Italia in software e servizi.

In una realtà di alto livello del mercato IT italiano sono venuto a conoscenza del mercato Energy&Utilities, comprendendo quali sono gli operatori, le soluzioni tecnologiche e i processi principali che lo caratterizzano. Inoltre, sono venuto a contatto con le scelte strategiche ed operative della divisione, sia direttamente, attraverso l'affiancamento dei diversi tutor che mi sono stati assegnati in questi mesi, sia indirettamente, attraverso l'ascolto delle tematiche trattate giornalmente dai consulenti e dai tecnici di Engineering, ma anche dai responsabili e dipendenti delle aziende clienti.

Una di queste scelte strategiche costituisce il modello di business a cui ho lavorato in prima persona e che presenterò alla fine del presente Lavoro.

Il criterio di fondo che ha ispirato la stesura di questo Lavoro è la sintesi. Il mercato delle Utilities presenta così tante complessità che ripercorrerlo con precisione in tutti i suoi elementi caratteristici risulta veramente arduo, in particolare per il peso crescente della normativa, in continuo cambiamento e a cui le aziende che operano nelle utilities devono costantemente adeguarsi. Pertanto, partendo anche dal fatto che il modello di business è nato per il settore dell'energia elettrica, darò più ampio spazio a questo mercato piuttosto che alle altre Utilities, come si vedrà durante la lettura dei capitoli.

Il tirocinio formativo di sei mesi in una realtà di alto livello del panorama italiano mi ha permesso a tutti gli effetti di completare la mia formazione universitaria, rendendomi così pronto al mercato del lavoro e ad affrontare ogni giorno nuove ed interessanti sfide.

La difficoltà è stata soprattutto quella di immergermi in un ambiente nuovo, con ritmi di lavoro frenetici ma totalmente organizzati, dove ogni singola attività è pianificata giornalmente, cercando quindi sempre di rispettare le scadenze imposte spesso dal cliente, oltre che alla difficoltà, forse ancor più grande, di integrarmi con personalità differenti, rispettando il loro diverso modo di operare e di approcciare i problemi di ogni giorno, ma mantenendo sempre grande umiltà e volontà di apprendere.

Fortunatamente, la preparazione ottenuta in questi anni di ingegneria gestionale, oltre a numerose esperienze personali, è stata fondamentale, fornendomi le basi e la sicurezza per affrontare ogni circostanza.

Nel presentare questo Lavoro desidero esprimere la mia riconoscenza e il mio più grande affetto ai miei genitori, che mi hanno sostenuto economicamente in questi anni di studio, permettendomi inoltre di affrontare numerose situazioni in piena libertà e autonomia. Dedico pertanto questo mio primo traguardo, oltre che a me stesso, a loro, in onore della fiducia e degli insegnamenti che mi hanno trasmesso direttamente e indirettamente in tutti questi anni della mia vita.

Nevio Rocchi

INTRODUZIONE

Il settore dell'Energy & Utilities continua ad attraversare un momento storico di grande dinamicità, sia in ambito nazionale, sia a livello internazionale. In particolare, si registra una profonda trasformazione che evolve dai modelli tradizionali del sistema pubblico e monopolistico verso le sfide della concorrenza crescente.

La recente liberalizzazione del mercato, le nuove regolamentazioni, le fusioni d'azienda, la nascita di nuovi competitors e l'outsourcing conducono a un cambiamento profondo del quadro di riferimento, rendendo critica la necessità di rispondere con nuove professionalità al fabbisogno di competenze specialistiche.

Nuove importanti operazioni (recentemente concluse o attualmente in corso di valutazione) testimoniano il persistere della necessità, da parte degli operatori del settore, di rafforzare il proprio posizionamento strategico e competitivo anche attraverso la realizzazione di operazioni di carattere straordinario.

In un settore che premia sempre più le dimensioni e l'efficienza operativa, tali operazioni sono finalizzate a massimizzare l'estrazione di valore da un più efficace presidio delle diverse fasi della catena, sia a livello *upstream* (ovvero produzione e importazione di materie prime, gas ed energia elettrica), sia a livello *downstream* (distribuzione e vendita ai clienti finali).

Pertanto, oggi più che mai, adottare strategie e tecniche di marketing e pricing vincenti è un fattore di vitale importanza per mantenere ed ampliare il proprio bacino d'utenza.

Il dinamismo che caratterizza oggi il settore risulta tanto più rilevante ed interessante se confrontato con la sostanziale stabilità ed uniformità di comportamenti che hanno caratterizzato le imprese del comparto fino a qualche tempo fa, quando vincoli normativi e confini settoriali ben definiti ne limitavano fortemente l'operatività. La varietà delle scelte strategiche attuate dalle imprese del settore, ed alcune attualmente in fase di sviluppo, può essere interpretata come la risultante del progressivo venir meno dei numerosi vincoli giuridici, politici e regolatori, che limitavano fortemente l'autonomia aziendale nella definizione delle strategie di sviluppo.

Il nuovo contesto regolatorio ha accresciuto notevolmente i gradi di libertà nell'agire strategico delle imprese. I processi di liberalizzazione e privatizzazione creano minacce e, allo stesso tempo, nuove opportunità di business tanto per i vecchi operatori quanto per i

nuovi entranti e impongono la ricerca di nuovi modelli di business. Oltre a favorire l'entrata di nuovi soggetti imprenditoriali, l'apertura dei settori alla concorrenza ha spinto gli *incumbent* alla ricerca di nuovi percorsi di sviluppo, allo scopo di rispondere efficacemente al sistema di vincoli/opportunità derivante dalla competizione crescente. Ne deriva l'esigenza di un profondo cambiamento strategico, organizzativo e soprattutto culturale nel rinnovato scenario contraddistinto dalla transizione dal monopolio alla competizione. Il perseguimento di nuovi percorsi di sviluppo richiede l'implementazione di processi di ampia portata, a tutti i livelli dell'organizzazione. Si registrano, pertanto, profonde innovazioni negli assetti organizzativi, nei modelli di gestione aziendale, nel management e nelle competenze chiave delle imprese.

Il presente lavoro si inserisce in questo quadro complesso e si propone l'obiettivo di analizzare l'attuale mercato dell'energia per individuarne i driver al cambiamento e presentare un innovativo modello di business per le aziende di vendita, con lo scopo di recuperare efficienza nella gestione del cliente finale, cercando di quantificarne i vantaggi potenziali.

Oggetti di indagine sono il Cliente ed i processi e gli attori caratterizzanti i settori dell'energia elettrica e del gas in particolare, che possono essere considerati sufficientemente omogenei sotto diversi punti di vista. Tale omogeneità si fonda, innanzitutto, sulla condivisione delle medesime peculiarità tecnologiche e produttive e sulle notevoli sinergie tecniche e commerciali che li caratterizzano. Infatti, anche alla luce delle opzioni strategiche perseguite dalle imprese, è più opportuno raggruppare i due business nell'unico e più ampio settore dell'energia. L'omogeneità riguarda anche obiettivi, oggetto e modalità della regolamentazione, date le forti analogie tecnologiche e di processo in tutte le fasi della filiera. Nell'analisi si fa talvolta riferimento sia a grandi player nazionali ed internazionali sia ad imprese di servizi pubblici locali, dal momento che il settore si caratterizza per la rilevante presenza di entrambe le tipologie di operatori.

Il lavoro si suddivide in 9 capitoli: dopo una breve introduzione sul settore Energy&Utilities, nei primi quattro capitoli ho voluto mostrare come sono strutturate le filiere produttive dei principali servizi, quali sono i principali attori del mercato, richiamare i principali aspetti normativi che hanno modificato in maniera decisiva il settore ed infine presentare, in maniera più coincisa possibile, alcuni elementi tariffari, valutando in particolare la formazione del prezzo del gas e dell'energia elettrica.

I capitoli cinque e sei descrivono invece le principali tendenze, le strategie competitive in atto nel mercato delle Utilities e l'importanza del Cliente, in un'ottica di CRM di tipo "customer centric".

Il capitolo sette presenta invece l'azienda in cui ho svolto l'attività di tirocinio formativo, Engineering Ingegneria Informatica, focalizzando l'attenzione sulla divisione in cui è nata l'idea di business che occuperà invece gli ultimi due capitoli. Si procederà dapprima con la presentazione di una nostra analisi volta a quantificare gli impatti del processo di liberalizzazione che ha cambiato il mercato delle utilities, valutando a proposito la profittabilità per un cliente medio, per poi dare spazio alla nostra soluzione per incrementare in un modo originale ed innovativo tale profittabilità.

Come si vedrà, nei capitoli è stato dato maggior peso al mercato dell'energia elettrica, proprio perché la nostra idea di business è stata indirizzata su tale mercato, ed in particolare sul segmento residenziale del territorio dell'Emilia Romagna. L'idea, come spiegherò con maggior dettaglio verso la fine del lavoro, risulta comunque estendibile anche ad altri ambiti, come quello del gas naturale, ed anche ad altre aree geografiche, nazionali ed eventualmente internazionali.

L'efficacia nell'implementazione dell'idea di business dipende in gran parte dalla fiducia delle aziende di vendita di credere ed investire nella stessa, oltre che da un necessario e "duplice" (lato cliente e lato azienda) cambio di mentalità: il cliente deve "penetrare" come stakeholder principale nei processi produttivi delle aziende, che dovrebbero favorire il suo livello di coinvolgimento e la sua partecipazione, e non considerarlo unicamente come passivo beneficiario di un servizio o come soggetto debole da tutelare.

IL SETTORE ENERGY & UTILITIES

1.1 Energy & Utilities: un settore in rapido mutamento

Liberalizzazioni, fusioni aziendali, perdita di posizioni monopolistiche, necessità di competere con offerte articolate e flessibili: il mercato dell'energia e delle public utilities è attraversato negli ultimi anni da cambiamenti profondi e sottoposto a una pressione competitiva sempre più forte.

Con il termine “*utilities*” si intende solitamente raggruppare tutte le imprese che si occupano dell'erogazione e la gestione dei servizi pubblici e ambientali ai cittadini¹, quali ad esempio:

- la distribuzione di energia elettrica;
- la distribuzione di gas;
- la gestione del ciclo idrico;
- lo smaltimento dei rifiuti;
- la manutenzione delle aree verdi;
- il trasporto pubblico locale.

Una definizione sufficientemente esaustiva di utilities viene data da Petretto nel saggio “Servizio pubblico universale e processi di liberalizzazione” e che qui si riporta:

“I servizi di pubblica utilità o Public Utilities forniscono beni – come l'elettricità, il gas, l'acqua, i trasporti e le telecomunicazioni – di natura privata, cioè beni appropriabili individualmente, dati i requisiti di rivalità ed escludibilità che possiedono. Tuttavia, hanno un'ampia diffusione al consumo e forniscono input impiegati nella quasi totalità dei processi produttivi di un sistema economico industrializzato: si definiscono per tale motivo anche servizi strategici”.

L'Energy & Utilities è un settore molto variegato, all'interno del quale si trovano diversi comparti che sono stati soggetti negli ultimi anni a profondi sconvolgimenti, tra cui in particolare:

- la liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica;

¹ Dal 1° giugno 2005 riunite nella Federutility, associazione di categoria che ha preso il posto delle precedenti Federgasacqua e Federenergia

- la trasformazione delle ex aziende municipalizzate in società per azioni, spesso quotate in borsa;
- il fermento delle operazioni di acquisizione e fusione;
- l'ingresso nel settore di attori stranieri, spesso in partnership con le imprese nazionali.

Il panorama che emerge oggi è quello di un settore che sta andando verso una sempre maggiore concentrazione, con la nascita di grandi gruppi che mirano, come primo obiettivo, ad espandere il bacino d'utenza, e con volumi che crescono a tassi sostenuti anche per effetto dell'aumento costante delle tariffe.

È anche un settore caratterizzato da notevoli investimenti, produttivi e finanziari, e da una forte attenzione all'innovazione dei servizi, delle modalità di erogazione e delle tecnologie utilizzate.

Se quindi, i maggiori investimenti delle imprese che operano nel settore delle utilities sono finalizzati alla crescita dimensionale e all'ampliamento del bacino d'utenza, una crescente attenzione viene rivolta anche all'interno dell'impresa, con l'obiettivo di minimizzare i costi e massimizzare la creazione del valore (anche perché la maggior parte delle principali imprese del settore sono quotate in borsa); in questo senso gli sforzi principali si concentrano sul raggiungimento dell'efficienza della struttura organizzativa e degli impianti (produttivi e distributivi), ma anche sul contenimento dei costi di acquisto delle materie prime (spesso attraverso la creazione di partnership con produttori di energia elettrica o di gas naturale, ma anche attraverso il ricorso alle energie alternative) e del capitale circolante (attraverso sistemi di fatturazione efficaci ed efficienti).

L'elemento centrale è comunque il cliente, verso il quale si effettua una sempre maggiore azione di comunicazione, e sulla cui soddisfazione e fidelizzazione si lavora attraverso il coinvolgimento emotivo (ad esempio, con i temi delle energie pulite e dell'impegno sociale dell'impresa), la massimizzazione del livello di servizio e l'offerta di una gamma sempre più ampia di servizi.

Tutti questi elementi rendono difficile il tentativo di scomporre il mercato Energy & Utilities in maniera univoca. Pertanto, nella figura di pagina seguente si presenta solo una delle possibili suddivisioni del mercato Energy & Utilities, che sarà comunque di ausilio alla comprensione dei successivi capitoli. Tale suddivisione segue una prospettiva "razionale", pienamente in linea con l'attuale contesto normativo, che permette di dividere il settore Energy & Utilities nelle due grandi "aree" dei mercati liberi e dei mercati regolamentati, presentandone le caratteristiche chiave.

Business
“Energetici”

Mercati Liberi: produzione, import e vendita gas e elettricità, WTE, H2O, TIA, TLR

- Forte **oligopolio delle fonti**, con un ruolo prevalente di operatori nazionali come Eni, Enel ed Edison (che controllano quasi il 60% della produzione elettrica e oltre il 90% delle forniture di gas).
- Processo di **concentrazione dei venditori** (passati, per quel che riguarda il gas, dai più di 700 del 2000 ai circa 300 di oggi) ancora in atto, fino al raggiungimento di una scala minima per competere con successo.
- Vasto **processo di integrazione verticale dei diversi operatori**, che vede gli attuali produttori/importatori realizzare progetti di integrazione a valle (per un maggiore controllo della domanda) e gli attuali venditori perseguire iniziative di integrazione a monte (sviluppo CCGT, partnership industriali, etc.).

Business
“Utilities”

Mercati Regolamentati: distribuzione gas e elettricità, CII, TPL, ciclo ambientale

- La **disciplina degli affidamenti** (così come si evince dal TUEL dopo le modifiche introdotte dalle leggi finanziarie, dal DDL Bersani e Lanzillotta) apre progressivamente alla concorrenza anche i settori della distribuzione gas, dell'ambiente, dell'idrico (in quest'ultimo garantendo il controllo pubblico della proprietà degli asset) e del trasporto pubblico locale.
- L'istituzione degli **ATO** e le delibere dell'Authority determinano una crescente attenzione alla **definizione di dinamiche tariffarie** coerenti con gli impegni finanziari legati ad investimenti ed alla gestione corrente di infrastrutture e servizi (anche alla luce dei target di efficientamento richiesti).

Fonte: elaborazioni personali da Bain & Company, 2007, “La creazione di valore nei processi di fusione ed integrazione”

Business Energetici – Elementi Chiave	Business Utilities – Elementi Chiave
<ul style="list-style-type: none"> - Business energetico sempre più europeo e sempre meno locale/territoriale. - Elevato dinamismo del settore, caratterizzato ancora da accordi tra Local Utilities (es. AEM ASM), ma già oggi il focus si sta spostando sui grandi player e deal europei. - Scenario competitivo italiano caratterizzato da almeno tre macro categorie di player: local utilities, ex-monopolisti, new entrants. 	<ul style="list-style-type: none"> - Settori industrialmente meno maturi rispetto ai business energetici, con redditività inferiore (talvolta negativa), elevata intensità di lavoro, scenario competitivo molto frammentato, regolazione del sistema a livello locale e con elevati ambiti di “incertezza”. - Le sfide del prossimo futuro riguardano: la revisione dei sistemi tariffari (soprattutto per CII, ambiente e TPL) in ottica europea e per garantire almeno la copertura dei costi e investimenti, incremento dell'efficienza e qualità dei servizi, superamento della frammentazione degli operatori e degli enti regolatori.

Fonte: elaborazioni personali da Bain & Company, 2007, “La creazione di valore nei processi di fusione ed integrazione”

1.2 Il quadro generale del settore

Il settore delle utilities si presenta composto da molteplici tipologie di operatori di cui, oggi, la maggior parte sono società di capitali, anche se la storica presenza delle gestioni in economia ancora non è trascurabile. Per tracciare un panorama sintetico e schematico delle diversità presenti nel settore e delle variabili esplicative più indicative, si può osservare l'insieme dei soggetti che vi operano da almeno tre distinte prospettive:

1. la prospettiva geografica;
2. la prospettiva di business;
3. la prospettiva proprietaria.

Ciascuna prospettiva può ulteriormente articolarsi in diverse categorie; la combinazione della posizione aziendale con riguardo alle ottiche sopra indicate consente di definire con sufficiente precisione ciascuno degli operatori del settore.²

1.2.1 La prospettiva geografica

La prospettiva geografica si riferisce all'estensione territoriale che contraddistingue l'operatività dell'azienda. Nel mercato delle utilities, possiamo individuare tre diverse dimensioni geografiche:

- locale;
- nazionale;
- internazionale.

La *dimensione locale* caratterizza la maggior parte delle imprese operanti nel settore dei servizi pubblici. Il mercato italiano, come peraltro avviene anche in altri Paesi europei ed extraeuropei, è storicamente dominato da realtà aziendali che sono strettamente legate al territorio che le ha generate e che svolgono attività unicamente al servizio delle comunità di riferimento. Il forte legame con il territorio e la sua approfondita conoscenza sono caratteristiche tipiche ma anche possibili *driver* dello sviluppo futuro. A questa classe appartengono anche le *utilities* con respiro più ampio, come ad esempio i consorzi intercomunali, ma che non trascendono l'ambito provinciale o sub-regionale; tuttavia, nella maggior parte dei casi sono riconducibili a questa categoria le ex-municipalizzate che continuano a servire le aree di origine.

² Daniele Cerrato (2004), "I percorsi di sviluppo delle public utilities: risposte strategiche alla liberalizzazione nel settore dell'energia" – CEDAM editore.

La *dimensione nazionale* concerne quelle aziende, storicamente presenti in molti Paesi europei, che hanno sviluppato la propria operatività a livello di singola nazione. Tali imprese, denominate anche “Campioni Nazionali” per sottolineare la funzione economica e sociale al servizio del Paese, sono spesso di proprietà pubblica. Nell’energia è il caso di Enel, ma anche quello di Gaz de France: nella maggior parte dei casi si tratta degli ex-monopolisti nazionali che hanno sviluppato e consolidato la loro presenza nei Paesi di riferimento nel quadro di indirizzi politici fissati dai rispettivi governi.³

La *dimensione internazionale*, infine, caratterizza molte grandi imprese che già da tempo si sono orientate a crescere al di fuori dei confini nazionali. Le ragioni della internazionalizzazione sono di varia natura: possono riguardare la ricerca di un maggiore potere contrattuale negli approvvigionamenti, di più ampie capacità finanziarie, di sinergie strategiche ed operative conseguibili nello svolgimento di una larga parte delle attività fondamentali. Si deve sottolineare che vari gruppi nazionali hanno sviluppato, o accentuato, la dimensione internazionale per rispondere al processo di liberalizzazione nei rispettivi Paesi. Si pensi, ad esempio, alla tedesca E.On o alla spagnola Endesa, le cui strategie hanno puntato ad acquisire quote di mercato laddove avevano effettivamente luogo i processi di liberalizzazione e dove le possibilità di generare profitti risultavano più significative; entrambi i fattori hanno senza dubbio favorito la presenza di grandi operatori internazionali nel nostro territorio.

1.2.2 La prospettiva di business

La prospettiva di business si riferisce alle scelte strategiche effettuate dalle aziende circa la natura dei servizi offerti. Si possono, infatti, trovare quattro diverse situazioni legate al portafoglio d’offerta:

- monoutility;
- biutility;
- multiutility;
- multiservice.

Le *monoutilities* si concentrano e si specializzano in un unico settore di attività. Sia esso il comparto dei rifiuti, quello del gas o dell’elettricità, ciò che caratterizza queste aziende è la focalizzazione strategica, che spesso si accompagna anche ad una ricerca della espansione territoriale e ad un impegno nell’integrazione a monte o a valle.

³ Daniele Cerrato (2004), “I percorsi di sviluppo delle public utilities: risposte strategiche alla liberalizzazione nel settore dell’energia” – CEDAM editore.

Le *biutilities* si caratterizzano per la scelta di operare in due settori di attività, spesso per le obiettive sinergie che sono generabili da questo accoppiamento. Sul piano storico, un esempio tipico è stato lo svolgimento congiunto delle attività nel comparto del gas e dell'idrico: ciò è dovuto essenzialmente alle sinergie che possono generarsi nelle attività di asset management, ossia di gestione delle reti. Un altro esempio, che si è diffuso negli ultimi anni, è dato dalle sinergie tra energia elettrica e gas; tali sinergie sono conseguibili, da un lato, negli approvvigionamenti, con lo sviluppo del ciclo combinato per la produzione di energia che utilizza appunto gas naturale; e, dall'altro, nelle attività di vendita in mercati in via di liberalizzazione, grazie alla possibilità di sviluppare relazioni unitarie e coordinate con i clienti, ma grazie anche allo spazio per costruire ed erogare pacchetti di prodotti e servizi congiunti.

Le *multiutilities* si caratterizzano per la fornitura collegata di tre o più dei servizi qui considerati. La razionalità di tale approccio deriva essenzialmente dalle sinergie, peraltro non sempre fondamentali, che si possono generare nelle fasi di distribuzione e di vendita. Le imprese in esame traggono la loro forza dal legame col territorio di riferimento, aspetto che sviluppano con una politica di diversificazione orizzontale, che mira a fornire più servizi pubblici a rete (servizi elettrici, idrici, telecomunicazioni, ecc.), cogliendo le sinergie tecniche e commerciali che ne derivano. Sono esempi tipici l'utilizzo della stessa rete per più servizi, la gestione unificata dei clienti, il ricorso ad un unico marchio distintivo o la possibilità di centralizzare le attività amministrative.⁴

Le *multiservice*, infine, sono aziende che portano alle estreme conseguenze la logica della presenza territoriale e della disponibilità di un ampio e consolidato portafoglio clienti. Esse utilizzano la leva del business tradizionale come volano per lo sviluppo di nuove attività che esulano dal panorama delle utilità. Esempi sono: la diffusione di carte di credito, l'erogazione di polizze assicurative, l'erogazione di servizi di telecomunicazione, ma anche la fornitura di servizi alla collettività di varia natura come la gestione del verde, il *facility management* di edifici pubblici, la gestione di infrastrutture per il tempo libero. Tale strategia, dunque, rompe il legame generico con il territorio di riferimento spesso derivante da una posizione monopolista legata alla presenza della rete, per sostituirlo con un legame diretto col cliente, basato sulla sua fidelizzazione e sulle risorse di fiducia.

Le multiservice, quindi, massimizzano le opportunità di sviluppo perché il loro fine ultimo è quello di proporsi come fornitori unici di una pluralità di servizi, non più solo pubblici e non più necessariamente soggetti a regolazione.

⁴ Daniele Cerrato (2004), "I percorsi di sviluppo delle public utilities: risposte strategiche alla liberalizzazione nel settore dell'energia" – CEDAM editore.

1.2.3 La prospettiva proprietaria

La prospettiva proprietaria fa riferimento al soggetto economico che governa l'impresa. Data la natura di servizio essenziale che, almeno sul piano storico, caratterizza i settori in esame, molto spesso la proprietà delle imprese è a totale controllo pubblico; anche le aziende private sono sottoposte ad una serie di regole, generali e contrattuali, che le assoggettano fortemente all'indirizzo politico e amministrativo, il quale condiziona gli aspetti economici, industriali, finanziarie e gestionali delle utilities in questione. Il panorama può essere articolato in cinque categorie:

- aziende a capitale totalmente pubblico;
- aziende a maggioranza pubblica;
- aziende a controllo pubblico, ma quotate in borsa;
- aziende a maggioranza private;
- aziende totalmente private.

Le *aziende a capitale totalmente pubblico* sono costituite essenzialmente dalle ex-municipalizzate, trasformate dapprima in Aziende Speciali e, quindi, in S.p.A. a seguito delle riforme legislative del settore che hanno favorito, o imposto, la scelta di ricondurre all'assetto giuridico privatistico realtà soggette in precedenza essenzialmente al diritto pubblico. La via della privatizzazione formale⁵ consente di aumentare la flessibilità gestionale delle aziende e di accedere ad uno spettro più ampio di soluzioni strategiche e finanziarie, compresa anche la diversificazione nella compagine azionaria. L'esame del settore dei servizi pubblici, tuttavia, evidenzia ancor oggi una netta prevalenza di aziende il cui capitale sociale è detenuto per il 100% dall'Ente locale di riferimento, a mostrare come la privatizzazione formale non sia seguita da una privatizzazione sostanziale.

La seconda opzione è quella delle *aziende a maggioranza pubblica*, ove cioè il capitale sia detenuto per più del 50% dall'Ente Locale di riferimento a cui si affiancano soci di minoranza scelti tra privati, dipendenti, società finanziarie, altre imprese nazionali o internazionali pubbliche.⁶ Le partnership in esame hanno lo scopo di far convergere risorse finanziarie, umane e tecnologiche afferenti alle due sfere pubbliche e private verso comuni obiettivi, nell'assunzione che tale modello sia più efficiente. Non di rado, il socio

⁵ Per privatizzazione si intende "il processo attraverso cui le imprese di proprietà pubblica sono assoggettate agli istituti di diritto privato (*corporatization*) e, quindi, trasferite a soggetti privati, mediante la cessione sul mercato di quote di controllo (privatizzazione sostanziale)". MALGARINI M., "Le privatizzazioni in Italia negli anni Novanta: una quantificazione", in DE NARDIS S., a cura di, *Le privatizzazioni italiane*, Bologna, Il Mulino, 2000

⁶ Luca Dezi, A. Gilardoni, F. Testa, A. Miglietta; prefazione di Gaetano M. Golinelli (2005), "*Economia e management delle imprese di pubblica utilità : contesto competitivo e governance delle public utilities locali*" – CEDAM editore.

pubblico di maggioranza svolge un ruolo di indirizzo e di controllo mentre a quello privato è affidato il compito di gestione operativa.

La terza opzione può considerarsi una rilevante fattispecie di quella appena esposta: è il caso delle *aziende a controllo pubblico negoziate sul mercato azionario*. Si tratta di aziende in cui la quota di controllo resta in mano pubblica, ma per la scelta dei partner privati ci si rivolge direttamente ai mercati finanziari tramite la Borsa. Tale opzione sembra avere riscosso significativi successi negli scorsi anni essendo cresciuto il numero delle aziende quotate. Il pregio di tale modello è che media gli obiettivi delle amministrazioni pubbliche con quelli dei mercati finanziari, come sembra essere dimostrato dalle migliori *performance* delle aziende quotate rispetto all'universo delle imprese del comparto.⁷

Ci sono poi altre due tipologie di aziende che rappresentano però una minoranza nel settore. Ci si riferisce, in primis, alle *aziende a maggioranza privata*, cioè quelle utilities il cui capitale è detenuto principalmente da privati e, in misura minore, da enti o aziende afferenti al comparto pubblico. Inoltre, ai casi di *aziende totalmente private*, ossia il 100% in mano privata. Si tratta generalmente di imprese di dimensioni non grandi, che si specializzano nella fornitura di determinati servizi e partecipano alle gare per la concessione della gestione di tali servizi in diversi Comuni.

Definiti il “raggruppamento introduttivo” e la struttura generale del settore Energy & Utilities, nel prossimo capitolo andremo ad approfondire le caratteristiche di ogni mercato, presentandone il contesto e la filiera, la struttura del mercato, i processi e gli attori che lo caratterizzano.

Nei successivi capitoli saranno invece discusse la normativa di riferimento e la formazione del prezzo, ponendo l'attenzione al mercato elettrico e del gas, perché di maggior interesse per la presentazione dell'idea di business che occuperà i capitoli finali.

⁷ Luca Dezi, A. Gilardoni, F. Testa, A. Miglietta; prefazione di Gaetano M. Golinelli (2005), “Economia e management delle imprese di pubblica utilità : contesto competitivo e governance delle public utilities locali” – CEDAM editore.

LE FILIERE PRODUTTIVE DEI PRINCIPALI SERVIZI

2.1 Energia Elettrica

Le caratteristiche fisiche ed economiche dell'elettricità ne fanno un bene diverso dagli altri ed influenzano in modo determinante la scelta del disegno di mercato da parte del regolatore.

Innanzitutto, l'energia elettrica non è un "prodotto materiale" in quanto non è visibile, non possiede caratteristiche tangibili (si distingue principalmente in funzione della tensione e della frequenza), e soprattutto non si può stoccare, conservare o trasportare in momenti temporalmente disallineati da quelli in cui ne avviene il consumo. Il suo impiego è diffuso praticamente in tutti i settori di attività dell'uomo (illuminazione, forza motrice, trasporti, riscaldamento, refrigerazione,...). Molteplici sono le metodologie di produzione, distinte in funzione della fonte energetica primaria (carbone, olio combustibile, gas naturale, biomassa, rifiuti, nucleare, centrali idroelettriche, eoliche,...). La regolamentazione europea ha classificato l'energia elettrica come un "bene" da assoggettare alle regole del libero mercato. La prima grande rivoluzione tematica che l'utente italiano deve affrontare consiste proprio nel diverso approccio che si deve osservare per acquistare energia elettrica come "bene" e non più come "servizio".

L'energia elettrica non è immagazzinabile:

- occorre mantenere l'equilibrio tra domanda e offerta (bilanciamento in tempo reale di produzione e consumo). Diventa necessaria la presenza di un coordinatore del sistema che ponga in essere le transazioni necessarie ai fini del bilanciamento;
- sono presenti problematiche di trasporto. L'elettricità deve essere trasportata dal luogo di produzione a quello di consumo utilizzando un'infrastruttura condivisa (la rete di trasmissione nazionale e la rete di distribuzione) che presenta limiti strutturali alla quantità di energia elettrica trasportabile.

2.1.1 Domanda

La domanda di elettricità è caratterizzata da ampie fluttuazioni nel tempo, varia nel corso dell'anno, della settimana e delle ore del giorno; tuttavia:

- è una domanda derivata e conseguentemente è scarsamente elastica;
- presenta uno scarso grado di sostituibilità con altre fonti energetiche alternative.

Terna, la società responsabile in Italia della trasmissione dell'energia elettrica sulla rete ad alta e altissima tensione su tutto il territorio nazionale, con oltre il 98% delle infrastrutture elettriche, elabora annualmente previsioni della domanda elettrica. Nella previsione del 2009 si è tenuto conto della crescita contenuta realizzata nel 2007, pari a + 0,7% rispetto all'anno precedente e di un decremento pari a - 0,7% nell'anno 2008. Tali circostanze – insieme alla previsione di un prolungamento della attuale fase recessiva – hanno comportato la riduzione delle aspettative di crescita della domanda di energia elettrica anche sul lungo termine.

Un altro elemento di novità che Terna ha presentato nelle precedenti previsioni – ovvero il verificarsi di una punta estiva in potenza – trova conferma nel 2008 in cui la punta massima è stata quella estiva (come avvenuto nel 2006), mentre nel 2007 è stata quella invernale. Questo a riprova del fatto che, nei prossimi anni si potrà osservare l'uno o l'altro degli eventi principalmente a seconda delle particolari condizioni climatiche.

Si osserva peraltro che il tema dell'energia è sempre più all'attenzione dell'opinione pubblica e delle Istituzioni nazionali ed europee. Senza avere la pretesa di essere esaustivi, a livello europeo è stato elaborato lo *Strategic Energy Technology Plan* (SET Plan) che, dopo la fase di individuazione degli obiettivi – nell'Action Plan erano stati a suo tempo indicati l'efficienza e il risparmio energetico – identifica nell'innovazione tecnologica la chiave per il perseguimento di tali obiettivi e per il contenimento delle emissioni di anidride carbonica.

Attualmente le analisi e i ragionamenti prendono in particolare considerazione due versanti, quello della generazione (opzione nucleare, emissioni, etc.) e quello del contenimento dei consumi.

Si può in generale osservare che il perseguimento di obiettivi di risparmio energetico deve poter avvenire in modo virtuoso, senza cioè limitare lo sviluppo economico ma principalmente attraverso la riduzione della quantità di energia impiegata per la produzione di beni e servizi, a parità di valore o di qualità di tali produzioni. Si tratta cioè di perseguire una riduzione di intensità energetica⁸.

Nello scenario economico ora considerato si è accolta l'ipotesi, per il periodo 2007-2018, di una crescita media annua del PIL del 1,2%. Sebbene la crescita attesa non sia

⁸ Terna (2009), "Piano di sviluppo 2009"

particolarmente sostenuta, tale previsione rimane pur sempre vicina alle stime del PIL potenziale per l'Italia.

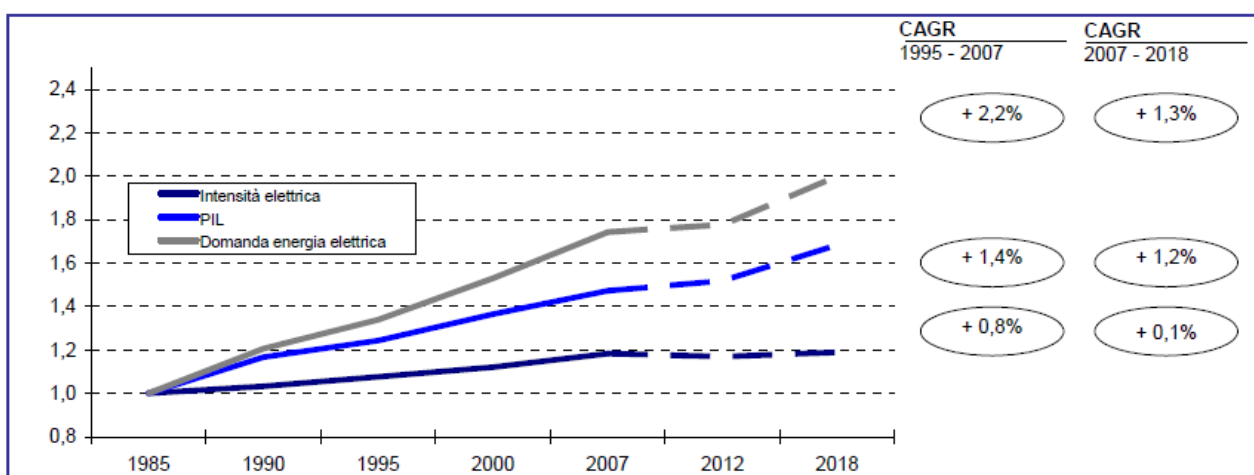
Nel 2008 la domanda di energia elettrica è stata pari a 337,6 miliardi di kWh (TWh), con un decremento dello 0,7% rispetto all'anno precedente. Più in generale, si osserva che il sistema elettrico italiano – dopo una fase di sviluppo caratterizzata da tassi di crescita della domanda elettrica molto elevati – attraversa ormai dalla metà degli anni '80 una fase più matura, divenuta stazionaria nell'ultimo biennio.

La previsione di medio-lungo termine della domanda di energia elettrica è ottenuta a partire da una previsione dell'andamento di grandezze macroeconomiche, valore aggiunto e PIL. La grandezza che mette in relazione domanda elettrica e grandezze economiche è l'intensità elettrica, ovvero la quantità di energia elettrica (kWh) consumata da ciascun settore, per unità (Euro) del rispettivo contributo (valore aggiunto) alla formazione del PIL.

Si osserva l'andamento di fondo crescente di tale indicatore, con l'esclusione delle acute fasi di ripiegamento in corrispondenza dei cosiddetti shock petroliferi degli anni '70-'80.

Le analisi sull'intensità indicano che l'energia elettrica richiesta per unità di prodotto interno lordo ottenuto è in Italia su livelli ancora relativamente più bassi rispetto agli altri Paesi maggiormente industrializzati. Mentre negli altri Paesi l'intensità viene stimata stazionaria o in calo, in Italia si mantiene ancora debolmente crescente nel periodo.

Nel 2008, sulla base dei dati ancora provvisori, in Italia si è richiesta energia elettrica per circa 0,264 kWh per ogni euro di PIL⁹, con una diminuzione dello 0,5% rispetto all'anno precedente.



Fonte: Terna (2009), "Piano di sviluppo 2009"

Domanda di energia elettrica, PIL e Intensità elettrica

⁹ Prodotto interno lordo ai prezzi di mercato. Valori concatenati, con anno di riferimento 2000

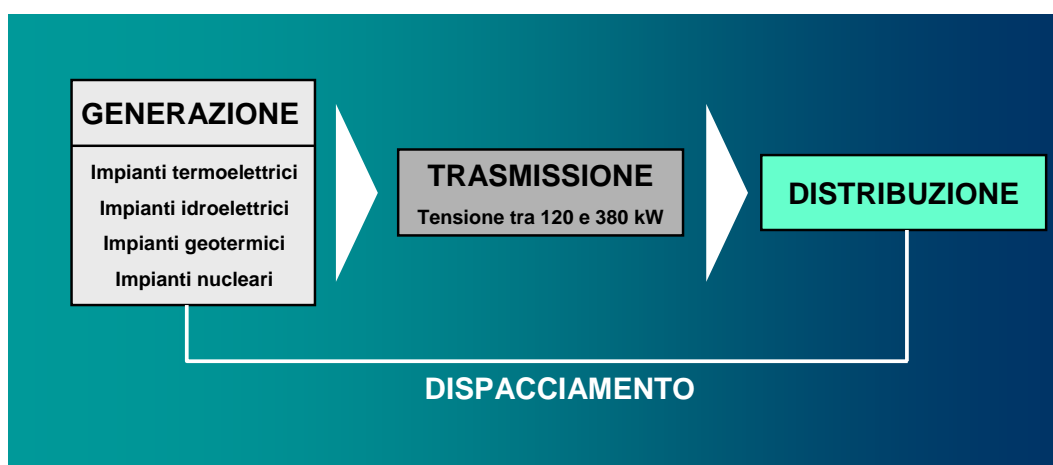
Sulla base di tali considerazioni, a fronte di uno scenario di riferimento per il medio termine (2008-2012) orientato su una stima del 0,4% annuo di crescita della domanda di energia elettrica, nelle analisi di pianificazione si attua una scelta leggermente più cautelativa, adottando – nel medesimo intervallo di medio termine – un tasso medio annuo del +0,6%. Tenuto conto di una moderata fase di recupero negli anni successivi al 2012, nel periodo 2007 - 2018 si stima complessivamente una evoluzione con un tasso medio annuo del +1,3% in uno scenario di sviluppo corrispondente a 390 TWh nel 2018.

Nel 2012, anno intermedio al periodo 2007 – 2018, si prevede una domanda elettrica pari a 346,5 TWh con un tasso medio annuo di sviluppo 2008 – 2012 pari a +0,6%, e di 2,0% per gli anni 2013 – 2018.¹⁰

Nella figura precedente sono riportati nello stesso grafico gli andamenti delle grandezze in esame: domanda di energia elettrica, prodotto interno lordo e intensità elettrica. Si distinguono – posto uguale a 1.0 il valore assunto dalle suddette grandezze nel 1985 - i consuntivi fino al 2007 e le previsioni fino al 2018.

2.1.2 L'offerta di elettricità e la struttura del settore elettrico

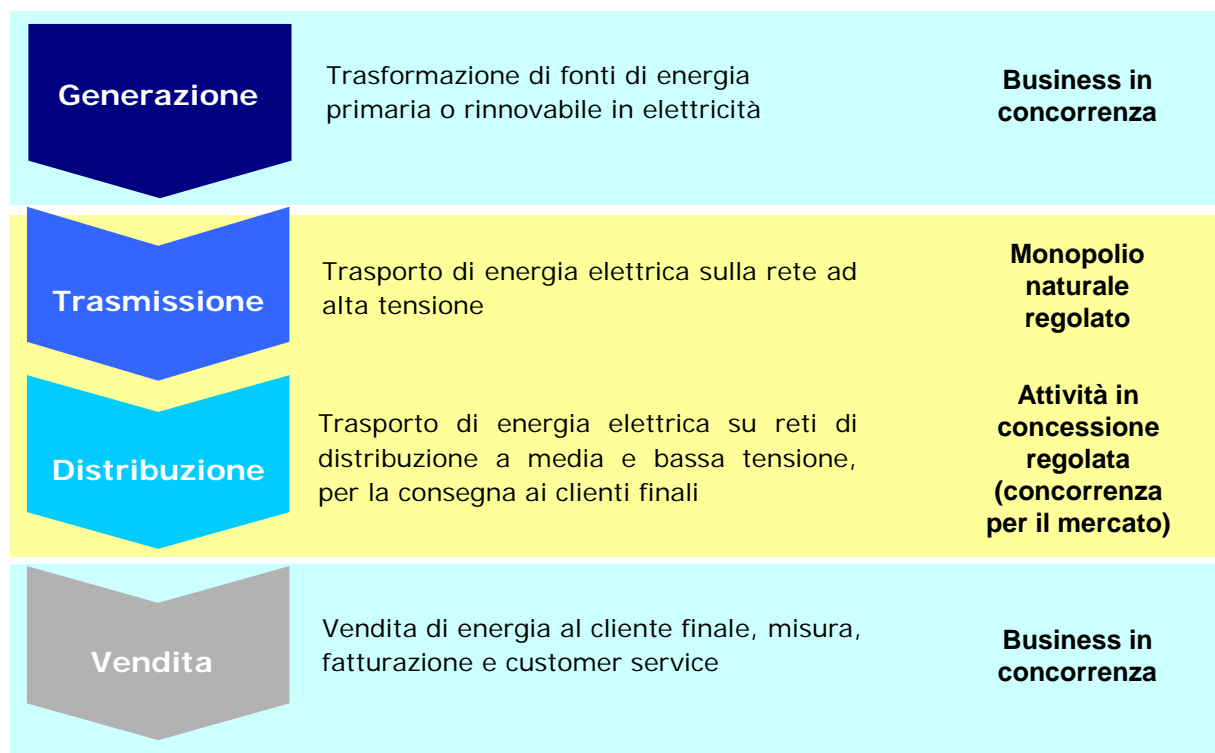
La filiera è in generale la catena di passaggi produttivi che partono dalla materia prima e giungono al prodotto finito. Nel caso dell'energia elettrica si tratta della serie di fasi che intercorre fra la sua produzione e il suo consumo. Nel momento in cui noi accendiamo una lampadina non facciamo altro che intervenire nell'ultima parte di un processo realmente complesso. Tutto comincia con l'approvvigionamento, che avviene tramite la generazione o l'importazione dell'energia stessa, per poi passare alla trasmissione, alla distribuzione e al dispacciamento.



La filiera dell'Energia Elettrica

¹⁰ Terna (2009), "Piano di sviluppo 2009"

Nella figura seguente vengono invece evidenziati alcuni elementi significativi dal punto di vista competitivo che derivano dai processi di liberalizzazione attuati nel nostro Paese.



Filiera elettrica: una rappresentazione alternativa

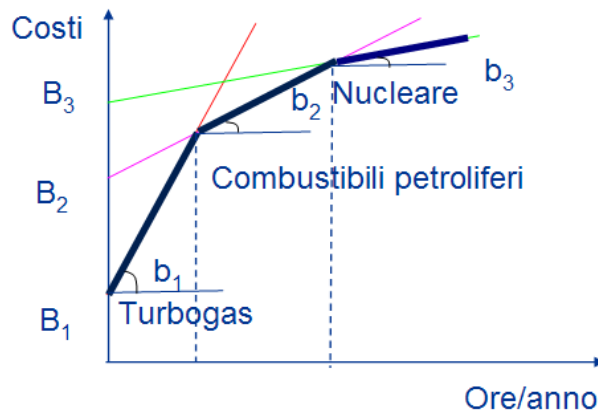
2.1.3 Importazione e Generazione

L'energia elettrica può essere reperita fondamentalmente in due modi: tramite l'acquisto dell'energia prodotta da altri soggetti oppure tramite la generazione. Comunque, perché possa essere utilizzata innanzitutto deve essere prodotta ossia generata.

I principali sistemi di produzione dell'energia elettrica sono i seguenti:

- Impianti termoelettrici, nei quali l'energia è sprigionata grazie alla combustione di petrolio, carbone, gas o di altri carburanti. Ancora oggi questo è uno dei metodi più utilizzati e convenienti per generare energia elettrica e/o calore.
- Impianti nucleari, che si fondano sulla fissione di un atomo tramite il bombardamento del suo nucleo con particelle elementari.
- Impianti geotermici, in cui l'energia viene prodotta sfruttando il calore del sottosuolo.
- Impianti idroelettrici, che utilizzano la forza dell'acqua per azionare delle turbine che a loro volta generano energia elettrica.

Bisogna sottolineare che fonti energetiche diverse e le caratteristiche tecnologiche degli impianti determinano rendimenti e costi diversi. Possiamo fare un confronto in termini di costo attraverso il seguente grafico¹¹:



- **Impianti base load** (nucleare, CCGT, idro fluente) costi fissi elevati, bassi costi variabili
- **Impianti mid merit** (olio, gas, idroelettrico a bacino)
- **Impianti peak load** (Turbogas, pompaggio), bassi costi fissi, costi variabili molto elevati

con

$i = 1, \dots, 3$	Impianti di generazione
$B_3 > B_2 > B_1$	Costi fissi
$b_3 < b_2 < b_1$	Costi variabili

Alcuni di questi impianti possono essere integrati fra di loro. È il caso ad esempio degli impianti di cogenerazione che sfruttano la stessa combustione per produrre sia calore che energia elettrica.

Per quanto riguarda il pompaggio, il GRTN ha prodotto un documento tecnico da cui risulta che le unità di produzione e pompaggio svolgono un ruolo imprescindibile nella risoluzione di tre problematiche di dispacciamento che interessano l'intero sistema, ovvero:

- la gestione delle esigenze di bilanciamento tra immissioni e prelievi derivanti dall'attuazione dei raccordi tra i programmi di immissione e di prelievo di un dato giorno e del giorno successivo;
- il supporto di adeguati livelli minimi di produzione nelle ore di basso consumo, coerentemente coi minimi tecnici di produzione delle unità termoelettriche, al fine di assicurare il mantenimento in servizio di un numero di unità termoelettriche sufficiente alla gestione in sicurezza del sistema durante le ore di alto consumo;
- la gestione di pronunciati gradienti di domanda (ossia di ragguardevoli variazioni di domanda nell'arco di pochissimi minuti) nella transizione da ore di basso consumo (ore notturne) ad ore di alto consumo (ore diurne)¹².

¹¹ Emma Putzu (2008), "La regolazione del settore elettrico"

E' possibile anche l'utilizzo di centrali a ciclo combinato in cui la generazione è ottenuta sia da alternatori mossi da turbine a gas sia da generatori mossi da turbine a vapore, a loro volta azionate da vapore generato in caldaie che sfruttano il calore residuo nei gas di scarico delle turbine. Si ottengono rendimenti globali di circa il 60%.

Con l'emergere delle problematiche ambientali legate allo sfruttamento sempre più massiccio delle risorse del pianeta e alle sue conseguenze, hanno ricevuto nuovo stimolo le fonti rinnovabili di energia, che sfruttano la forza dell'acqua (idroelettrica), del vento (eolica), la luce solare (solare termico e solare fotovoltaico), le biomasse e i rifiuti urbani.

2.1.4 Trasmissione e distribuzione

Una volta prodotta l'energia elettrica deve essere trasportata fino alla rete di distribuzione cui si collegano gli utenti finali. Il percorso che deve compiere a tale scopo può essere di centinaia di chilometri e per questo motivo, per evitare un'eccessiva dispersione di energia lungo il tragitto, la corrente elettrica viene trasmessa ad alta o altissima tensione con valori fra i 120 e 380kV rispetto ai 30kV iniziali.

La trasmissione è un'attività complessa per una serie di fattori:

- la rete di trasporto è un'*essential facility*: l'attività di trasporto è un'attività in *monopolio naturale*, in quanto la rete non è duplicabile se non a costi elevatissimi e la costruzione di nuovi tratti comporta difficoltà per la cresciuta sensibilità ambientale (costi di sistema). Inoltre, vige il **principio del third party access** (TPA) su tutte le reti (anche distribuzione), ovvero la regolamentazione tecnico-economica che permette l'accesso a tutti gli operatori che ne facciano richiesta, garantendo imparzialità e trasparenza;
- occorre garantire in ogni istante *l'equilibrio tra domanda e offerta* attraverso una serie di operazioni (dispacciamento) messe in atto da un operatore di sistema "informato" ("Dispacciatore");
- vi sono *esternalità di rete*: l'equilibrio tra domanda e offerta in corrispondenza ad ogni nodo della rete stessa condiziona l'equilibrio in corrispondenza di ogni altro nodo;
- esistono *vincoli tecnici di trasmissione*. Quando la capacità di trasmissione è insufficiente e si verificano fenomeni di congestione, le caratteristiche della rete che mettono in collegamento tutti gli utenti e i generatori fanno sì che lo squilibrio si trasmetta a tutta la rete e migliaia di utenti possono subire interruzioni nella fornitura di elettricità.

¹² Daniele Cerrato (2004), "I percorsi di sviluppo delle public utilities: risposte strategiche alla liberalizzazione nel settore dell'energia" – CEDAM editore.

La stabilità e la sicurezza del sistema elettrico possono essere garantite attraverso il coordinamento di azioni e risorse finalizzate al bilanciamento. Solo un soggetto che possiede tutte le informazioni utili è in grado di preservarne la sicurezza e porre in essere transazioni tempestive e compatibili con tutti i vincoli di sistema (vincoli tecnici delle unità di produzione e consumo, vincoli di trasmissione, vincoli di bilanciamento).

La tensione può essere classificata come segue:

- alta tensione (AT): è una tensione nominale tra le fasi superiore a 35 kV e uguale o inferiore a 150 kV;
- altissima tensione (AAT): è una tensione nominale tra le fasi superiore a 150 kV;
- bassa tensione (BT): è una tensione nominale tra le fasi uguale o inferiore a 1 kV;
- media tensione (MT): è una tensione nominale tra le fasi superiore a 1 kV e uguale o inferiore a 35 kV.

La rete di distribuzione riguarda invece l'ultima parte della filiera e costituisce il momento di accesso dell'utenza alla rete dell'energia elettrica. Per la maggior parte delle utenze in questa fase l'energia elettrica prelevata viene convertita in energia a bassa e media tensione. Solo alcune grandi industrie che hanno bisogno di consumare quantitativi imponenti di energia si collegano direttamente alla rete.

Non è necessaria una gestione unitaria: quando l'elettricità arriva alle reti di distribuzione è infatti troppo tardi per intervenire sugli impianti di generazione nel caso in cui ciò fosse richiesto per mantenere l'equilibrio tra domanda e offerta.

Le reti di distribuzione sono monopoli locali caratterizzati da forti disparità nei costi tra diverse aree geografiche:

- elevate economie di densità nei contesti urbani;
- al di fuori dei contesti urbani invece le caratteristiche del territorio possono determinare un aumento significativo dei costi di trasporto dell'elettricità ad un'utenza molto più dispersa sul territorio.

2.1.5 Dispacciamento

Poiché l'energia elettrica non è facilmente immagazzinabile si rende necessario un coordinamento diretto fra la produzione, la trasmissione e la distribuzione. Una sorta di camera di regia che controlla il processo a tutti i livelli e garantisce il funzionamento corretto del sistema: è questo il cosiddetto dispacciamento che è gestito dalla società Terna.

Quindi il dispacciamento può essere definito come l'attività di gestione e regolazione coordinata degli impianti di produzione, della Rete di trasmissione nazionale e dei servizi ausiliari, che è affidata alla società Terna e risulta indispensabile per garantire un corretto equilibrio fra domanda e offerta.

Il Dispacciatore svolge due attività fondamentali:

- Definizione dei programmi di immissione e prelievo: indicare, ovvero “chiamare” gli impianti che sono tenuti a funzionare secondo un determinato ordine, nell'arco di tempo considerato, e quelli che devono operare da riserva. L'ordine di chiamata può avvenire secondo un:
 - **dispacciamento di merito economico** quando la priorità di accesso alla rete è definita con riferimento ai costi di produzione dichiarati per i relativi impianti ordinati in modo crescente;
 - **dispacciamento passante** quando l'accesso è definito con riferimento ai contratti bilaterali di scambio di elettricità tra generatori e utenti o con altri soggetti che acquistano elettricità per poi rivenderla¹³.
- Bilanciamento del sistema in tempo reale: garantisce in ogni istante e per ogni nodo della rete l'equilibrio tra domanda e offerta (gestione delle riserve).

Il Dispacciatore è dunque il “fulcro del sistema elettrico”: garantisce che la produzione eguagli sempre il consumo e che la frequenza e la tensione non si discostino dai valori ottimali, nel rispetto dei limiti di transito sulle reti e dei vincoli di impianto.

2.1.6 Caratteristiche tecniche del settore elettrico

Una delle fasi cruciali di ogni processo di liberalizzazione del settore dell'energia elettrica è quella relativa alla definizione, da parte delle autorità di regolazione, dei (sotto)mercati in cui organizzare gli scambi di energia elettrica tra venditori e compratori e delle relative modalità di funzionamento.

La definizione dei (sotto)mercati deve rappresentare in maniera coerente i fenomeni economici che caratterizzano il mercato dell'energia elettrica nella sua accezione più ampia: la compravendita all'ingrosso di energia elettrica (spot ed a termine) tra operatori di mercato e la fornitura da parte degli operatori stessi dei servizi connessi con la sicurezza del sistema. Queste transazioni hanno solitamente luogo in diversi (sotto)mercati organizzati (mercati a termine, tra cui i mercati del giorno prima, i mercati della riserva

¹³ Luca Dezi, A. Gilardoni, F. Testa, A. Miglietta; prefazione di Gaetano M. Golinelli (2005), “Economia e management delle imprese di pubblica utilità : contesto competitivo e governance delle public utilities locali” – CEDAM editore

operativa, i mercati del bilanciamento a programma, i mercati dei diritti di trasmissione, i mercati spot, tra cui il mercato del bilanciamento in tempo reale), nonché al di fuori di questi.

Ogni soluzione istituzionale prescelta può prevedere (sotto)mercati più o meno ampi, che accentrano al loro interno un numero maggiore o minore di fasi. I vincoli da rispettare in tale scelta sono sia di tipo normativo, dovuti alle scelte che il Legislatore ha fatto nel momento della predisposizione delle normative di liberalizzazione che regolano il superamento del regime di monopolio, sia di tipo tecnico, legati alle peculiari modalità di funzionamento del sistema elettrico.

Per quanto riguarda i vincoli di tipo tecnico, è importante sottolineare che le caratteristiche tecniche del settore svolgono, in quello elettrico forse più che in altri, un ruolo decisivo nella scelta del disegno del mercato da parte del regolatore. In particolare, i vincoli tecnici fanno sì che l'esecuzione fisica dei contratti di compravendita di energia elettrica, intesa come l'immissione e il contestuale prelievo di energia elettrica conseguenti all'esecuzione di un contratto di fornitura, non possa essere autonomamente assicurata dalle parti del contratto stesso.¹⁴

Tale fenomeno trae origine principalmente da quattro fattori:

- a) la necessità di utilizzare un'infrastruttura condivisa che presenta limiti strutturali alla quantità di energia elettrica trasportabile: la rete di trasmissione nazionale e la rete in alta tensione di distribuzione (rete rilevante);
- b) la necessità di mantenere stabile il livello della tensione e della frequenza sulla rete di trasmissione nazionale entro livelli predefiniti, anche attraverso il bilanciamento in tempo reale tra immissioni e prelievi di energia elettrica;
- c) l'impossibilità di controllare in tempo reale i flussi di energia elettrica, da e verso, i singoli utenti della rete tramite il distacco selettivo e proporzionato degli utenti medesimi;
- d) l'impossibilità di immagazzinare l'energia elettrica.

L'utilizzo di un'infrastruttura condivisa limitata (a) e l'esigenza di bilanciamento in tempo reale di produzione e consumo (b) interagiscono con l'impossibilità tecnico-economica di controllare i flussi di energia da e verso ogni singolo utente della rete (c) e di immagazzinare energia elettrica (d), rendendo necessaria la presenza di un "coordinatore"

¹⁴ Luca Dezi, A. Gilardoni, F. Testa, A. Miglietta; prefazione di Gaetano M. Golinelli (2005), *"Economia e management delle imprese di pubblica utilità : contesto competitivo e governance delle public utilities locali"* – CEDAM editore

del sistema, che ponga in essere le azioni e le transazioni necessarie ai fini del bilanciamento di immissioni e prelievi in tempo reale.

Ad esempio, qualora un cliente prelevasse più energia di quella programmata in base ai contratti di compravendita sottoscritti, a parità di altre condizioni, si genererebbe uno squilibrio fra immissioni e prelievi sulla rete di trasmissione. Questo, in assenza di un soggetto con il compito di compensare in tempo reale il predetto squilibrio, potrebbe causare il collasso della frequenza e della tensione sulla rete, conducendo all'interruzione del servizio per tutti gli utenti della rete. Analoghi effetti si produrrebbero se lo squilibrio fosse generato da un produttore (in questo caso si avrebbe uno squilibrio nelle immissioni).

La tempestività e il coordinamento delle azioni finalizzate al mantenimento della stabilità e della sicurezza del sistema elettrico, nonché la disponibilità di adeguate risorse finalizzate al bilanciamento (azioni di dispacciamento), sono dunque fattori chiave. Solo un soggetto che possieda tutte le informazioni utili a preservare la sicurezza del sistema è in grado di porre in essere transazioni tempestive e compatibili con tutti i vincoli di sistema (vincoli di bilanciamento, vincoli tecnici delle unità di produzione e di consumo, vincoli di trasmissione, ecc.).¹⁵

In tutti i sistemi elettrici che hanno intrapreso processi di liberalizzazione è stato individuato un soggetto, solitamente una società indipendente dalle società di produzione, responsabile per il coordinamento; tale soggetto coordinatore è solitamente definito "Operatore di Rete e di Sistema" (nella doppia accezione di Independent System Operator – ISO – nel caso non sia proprietario della rete di trasmissione, o di Transmission System Operator – TSO, nel caso in cui il coordinatore sia anche proprietario delle infrastrutture di rete).

2.1.7 Il mercato elettrico

Il mercato elettrico, che in Italia nasce per effetto del decreto di liberalizzazione del settore noto come decreto Bersani – come si vedrà più nel dettaglio nel prossimo capitolo – rappresenta il luogo virtuale d'incontro tra la domanda e l'offerta di energia elettrica. Lo stesso decreto stabilisce che le transazioni tra i vari operatori possono essere effettuate o sulla Borsa Elettrica, chiamata anche **Ipex** (Italian Power Exchange), o attraverso un contratto bilaterale di fornitura. Nel nostro Paese, dunque, la partecipazione al sistema di

¹⁵ Luca Dezi, A. Gilardoni, F. Testa, A. Miglietta; prefazione di Gaetano M. Golinelli (2005), "Economia e management delle imprese di pubblica utilità : contesto competitivo e governance delle public utilities locali" – CEDAM editore

scambi organizzati di Borsa è volontaria e non obbligatoria come invece avviene per esempio in Inghilterra.

Il nostro legislatore, inoltre, ha previsto dal lato della domanda un'apertura graduale del mercato elettrico fissando per i consumatori finali dei criteri di idoneità necessari per poter accedere al libero mercato, ossia partecipare alla borsa elettrica o stipulare contratti bilaterali di fornitura. Nella fase iniziale di liberalizzazione pertanto sussisterà una distinzione tra clienti idonei e vincolati.¹⁶

Fino al 2004 i clienti idonei sono stati individuati sulla base di determinate soglie di consumo, poi diminuite nel corso del tempo, al di sotto delle quali non era possibile accedere al mercato libero; dal primo luglio 2004, sono stati considerati clienti idonei tutti i consumatori non domestici (in pratica chiunque abbia una partita IVA), mentre, dal primo luglio 2007, tutti i clienti finali sono considerati idonei e il mercato libero è stato così completamente aperto alla domanda.

La Borsa Elettrica

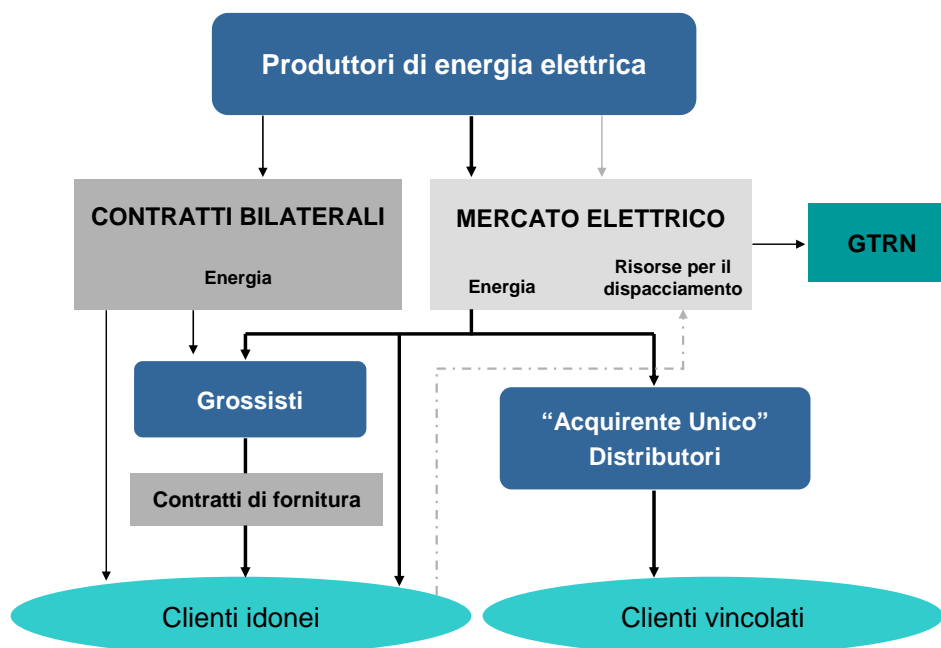
La Borsa elettrica italiana o IPEX (Italian Power Exchange), pienamente operativa dal primo gennaio del 2005, rappresenta un marketplace telematico e organizzato per lo scambio all'ingrosso di elettricità. In questa borsa avviene il libero incontro di domanda e offerta e si forma il prezzo dell'energia di riferimento per tutta la nazione.

La Borsa elettrica è aperta a tutti gli operatori appartenenti al mercato libero. Sono operatori dal lato dell'offerta sia i produttori che i grossisti (*traders*) italiani che esteri. Sono operatori dal lato della domanda i clienti finali idonei. I produttori vendono ai clienti idonei o ai trader l'energia da loro stessi generata. I trader, che non esercitano attività né di produzione né di trasmissione o distribuzione, acquistano l'energia dai produttori o per utilizzarla direttamente o più spesso per rivenderla ai clienti idonei. A partire dal 1° luglio 2004 sono considerati clienti idonei tutti i consumatori non domestici (in pratica chiunque abbia una partita IVA), che dimostrano di essere in possesso di specifici requisiti di capacità tecnica ed idoneità giuridica per poter operare sulla Borsa elettrica.

Al contrario sono clienti finali vincolati le persone fisiche o giuridiche che non rientrano in tale categoria e che quindi non hanno la possibilità di scegliere liberamente il proprio fornitore di energia elettrica. I clienti vincolati, non potendo partecipare direttamente alla Borsa elettrica, possono stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nella loro area territoriale.

¹⁶ Marzi Graziella (2006), "Concorrenza e regolazione nel settore elettrico" – Carocci editore.

Spetta pertanto all'**Acquirente Unico**, che è una società per azioni controllata interamente dal Gestore della rete di trasmissione nazionale (GRTN), il compito di assicurare ai clienti vincolati la fornitura di energia elettrica in condizioni di continuità, sicurezza e parità di trattamento, anche tariffario, su tutto il territorio nazionale. L'Acquirente Unico, infatti, acquista energia, prevalentemente sulla Borsa elettrica, alle condizioni più favorevoli e la rivende alle imprese distributrici per la fornitura dei clienti vincolati.



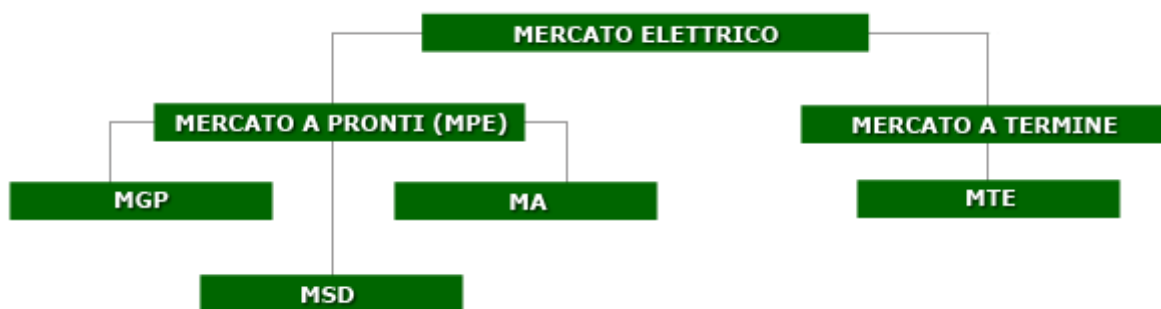
Assetto Organizzativo del Mercato Elettrico Italia

Responsabile del funzionamento del mercato è il Gestore del Mercato Elettrico (GME), società per azioni, controllata interamente dal Gestore della Rete di Trasmissione nazionale (GRTN), posseduta per il 100% dal Tesoro. In particolare al Gestore del mercato è affidata l'organizzazione e la gestione economica del mercato elettrico, secondo criteri di neutralità, trasparenza, obiettività e concorrenza tra i vari produttori.

Struttura Borsa Elettrica

La Borsa elettrica italiana è un mercato all'ingrosso basato su un meccanismo ad asta. L'obiettivo finale è di creare un mercato trasparente e concorrenziale a tutela degli interessi dei consumatori (imprese e famiglie), ma anche un meccanismo efficiente di gestione della produzione di energia in funzione della domanda, in modo da minimizzare il rischio black-out. La Borsa favorisce la transizione del sistema elettrico al mercato libero,

garantendo competitività, trasparenza, non discriminazione e facilitando l'ingresso di nuovi operatori sul mercato.



Fonte: GME

Articolazione del Mercato Elettrico

La Borsa Elettrica si articola nei seguenti mercati:

- ✓ **Mercato dell'energia**, che a sua volta si suddivide nel Mercato del giorno prima dell'energia (MGP) e nel Mercato di aggiustamento (MA).

Sul *Mercato del giorno prima*, i partecipanti formulano offerte di vendita (costituite da una quantità di energia e da un prezzo minimo cui sono disposti a vendere) e offerte di acquisto (costituite da una quantità e da un prezzo massimo cui sono disposti a comprare) di energia elettrica per ogni ora del giorno successivo. Dall'incrocio tra domanda e offerta si definiscono non solo i prezzi e le quantità che verranno scambiate il giorno dopo, ma anche i programmi di immissione di energia nella rete e di prelievo dalla rete di trasmissione nazionale. Tale mercato si svolge, indicativamente, nella mattinata del giorno precedente al giorno di consegna.¹⁷

Sul Mercato di aggiustamento gli operatori possono modificare i loro impegni di acquisto e/o di vendita di energia elettrica rispetto a quelli contrattati sul mercato del giorno prima. Tale mercato si svolge subito dopo il MGP, indicativamente nelle prime ore del pomeriggio.

- ✓ **Mercato per il servizio di dispacciamento (MSD)**. In questo mercato ciascun operatore presenta per ogni ora della giornata le proprie offerte di disponibilità di energia elettrica in aumento o in riduzione rispetto alla potenza immessa o prelevata dalla rete, che è stata stabilita sul mercato dell'energia il giorno precedente. Grazie a tale mercato il Gestore della rete di trasmissione nazionale riesce a svolgere il servizio di dispacciamento ossia a garantire il mantenimento dell'equilibrio tra le immissioni ed i

¹⁷ Marzi Graziella (2006), "Concorrenza e regolazione nel settore elettrico" – Carocci editore.

prelievi di energia elettrica. Il mercato del servizio di dispacciamento si articola nel mercato per il servizio di bilanciamento, nel mercato della riserva e nel mercato della risoluzione delle congestioni.

- ✓ Il **Mercato elettrico a termine** (mercato dell'energia) è la sede per la negoziazione di contratti a termine dell'energia elettrica con obbligo di consegna e ritiro.
 - a. Su MTE sono automaticamente ammessi gli operatori di MGP/MA.
 - b. Le negoziazioni su MTE si svolgono in modalità continua.
 - c. Su MTE sono negoziabili contratti della tipologia Base-load e peak-load con periodi di consegna pari al giorno, alla settimana e al mese.
 - d. Gli operatori partecipano presentando proposte nelle quali indicano tipologia e periodo di consegna dei contratti, numero dei contratti, prezzo al quale sono disposti ad acquistare/vendere e conto energia su PCE cui riferire la transazione in caso di abbinamento delle proposte.
 - e. Le sessioni del MTE si svolgono dalle ore 09.00 e fino alle ore 15.00 dei giorni di mercato. È disponibile on line il calendario delle negoziazioni.
 - f. Le proposte di negoziazione su MTE devono essere compatibili e congrue ai fini della registrazione delle corrispondenti transazioni sulla PCE.
 - g. Su MTE possono essere registrati contratti conclusi OTC.
 - h. Il GME agisce come controparte centrale.

Nel mercato elettrico le transazioni si svolgono su una piattaforma telematica, alla quale gli operatori si connettono tramite internet con procedure d'accesso sicuro (firma elettronica tramite *smart card*) per la conclusione di contratti online. La pubblicazione delle informazioni preliminari al mercato, l'invio di offerte, la comunicazione degli esiti del mercato, dei programmi di produzione e consumo e la fatturazione vengono gestite totalmente in formato elettronico.

Possono essere ammessi al mercato elettrico tutti i soggetti che:

- siano dotati di adeguata professionalità e competenza nell'utilizzo di sistemi telematici e dei sistemi di sicurezza ad essi relativi;
- non siano stati condannati, con sentenza definitiva, ovvero con sentenza che applica la pena su richiesta delle parti, per il delitto di aggio, per uno dei delitti contro l'inviolabilità della segretezza delle comunicazioni informatiche o telematiche, ovvero per il delitto di frode informatica;
- non siano stati esclusi, precedentemente, dal mercato elettrico.

2.1.8 Gli attori del mercato

Si presentano di seguito i principali attori del mercato elettrico, alcuni già precedentemente citati, ma per i quali si desidera volutamente fornire maggior dettaglio.

GRTN – Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale

Il Gestore del sistema elettrico (GRTN) ha il compito di promuovere e incentivare le fonti rinnovabili in Italia.

Il GRTN è capogruppo delle due società controllate AU (Acquirente Unico) e GME (Gestore del Mercato Elettrico).

Il Gestore del sistema elettrico incentiva l'uso delle fonti di energia rinnovabili tramite la gestione del sistema di mercato basato sui Certificati Verdi. Rilascia, inoltre, la Garanzia di Origine (si tratta di un riconoscimento introdotto dalla direttiva comunitaria 2001/77) per l'energia elettrica da fonte rinnovabile, e i certificati RECS (Renewable Energy Certificate System), titoli internazionali, su base volontaria, attestanti la produzione rinnovabile.

Al GRTN è assegnato, da parte dell'Autorità garante per l'Energia Elettrica ed il Gas (AEEG), il ruolo di "soggetto attuatore" previsto dal decreto del Ministero delle Attività produttive del 28 luglio 2005, per l'incentivazione della produzione di energia elettrica mediante conversione fotovoltaica della fonte solare.

AU – Acquirente Unico

L'Acquirente Unico ha lo scopo di garantire ai clienti vincolati la disponibilità di capacità produttiva da un lato e fornitura di energia elettrica dall'altro. L'AU garantisce quindi sicurezza e affidabilità della rete inoltre, sulla base delle direttive dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas (AEEG), stipula contratti di vendita con i distributori elettrici per consentire l'applicazione della tariffa unica ai clienti vincolati.

L'Acquirente unico si approvvigiona direttamente di energia elettrica sulla Borsa Elettrica per mezzo di contratti di importazione di energia elettrica dedicati oppure di contratti bilaterali con i produttori.

GME – Gestore del mercato elettrico

Il Gestore del mercato elettrico (GME) è la società, costituita dal Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale, che gestisce e organizza il mercato elettrico italiano. Il GME garantisce trasparenza ed equità nelle transazioni.

Il mercato elettrico italiano o IPEX (Italian Power Exchange), è nato per stimolare la concorrenza sia al livello della produzione sia al livello della vendita di energia elettrica. Per raggiungere questi obiettivi si è deciso quindi di utilizzare una piattaforma di mercato. Un altro fine del mercato elettrico nazionale è quello di favorire la massima efficienza nella gestione del dispacciamento dell'energia elettrica. A tale scopo si è anche creato un mercato per l'acquisto delle risorse per il servizio di dispacciamento.

AEEG – Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas è un'autorità indipendente istituita con la legge 14 novembre 1995, n. 481 ed ha funzioni di regolazione e di controllo dei settori dell'energia elettrica e del gas.

Un'autorità indipendente è un'amministrazione pubblica che, nei limiti della legge, gode di un elevato grado di autonomia nei propri giudizi e valutazioni rispetto all'esecutivo.

L'Autorità ha il compito di perseguire le finalità indicate dalla legge n. 481 del 1995 con cui si vuole "garantire la promozione della concorrenza e dell'efficienza" nei settori dell'energia elettrica e del gas, nonché "assicurare adeguati livelli di qualità" dei servizi.

Le finalità indicate dalla legge istituita devono essere perseguite assicurando "la fruibilità e la diffusione [dei servizi] in modo omogeneo sull'intero territorio nazionale, definendo un sistema tariffario certo, trasparente e basato su criteri predefiniti, promuovendo la tutela degli interessi di utenti e consumatori". Il sistema tariffario deve inoltre "armonizzare gli obiettivi economico-finanziari dei soggetti esercenti il servizio con gli obiettivi generali di carattere sociale, di tutela ambientale e di uso efficiente delle risorse". Le pubbliche amministrazioni e le imprese sono tenute a fornire all'Autorità, oltre a notizie e informazioni, la collaborazione per l'adempimento delle sue funzioni.

AGCM – L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato

L'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, nota anche come Autorità Antitrust, è una "Autorità indipendente" istituita dalla legge n. 287 del 10 ottobre 1990 ("Norme per la tutela della concorrenza e del mercato"). Con il termine Autorità indipendente si fa riferimento ad un'amministrazione pubblica che prende le proprie decisioni sulla base della legge, senza possibilità di ingerenze da parte del Governo né di altri organi della rappresentanza politica.

L'Autorità ha il compito di applicare la legge n. 287 del 1990 vigilando:

- a) sulle intese restrittive della concorrenza,
- b) sugli abusi di posizione dominante,

c) sulle operazioni di concentrazione che comportano la costituzione o il rafforzamento di una posizione dominante in modo tale da eliminare o ridurre in misura sostanziale e duratura la concorrenza.

L'Autorità ha anche il compito di applicare le norme contenute nel Titolo III del decreto legislativo n. 206 del 2005 (Codice del Consumo) in materia di pratiche commerciali e nel decreto legislativo 145/2007, in materia di pubblicità ingannevole e comparativa a tutela delle imprese nei loro rapporti commerciali.

È attribuito, infine, all'Autorità il compito di vigilare sui conflitti di interessi affinché i titolari di cariche di governo, nell'esercizio delle loro funzioni, si dedichino esclusivamente alla cura degli interessi pubblici e si astengano dal porre in essere atti e dal partecipare a deliberazioni collegiali in situazione di conflitto di interessi.

A questi compiti si aggiungono l'attività di segnalazione al Parlamento e al Governo e l'esercizio dell'attività consultiva.

TERNA

Si tratta della società che gestisce la rete di trasmissione dell'energia elettrica. L'assetto attuale è il risultato dell'acquisizione nel mese di novembre 2005 del ramo di azienda del GRTN come definito dal DPCM 11 maggio 2004. Terna è una società per azioni quotata in Borsa. Il collocamento delle azioni è avvenuto nel giugno 2004. Attualmente l'azionista di maggioranza relativa è la Cassa Depositi e Prestiti, che detiene il 29.99% del pacchetto azionario.

GSE – Gestore dei Servizi Elettrici

Il Gestore dei Servizi Elettrici – GSE S.p.a. opera per la promozione dello sviluppo sostenibile, attraverso l'erogazione di incentivi economici destinati alla produzione energetica da fonti rinnovabili e con azioni informative tese a diffondere la cultura dell'uso dell'energia compatibile con le esigenze dell'ambiente.

Il GSE concentra, in modo esclusivo, la sua azione su tali tematiche a partire dal 1° novembre 2005, quando hanno avuto efficacia le disposizioni del Decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri dell' 11 maggio 2004 che prevedevano il trasferimento a Terna delle attività di gestione della rete di trasmissione nazionale, fino ad allora svolte dalla società Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale S.p.a.

A valle del trasferimento il GRTN è diventato il GSE per rendere più coerente la propria denominazione con la missione ad esso assegnata.

Le attività prevalenti del Gestore dei Servizi Elettrici consistono nel garantire agli operatori il sostegno economico che le normative nazionali assicurano per lo sfruttamento delle fonti energetiche rinnovabili. L'impiego di tali fonti, senza opportuni meccanismi di sostegno, risulta infatti – in genere – ancora troppo costoso per consentirne la diffusione.

In particolare il GSE:

- qualifica gli Impianti di generazione elettrica Alimentati da Fonti Rinnovabili (IAFR);
- effettua il riconoscimento del rispetto della condizione tecnica di cogenerazione;
- emette i certificati verdi (CV) e verifica i relativi obblighi da parte di produttori ed importatori;
- rilascia la Garanzia d'Origine (GO) per l'energia elettrica prodotta da impianti utilizzando fonti energetiche rinnovabili o funzionanti in cogenerazione ad alto rendimento;
- gestisce, in qualità di Soggetto Attuatore, il sistema di incentivazione dell'energia elettrica prodotta da impianti fotovoltaici e da impianti solari termodinamici;
- ritira dai produttori e colloca sul mercato l'energia elettrica prodotta da impianti utilizzando fonti rinnovabili e fonti a queste assimilate, per i quali sono stati sottoscritti contratti di cessione pluriennali (c.d. energia CIP 6);
- ritira e colloca sul mercato l'energia ceduta da impianti che, in base alle disposizioni di legge tradotte nella delibera AEEG n. 280/07, cedono energia al GSE in alternativa all'accesso diretto al mercato (c.d. ritiro dedicato);
- ritira e colloca sul mercato l'energia prodotta da nuovi impianti a fonti rinnovabili fino a 1.000 kW (200 kW per impianti eolici), che, in base alla Legge Finanziaria 2008, scelgono il meccanismo di incentivazione della tariffa omnicomprensiva in alternativa al sistema dei certificati verdi;
- eroga il servizio di scambio sul posto dell'energia prodotta da impianti fino a 200 kW a fonti rinnovabili o funzionanti in cogenerazione ad alto rendimento (dal 1° gennaio 2009).

Grossisti (TRADER)

Sono le persone fisiche o giuridiche che acquistano e vendono energia elettrica senza esercitare attività di produzione e distribuzione all'interno dell'Unione Europea.

2.1.9 I percorsi di sviluppo e gli operatori principali

In risposta ai profondi mutamenti che interessano il comparto, le utilities locali attive nella filiera elettrica hanno sviluppato una serie di strategie spesso tese al consolidamento e

all'espansione della posizione competitiva nel mercato di riferimento. Si possono individuare alcuni percorsi principali di sviluppo:

1. incremento della potenza installata nelle centrali di proprietà, con ingenti investimenti;
2. apertura di nuove centrali, a seguito delle varie autorizzazioni e del superamento delle non rare opposizioni delle popolazioni interessate;
3. acquisto di capacità produttiva, come è avvenuto, ad esempio, nel caso delle Gen.Co dismesse da Enel;
4. sviluppo delle reti locali di distribuzione, come è avvenuto in parte attraverso l'acquisto di alcune reti cittadine messe in vendita dall'Enel ai sensi del decreto Bersani. Ciò in un'ottica tesa a rafforzare la posizione territoriale, ma anche per offrire un servizio integrato allo stesso bacino di utenza.

A seguito delle dismissioni di capacità da parte dell'Enel, la produzione di energia elettrica si presenta ripartita tra sei-sette grandi operatori, che si contendono le quote di mercato più significative.¹⁸

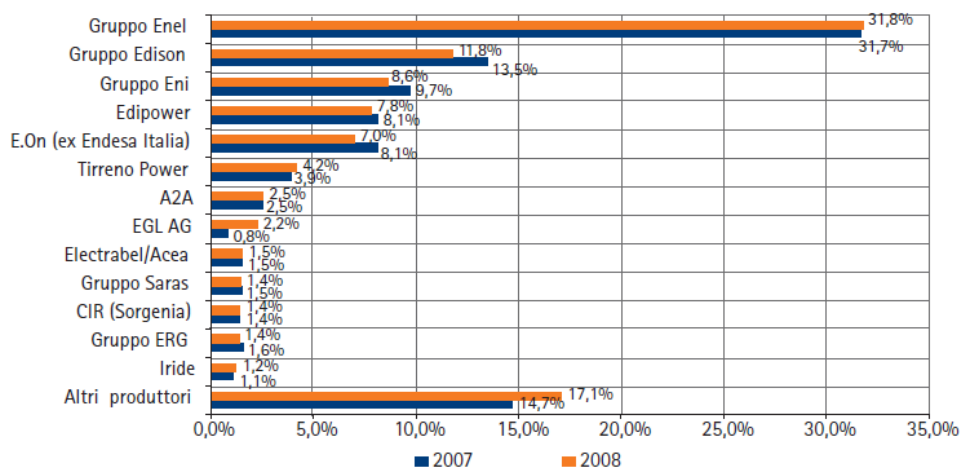
La figura presentata all'inizio di pagina successiva riporta le quote di generazione dei principali operatori nel 2008 confrontate con quelle del 2007. Rispetto a quanto avvenuto negli anni precedenti, si arresta la contrazione della quota di mercato del gruppo Enel (31,8%), che rimane sostanzialmente stabile rispetto al valore registrato nel 2007 (pari al 31,7%).¹⁹ I quattro principali concorrenti, Edison, Eni, Edipower ed E.On, riportano invece una riduzione delle

proprie quote di mercato, a vantaggio di altri operatori di medie dimensioni (per esempio, EGL AG) o dei produttori di dimensione inferiore.

Il calcolo dell'indice di Herfindahal-Hirschman (HHI), con riferimento alla generazione lorda, evidenzia un'ulteriore diminuzione della concentrazione del mercato. L'indice relativo al 2008 assume valore pari a 1.380, contro i 1.440 del 2007.

¹⁸ AEEG (2009), *"Struttura, Prezzi e Qualità nel settore dell'energia elettrica"*.

¹⁹ AEEG (2009), *"Struttura, Prezzi e Qualità nel settore dell'energia elettrica"*.



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori

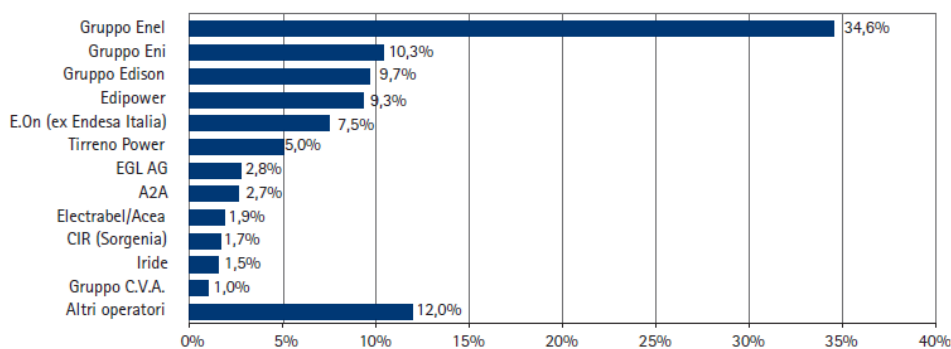
Contributo dei principali operatori alla produzione nazionale lorda

Dati in percentuale - Confronto 2007-2008

La figura a fine pagine riporta invece le quote percentuali dell'energia destinata al consumo prodotta dai maggiori operatori nazionali. Il calcolo delle quote è stato effettuato al netto dell'energia CIP6 ceduta dal Gestore dei servizi elettrici (GSE) al mercato, nonché dell'energia destinata ai pompaggi e alle esportazioni.

Rispetto all'anno precedente, il gruppo Enel mantiene sostanzialmente stabile la propria posizione, mentre i gruppi Eni ed E.On registrano entrambi una contrazione (superiore all'1%) della propria quota a favore di altri operatori tra cui, in particolare, la società EGL AG, la cui quota di mercato risulta essere pari nel 2008 a circa il 2,8%.

Nel complesso il grado di concentrazione del mercato della generazione destinata al consumo risulta essersi ridotto rispetto al 2007, in linea con quanto registrato negli ultimi anni. In particolare, l'indice HHI nel 2008 risulta pari a 1.590, in diminuzione dal valore di 1.639 del 2007.



Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori

Contributo dei principali operatori alla produzione di energia elettrica destinata al consumo

Dati in percentuale - Anno 2008

La tavola seguente riporta infine il contributo percentuale dei principali gruppi alla generazione termoelettrica nazionale, con riferimento ai principali combustibili convenzionali.

	CARBONE	PRODOTTI PETROLIFERI ^(A)	GAS NATURALE	ALTRE FONTI ^(B)
Gruppo Enel	70,3	24,9	19,4	0,0
Gruppo Edison	0,0	2,9	16,9	39,2
Gruppo Eni	0,0	11,0	13,1	23,3
Edipower	6,8	18,1	9,1	0,0
E.On (ex Endesa Italia)	12,8	7,9	8,0	0,0
Tirreno Power	9,3	0,3	5,4	0,0
EGL AG	0,0	0,0	4,3	0,0
A2A	0,8	0,0	2,9	0,0
Electrabel/Acea	0,0	0,0	2,7	0,0
CIR (Sorgenia)	0,0	0,0	2,7	0,0
Gruppo Saras	0,0	18,4	0,0	0,0
Iride	0,0	0,2	1,8	0,0
Altri operatori	0,0	16,2	13,7	37,1
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0

(A) Comprende olio combustibili BTZ e STZ, distillati leggeri, gasolio, coke di petrolio, olio combustibile ATZ e MTZ, bassi prodotti e altri residui della lavorazione del petrolio.

(B) Comprende gas derivati, recuperi di calore e l'espansione di gas compresso.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Contributo dei principali operatori nazionali alla generazione termoelettrica per fonte

Dati in percentuale - Anno 2008

Come si evince dalla tabella, Enel si conferma il primo produttore di energia elettrica da fonti convenzionali, con una presenza molto elevata nella generazione da carbone (70,3% del totale) e significativa nella generazione da gas naturale e da prodotti petroliferi. Seguono i gruppi Edison ed Eni, che confermano la propria posizione di principali concorrenti di Enel, con una presenza particolarmente importante nella generazione da gas derivati.²⁰

²⁰ AEEG (2009), "Struttura, Prezzi e Qualità nel settore dell'energia elettrica".

2.2 Gas Naturale

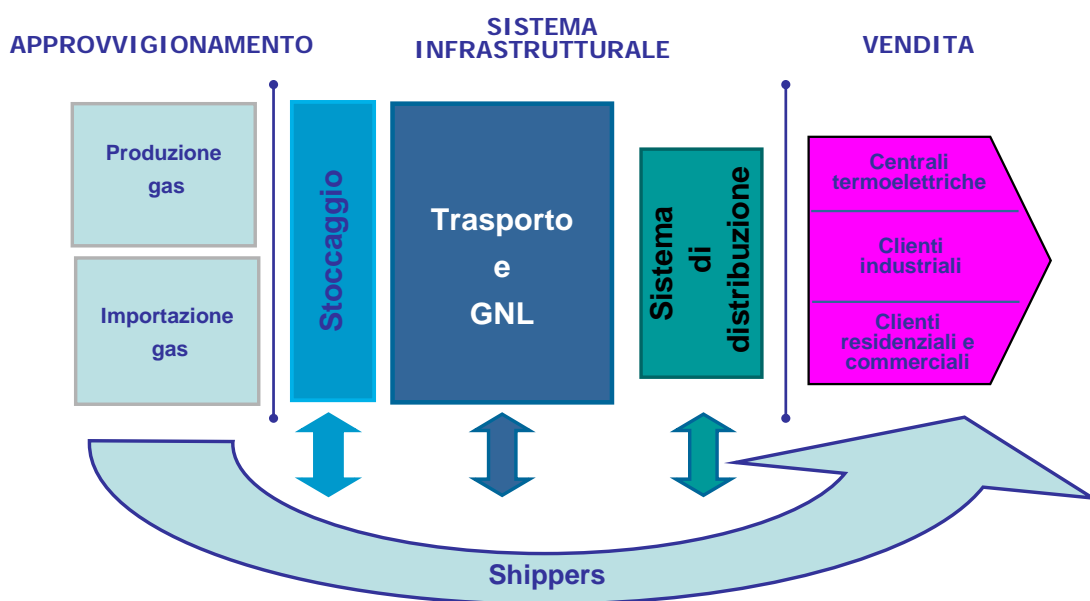
Da sempre il gas naturale è considerato un bene primario il cui utilizzo è di preminente servizio pubblico. Per anni, quindi, il relativo mercato è stato caratterizzato dalla presenza di imprese verticalmente integrate e da monopoli che di fatto garantivano l'estensione delle reti di trasporto anche in quelle zone dove gli investimenti in tali infrastrutture non erano considerati convenienti.

È solo alla fine degli anni novanta che l'Unione Europea ha iniziato un processo di liberalizzazione di tale mercato, implementato poi in ogni singolo Stato membro, con lo scopo di creare un mercato interno del gas naturale caratterizzato dalla libera concorrenza.

Infatti negli ultimi anni, analogamente a quello elettrico, il mercato del gas ha subito profonde modifiche derivanti dal processo di liberalizzazione, che hanno permesso di passare dal precedente monopolio dell'Eni alla situazione attuale. Questa evoluzione del sistema è stata dettata dall'esigenza di creare un mercato unico europeo che vedesse i player di questo settore competere liberamente.

La filiera del gas rappresenta l'intero ciclo produttivo che parte dalla fase di approvvigionamento, passa per lo stoccaggio e termina con la distribuzione e la vendita. Si tratta, insomma, di tutta quella serie di attività che intercorrono fra il momento in cui il gas viene estratto, magari in un lontano giacimento russo, e il momento in cui accendiamo il fornello di casa.

Esattamente la filiera del gas è suddivisa nei seguenti segmenti:



2.2.1 Approvvigionamento

L'approvvigionamento, la prima fase della filiera del gas, si suddivide a sua volta nelle attività di produzione e di importazione.

La produzione, su cui vigila il Ministero delle Attività produttive, comprende tutti quegli studi geologici che comportano l'analisi dei terreni e dei fondali marini, finalizzata all'individuazione di giacimenti e alla successiva estrazione del gas naturale dagli stessi. Esistono, tuttavia, altri metodi di produzione del gas naturale che si basano sulle esalazioni di determinate sostanze organiche o sulla sintesi del gas trami processi chimici. L'attività di importazione riguarda, invece, l'acquisto all'estero, presso produttori e venditori terzi, dei quantitativi di gas naturale richiesti dalle imprese e dai piccoli utenti finali in eccedenza rispetto alla produzione nazionale. Pur trattandosi di un segmento della filiera svincolato da concessioni e permessi, in realtà le caratteristiche medie dei contratti previsti per questo settore, come la durata ventennale o la formula del *take or pay* che prevede il pagamento di una quota minima indipendentemente dai volumi di gas prelevati, rendono particolarmente difficile l'ingresso di nuovi concorrenti sul mercato.

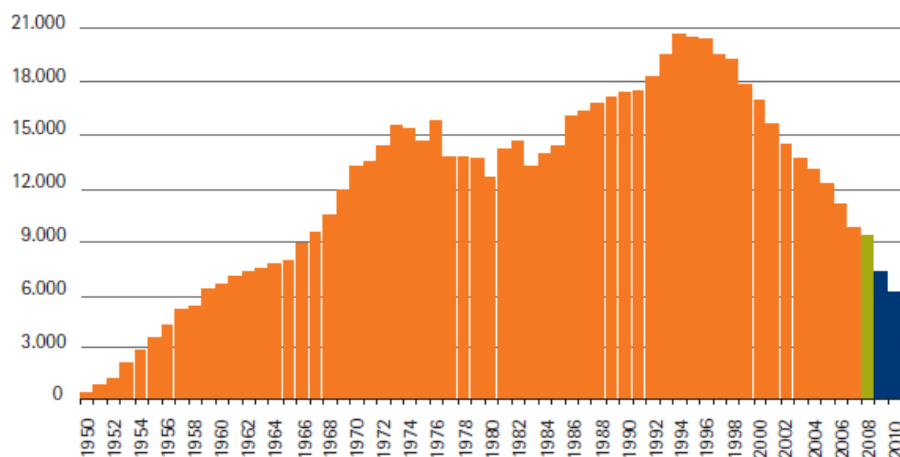
In particolare, il *take or pay* è una clausola inclusa nei contratti di acquisto di gas naturale, in base alla quale l'acquirente è tenuto a corrispondere comunque, interamente o parzialmente, il prezzo di una quantità minima di gas prevista dal contratto, anche nell'eventualità che non ritiri tale gas.

Sul fronte degli approvvigionamenti la produzione è praticamente tutta sotto la titolarità del gruppo Eni, a eccezione di una piccola quota in capo a Edison e di altri volumi poco rilevanti riconducibili a piccoli coltivatori. Per quello che attiene alle importazioni, esse ricadono per oltre il 60% nella disponibilità del gruppo più importante: a questa quota andrebbero aggiunti i circa 4 G(m³) che alcuni tra i maggiori operatori del settore acquistano da Eni stessa al di là del confine nazionale.²¹

Come ormai da molti anni, anche nel 2008 la produzione nazionale di gas naturale è diminuita rispetto all'anno precedente.

La riduzione è risultata tuttavia inferiore alle attese e meno rilevante di quelle registrate negli ultimi anni. Secondo i dati provvisori pubblicati dal Ministero dello sviluppo economico, infatti, lo scorso anno la produzione nazionale è stata pari a 9.255 M(m³), in calo del 4,6% rispetto al 2007, mentre – come si vede dalla figura di pagina seguente che riporta la curva storica – negli ultimi tre anni è scesa in media a un ritmo del 9% annuo.

²¹ AEEG (2009), "Struttura, Prezzi e Qualità nel settore del gas".



Fonte: Ministero dello sviluppo economico

Andamento della produzione nazionale di gas naturale dal 1950 in M(m³)

Valori storici dal 1950 al 2007; preconsuntivo 2008 e previsioni dal 2009 al 2010

Secondo i dati pubblicati dall'Ufficio Nazionale Minerario per gli Idrocarburi e la Geotermia del Ministero dello sviluppo economico, la produzione 2008, pari a 9.070 M(m³) – valore diverso da quello appena indicato in quanto calcolato utilizzando un potere calorifico del gas differente – è stata ottenuta per un quarto da giacimenti a terra e per tre quarti da coltivazione in mare. Il gas estratto da giacimenti a terra, pari a 2.256 M(m³), è la parte di produzione che è diminuita in misura minore rispetto all'anno precedente (-4,7%), mentre la produzione da giacimenti marini ha raggiunto 6.815 M(m³), registrando tuttavia un calo di oltre un punto percentuale più elevato.

Il continuo declino della produzione ne riduce via via la copertura dei consumi nazionali: dal 30% della fine degli anni Novanta, si è passati al 20% nella prima metà degli anni Duemila, per arrivare lo scorso anno attorno all'11%.

Alla consueta indagine annuale sui settori regolati svolta dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas hanno risposto 7 società che nel 2008 hanno prodotto complessivamente 8.740 M(m³) di gas naturale. Il segmento continua a essere dominato dal gruppo Eni che possiede la quota di produzione più elevata e di gran lunga superiore ai suoi concorrenti, pari quasi all'82%. Seguono i gruppi Edison e Royal Dutch Shell, ciascuno con una produzione di poco meno di 700 M(m³), e Gas Plus con 232 M(m³).²²

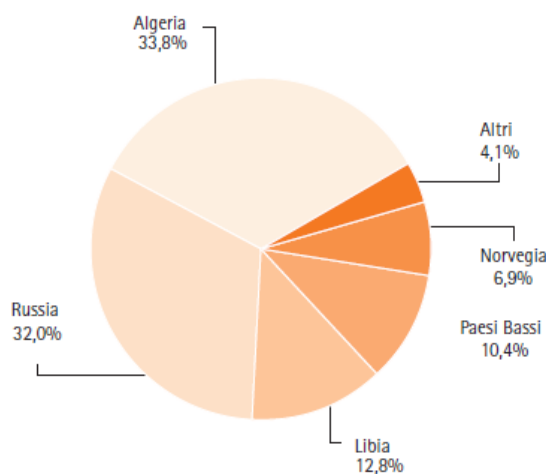
²² AEEG (2009), "Struttura, Prezzi e Qualità nel settore del gas".

GRUPPO	M(m ³)	QUOTA %
Eni	7.146	81,8
Edison	685	7,8
Royal Dutch Shell	673	7,7
Gas Plus	232	2,7
Altri	5	0,1
TOTALE	8.740	100,0
TOTALE (Ministero dello sviluppo economico)	9.255	-

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori

Produzione di gas naturale in Italia nel 2008

Per quanto riguarda invece le importazioni, secondo i dati provvisori del Ministero dello sviluppo economico, nel 2008 hanno raggiunto 76.657 M(m³), al netto di 210 M(m³) esportati, registrando una crescita del 3,8% rispetto al 2007. Tenendo conto che lo scorso anno sono stati immessi 1.029 M(m³) negli stoccaggi – a differenza di quanto accaduto nel 2007 quando invece 1.309 M(m³) furono prelevati dalle scorte – e che le perdite di rete sono stimabili in circa 1,5 G(m³), il valore dei consumi nazionali è valutabile in 83.389 M(m³). Il grado di dipendenza dell'Italia dalle importazioni ha quindi raggiunto il 92%.



Fonte: Ministero dello sviluppo economico.

Importazioni lorde di gas nel 2008 secondo la provenienza

Valori percentuali; dati provvisori

Come mostra la figura, che illustra la ripartizione dei volumi di gas importato in base alla nazione di provenienza fisica (non contrattuale), l'80% delle importazioni proviene da Paesi non appartenenti all'Unione europea. Il gas estero giunge in Italia quasi esclusivamente attraverso i gasdotti: solo il 2% del gas importato, infatti, arriva via nave e tutto dall'Algeria. Le principali fonti di approvvigionamento via gasdotto sono entrambe

extracomunitarie: l'Algeria e la Russia. Anche nel 2008 l'Algeria è stato il primo Paese esportatore in Italia: complessivamente da questa nazione sono arrivati 25,9 G(m³), di cui 24,4 via gasdotto, al punto di entrata della rete nazionale di Mazara del Vallo, e 1,6 via nave, rigassificati presso l'impianto di Panigaglia. Complessivamente il gas algerino ha assicurato una quota del 33,8% del nostro fabbisogno. Dalla Russia sono giunti 24,6 G(m³), pari al 32% del totale importato, attraverso i punti di Tarvisio e di Gorizia. Il terzo Paese esportatore è la Libia, da cui è giunto il 12,8%, ovvero 9,9 G(m³), del gas complessivamente importato in Italia. Quantitativi importanti provengono anche dai Paesi Bassi (10,4%) e dalla Norvegia (6,9%); essi entrano in Italia attraverso il punto della rete nazionale di Passo Gries, presso il confine svizzero. Il rimanente 4,1% delle importazioni 2008 è arrivato da altri Paesi europei tra cui, quasi l'1%, dalla Croazia.

2.2.2 Trasporto

Il trasporto del gas naturale rappresenta una fase molto importante della filiera sia per gli ingenti costi previsti per i player del settore, sia per i cambiamenti cui si sta assistendo negli ultimi tempi. Il trasporto tradizionale del gas naturale avviene tramite una rete di gasdotti ad alta e media pressione e a largo diametro, le cosiddette *pipeline*, che varcano il territorio di diversi paesi o le tratte di mare che li separano. Ma questa forma di trasporto ha incontrato spesso forti difficoltà a causa sia dei conflitti geopolitici dei territori attraversati dai gasdotti sia della limitata portata delle pipeline tradizionali soprattutto nei periodi di forte aumento della domanda.

Dal 2008 la rete di trasporto del gas, suddivisa in nazionale e regionale, è gestita da 9 imprese: 3 per la rete nazionale e 8 per la rete regionale (si veda la tabella seguente).

SOCIETÀ	RETE NAZIONALE	RETE REGIONALE	TOTALE
Snam Rete gas	8.779	22.695	31.474
Società Gasdotti Italia	120	1.162	1.282
Edison Stoccaggio	83	0	83
Consorzio della Media Valtellina per il trasporto del gas	0	29	29
Gas Plus Trasporto	0	32	32
Carbotrade	0	67	67
Metanodotto Alpino	0	76	76
Netenergy Service	0	36	36
Retragas	0	399	399
TOTALE	8.982	24.496	33.478

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Reti delle società di trasporto nel 2008 (Km)

La novità rispetto al 2007 è data dall'ingresso tra gli operatori di rete nazionale di Edison Stoccaggio che gestisce il gasdotto Cavarzere-Minerbio di collegamento tra il nuovo impianto di rigassificazione di Rovigo e la rete nazionale. Sotto il profilo degli assetti gestionali, tuttavia, il segmento del trasporto gas non è sostanzialmente mutato. Il principale operatore del trasporto, Snam Rete Gas, possiede 31.474 km di rete sui 33.478 di cui è composto il sistema italiano di trasporto del gas. Il secondo operatore è il gruppo Edison che complessivamente amministra 1.365 km di rete, di cui 203 sulla rete nazionale. Tale gruppo, infatti, gestisce sia la rete di proprietà di Società Gasdotti Italia (1.282 km), sia il nuovo gasdotto di collegamento del terminale GNL di Rovigo, tramite la partecipata Edison Stoccaggio.

In Italia Snam Rete Gas possiede dunque circa il 97% della rete di gasdotti ad alta pressione. Si tratta di un monopolio di fatto a cui hanno contribuito da un lato la specifica storia del settore nel nostro Paese, dall'altro i costi notevoli che sarebbero necessari per costruire altre pipeline ed entrare nel mercato in maniera competitiva²³.

Per questi motivi, sempre più di frequente, si è deciso di fare ricorso al trasporto via nave del gas naturale liquefatto, o GLN. In questo caso il gas naturale è liquefatto a basse temperature in apposite cisterne, per essere trasportato nel paese di destinazione tramite navi. Qui si procede alla rigassificazione della sostanza, tramite appositi impianti. In questo modo è stata favorita una maggiore concorrenza dal lato dell'offerta attraverso l'accesso al mercato di nuovi competitor.



Fonte: Snam Rete Gas

**Rete nazionale
gasdotti e punti di
ingresso**

²³ AEEG (2009), "Struttura, Prezzi e Qualità nel settore del gas".

2.2.3 Stoccaggio e dispacciamento

L'attività di stoccaggio prevede la conservazione, in genere in giacimenti ormai esauriti, di scorte di gas destinate a riserva per i momenti di carenza del prodotto sul mercato. L'andamento ciclico della domanda del gas, caratterizzata da una forte richiesta nel periodo invernale per alimentare il riscaldamento delle abitazioni e da un calo nel periodo estivo, impone infatti di regolare le scorte in maniera da fronteggiare efficacemente le oscillazioni del mercato.

Lo stoccaggio può essere:

- *minerario*, necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano;
- *strategico*, finalizzato a sopperire a situazioni di mancanza o riduzione degli approvvigionamenti o di crisi del sistema del gas;
- *di modulazione*, finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento giornaliero, stagionale e di punta dei consumi.

Per l'anno termico 2008-2009 il sistema di stoccaggio ha offerto una disponibilità per il conferimento in termini di spazio complessivo per riserva attiva (cosiddetto *working gas*) pari a circa 13,9 G(m³), come si può vedere dalla seguente tabella:

	M(GJ)	M(m ³) STANDARD(A)
Spazio per stoccaggio strategico	200,9	5.100
Spazio per i servizi di modulazione, stoccaggio minerario e bilanciamento operativo della rete di trasporto	346,9	8.818
TOTALE	547,8	13.918
Disponibilità giornaliera di punta per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e bilanciamento operativo della rete di trasporto a fine stagione di erogazione	6,0 M(GJ)/giorno	152,3 M(m ³)/giorno

(A) Determinati secondo i valori del PCS di riferimento dei sistemi Edison Stoccaggio e Stogit, pari rispettivamente a 38,1 e 39,4 MJ/m³.

Disponibilità di stoccaggio in Italia

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Edison Stoccaggio e Stogit.

La quota di tale disponibilità destinata allo stoccaggio strategico è pari a circa 5,1 G(m³), come stabilito dal Ministero dello sviluppo economico (in applicazione di quanto prescrivono l'art. 3, comma 4, del decreto del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato 9 maggio 2001 e l'art. 2 del decreto del Ministro delle attività produttive 26 settembre 2001) sulla base:

- dei programmi di importazione dai Paesi non appartenenti all'Unione europea comunicati dagli utenti;
- della situazione delle infrastrutture di importazione;
- dell'andamento delle fasi di iniezione e di erogazione dagli stoccaggi negli inverni precedenti.

La disponibilità per i servizi di stoccaggio minerario, di modulazione e per il bilanciamento operativo della rete di trasporto è ammontata a 8,8 G(m³). La disponibilità di punta giornaliera in erogazione, valutata al termine dell'erogazione del gas destinato al servizio di modulazione e minerario, come previsto dalle disposizioni introdotte dalla delibera 3 marzo 2006, n. 50/06, è pari complessivamente a circa 152 M(m³) standard.²⁴

L'attività di dispacciamento, strettamente legata a quella di stoccaggio, si occupa invece di organizzare i transiti sulla rete in modo tale da garantire un corretto equilibrio fra domanda e offerta e la disponibilità di gas a tutti i consumatori in maniera equa.

2.2.4 Distribuzione e vendita

La distribuzione si occupa del trasporto del gas attraverso reti di gasdotti locali a bassa pressione e con diametro ridotto, per la consegna agli utenti finali, si tratti di un'impresa, di una centrale termoelettrica o di una famiglia. Rientrano fra i compiti della distribuzione anche la manutenzione e la gestione della rete fisica di trasporto con gli oneri che ne derivano.

Negli ultimi 2 anni si è assistito ad una forte diminuzione del numero degli operatori. Non v'è dubbio che nella distribuzione di gas naturale sia in corso da tempo un processo di riassetto industriale che conduce ogni anno a numerose operazioni di fusione e acquisizioni societarie (così come a cessioni di rami d'azienda o di impianti), ovvero a una naturale riduzione del numero delle imprese che vi operano.

²⁴ AEEG (2009), "Struttura, Prezzi e Qualità nel settore del gas".

GRUPPO	2007	QUOTA %	2008	QUOTA %
Eni	8.031	25,8	8.897	26,6
Enel	3.441	11,1	3.622	10,8
Hera	2.081	6,7	2.129	6,4
A2A	1.933	6,2	1.895	5,7
Italcogim	1.226	3,9	1.307	3,9
E.On	1.144	3,7	1.181	3,5
Iride	751	2,4	1.177	3,5
Enia	958	3,1	1.070	3,2
Asco Holding	743	2,4	802	2,4
Linea Group Holding	483	1,6	537	1,6
Acegas-Aps	460	1,5	463	1,4
Amga Azienda Multiservizi	413	1,3	443	1,3
Erogasmet	314	1,0	351	1,0
Gelsia	152	0,5	319	1,0
Consiag	327	1,1	319	1,0
Energei	291	0,9	311	0,9
Gas Rimini	298	1,0	304	0,9
Aimag	213	0,7	302	0,9
Agsm Verona	284	0,9	285	0,9
Edison	272	0,9	281	0,8
Altri	7.279	23,4	7.488	22,4
TOTALE	31.094	100,0	33.485	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazione degli operatori

Primi 20 gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2008

Volumi di gas naturale distribuito in M(m³)

La tavola qui esposta illustra i primi 20 gruppi operanti nella distribuzione di gas naturale nel 2007 e nel 2008 e le relative quote di mercato. Come nelle altre fasi della filiera, il gruppo Eni risulta dominante, con una quota meno rilevante (26,6% nel 2008), ma comunque più che doppia rispetto ai principali inseguitori. Il confronto con il 2007 mostra un rafforzamento della quota dell'incumbent, principalmente dovuto all'acquisizione di Siciliana Gas, a svantaggio dei concorrenti che, in modo abbastanza distribuito, hanno visto la propria quota ridursi. Fanno eccezione Iride, Enia, Gelsia e Aimag, la cui quota di mercato si è accresciuta. L'incremento è superiore a un punto percentuale solo nel caso di Iride. Complessivamente i primi 20 gruppi coprono quasi l'80% del mercato.

L'ultima fase della filiera è quella che riguarda la vendita del gas naturale all'utente finale. Si tratta di fatto dell'attività commerciale che a valle remunera tutte le altre attività sottostanti.

In base al decreto legislativo n. 164/00, i soggetti che vendono gas a clienti finali devono anche essere autorizzati dal Ministero dello sviluppo economico, mentre le imprese che svolgono solo attività di trading non necessitano di tale autorizzazione.²⁵ Tra gli esercenti oggetto della rilevazione, sono stati classificati come grossisti gli operatori che hanno effettuato meno del 95% delle loro vendite a clienti finali; essi comprendono anche tutte le

²⁵ AEEG (2009), "Struttura, Prezzi e Qualità nel settore del gas".

società che possiedono una produzione propria di gas naturale che offrono sul mercato all'ingrosso. Nel 2008 il numero di grossisti è risultato pari a 78.

Le modalità di approvvigionamento delle imprese grossiste sono illustrate nella tavola successiva, dalla quale si osserva che queste società si procurano il gas per quasi il 60% attraverso le importazioni. Una parte rilevante (quasi il 20%) delle importazioni dei grossisti di media dimensione è acquisita da Eni al di là del confine nazionale. Il 23% del gas ceduto al mercato all'ingrosso viene acquistato da altri rivenditori sul territorio nazionale (sia alla frontiera, sia al *city gate*), il 7% è direttamente prodotto e quasi il 10% viene acquisito al PSV²⁶. Le importazioni sono la principale fonte di approvvigionamento soprattutto per i grandi operatori, mentre via via che la dimensione degli operatori si riduce, divengono sempre più importanti gli acquisti sul mercato nazionale e quelli al PSV, dove in media si acquisiscono partite di minore rilevanza.

L'incidenza degli acquisti al PSV è massima nel caso dei grossisti di piccolissima dimensione, per i quali raggiunge il 36%.

APPROVVIGIONAMENTO	GROSSISTI(A)					Totale
	Eni	Grandi	Medi	Piccoli	Piccolissimi	
Produzione nazionale	13,2	0,0	1,7	5,2	1,8	6,9
Importazioni	85,1	75,5	40,9	14,2	22,0	59,6
Acquisti da operatori sul territorio nazionale	1,5	20,5	39,9	51,9	33,6	22,9
Acquisti in stoccaggio	0,0	0,2	0,1	4,3	6,6	0,7
Acquisti al PSV	0,3	3,8	17,5	24,3	36,0	9,8
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

(A) Grandi: operatori con vendite superiori a 10 G(m³).
 Medi: operatori con vendite comprese tra 1 e 10 G(m³).
 Piccoli: operatori con vendite comprese tra 0,1 e 1 G(m³).
 Piccolissimi: operatori con vendite inferiori a 0,1 G(m³).

Approvvigionamento dei grossisti nel 2008 (quote %)

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Nel primo semestre dell'anno termico 2008-2009 63 soggetti hanno effettuato scambi, cessioni e acquisizioni di gas presso il PSV; di questi 53 erano anche utenti del sistema di trasporto. Dieci soggetti risultano quindi essere trader al PSV.

²⁶ In considerazione dell'esigenza di proseguire il processo di liberalizzazione e di sviluppo di un mercato concorrenziale del gas, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha fissato le tappe per la realizzazione in Italia di una "borsa" del gas naturale. Come primo passo è stato creato il **Punto di Scambio Virtuale (PSV)**, un luogo virtuale per lo scambio di gas naturale fra gli operatori senza determinazione di prezzi. In considerazione della scarsa liquidità del mercato del gas in Italia, il PSV costituisce oggi solamente un'opportunità per gli operatori del settore (*shipper*) per bilanciare la propria posizione. Date le prospettive di sviluppo di un quadro competitivo stabile per il trading del gas, si prevede, in ogni caso, che il PSV si trasformi in futuro in una vera "borsa" del gas naturale.

Il mercato della vendita finale resta piuttosto concentrato: i primi 3 gruppi coprono il 62,3% (l'anno scorso raggiungevano il 63,5%). La concentrazione a livello dei primi 5 gruppi, invece, è addirittura aumentata: dal 69,4% al 71,7%, come ci si poteva attendere visto l'aumento degli operatori nella classe dei più grandi e la corrispondente diminuzione del numero di imprese nelle classi di vendita di dimensione medio-piccola.

Con una quota del 38,4% Eni si conferma il gruppo dominante, seppure in riduzione nel tempo, ancora ben distanziato dal secondo operatore, il gruppo Enel, che ogni anno guadagna terreno: la quota di Enel, infatti, è cresciuta di quasi 2 punti percentuali, arrivando nel 2008 al 18,3%. Da notare il passaggio in terza posizione del gruppo E.On che con il 5,6% ha superato il gruppo Edison, nonostante l'incremento dal 3,1 al 4,9% della quota di mercato di quest'ultimo. Seguono, con quote non troppo distanti: Energie Investimenti, A2A e Hera. In generale, un altro segnale di concentrazione del mercato è dato dall'assottigliarsi delle differenze tra le quote dei primi due operatori del mercato e quelle del gruppo inseguitore, formato dalle successive quattro o cinque imprese.

GRUPPO	VOLUME	QUOTA %
Eni	26.862	38,4
Enel	12.799	18,3
E. On	3.927	5,6
Edison	3.428	4,9
Energie Investimenti	3.136	4,5
A2A	2.668	3,8
Hera	2.209	3,2
CIR (Sorgenia)	1.142	1,6
Iride	1.107	1,6
Ascopiave	922	1,3
E.S.T.R.A. Energia, Servizi, Territorio, Ambiente	567	0,8
Acegas-Aps	415	0,6
Linea Group Holding	399	0,6
Erogasmet	386	0,6
Gas Plus	371	0,5
Trentino Servizi	313	0,4
Amga Azienda Multiservizi (Udine)	311	0,4
Gas Rimini	296	0,4
Gelsia	282	0,4
ACSM (Como)	275	0,4
Altri	8.108	11,6
TOTALE	69.922	100,0

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Primi 20 gruppi per vendite al mercato finale nel 2008

Volumi in M(m³)

2.2.5 Gli attori del mercato

Si presentano di seguito i principali attori del mercato del gas, alcuni già precedentemente citati, ma per i quali si desidera volutamente fornire maggior dettaglio.

SNAM RETE GAS

Snam Rete Gas è il principale operatore italiano di trasporto e dispacciamento di gas naturale sul territorio nazionale, disponendo della quasi totalità delle infrastrutture di trasporto in Italia, con oltre 31.000 km di gasdotti in alta e media pressione (circa il 96% dell'intero sistema di trasporto). La Società possiede l'unico impianto attualmente operativo in Italia per la rigassificazione del GNL attraverso il quale viene importato gas naturale liquefatto trasportato da navi metaniere.

I clienti di Snam Rete Gas sono gli *shipper*, gli operatori che prenotano capacità nel sistema di trasporto di Snam Rete Gas per destinare quantitativi di gas immessi a proprio titolo in base alle loro esigenze. Snam Rete Gas quindi trasporta il gas per conto degli *shipper*, consegnandolo sulla base delle loro istruzioni.

Gli *shipper* producono o importano gas, oppure lo acquistano da produttori nazionali o da altri *shipper*, per rivenderlo ai clienti finali (industrie e centrali termoelettriche), grossisti, o altri *shipper*.

Le fasi dell'accesso al servizio di trasporto e dispacciamento e dell'erogazione di tale servizio sono disciplinate dal Codice di Rete, predisposto da Snam Rete Gas sulla base dei criteri e delle disposizioni in materia di accesso e di erogazione del servizio predisposte dall'Autorità con la Delibera n. 137/02, e approvato dalla medesima Autorità con la Delibera n. 75/03 del luglio 2003, e successive integrazioni.

Il trasporto del gas naturale è un servizio integrato che consente la movimentazione del gas a partire dai punti di entrata nella Rete Nazionale fino ai punti di riconsegna della Rete Regionale per conto del soggetto che lo ha immesso. Snam Rete Gas conferisce capacità di trasporto agli *shipper* che ne fanno richiesta, i quali acquisiscono il diritto di immettere e ritirare, in qualsiasi giorno dell'anno termico, rispettivamente ai punti di entrata e di uscita della Rete Nazionale, ai punti di riconsegna sulla Rete Regionale e al Punto di Scambio Virtuale (Punto Virtuale situato tra i punti di entrata e di uscita della Rete Nazionale Gasdotti presso il quale gli Utenti possono effettuare, su base giornaliera, scambi e cessioni di gas, immesso nella Rete Nazionale) un quantitativo di gas non superiore alla portata giornaliera conferita.

Il gas immesso nella Rete Nazionale Gasdotti proviene da importazioni e in minor quantità da produzione nazionale. Il gas naturale proveniente dall'estero viene immesso nella Rete Nazionale di Gasdotti attraverso 6 punti di entrata in corrispondenza delle interconnessioni con i metanodotti di importazione (Tarvisio, Gorizia, Passo Gries, Mazara del Vallo, Gela) e del terminale di rigassificazione GNL di Panigaglia. Il gas di produzione nazionale viene immesso in corrispondenza dei 67 punti di entrata dai campi di produzione o dai loro centri di raccolta e trattamento. Anche i campi di stoccaggio gas sono collegati alla rete di trasporto (2 punti virtuali di entrata). I punti di uscita dalla Rete Nazionale di Gasdotti sono costituiti da 17 aree di prelievo (ossia aggregazioni territoriali di punti di riconsegna), coincidenti generalmente con i confini amministrativo-regionali, da 5 punti di interconnessione con i gasdotti internazionali per le esportazioni (Tarvisio, Gorizia, Passo Gries, Bizzarrone, Repubblica di San Marino) e da due punti di uscita verso gli "hub di stoccaggio". Il gas in uscita dalla Rete Nazionale di gasdotti viene trasportato sulla Rete Regionale fino ai punti di riconsegna, presso i quali avviene il ritiro del gas da parte degli Utenti e la sua misurazione.

STOGIT

Stoccaggi Gas Italia S.p.A. (Stogit) è la società di Snam Rete Gas S.p.A. che opera nel settore dello stoccaggio del gas naturale, costituita il 15 novembre 2000. In data 31 ottobre 2001 ha ricevuto in conferimento rispettivamente da Eni S.p.A. il complesso aziendale riguardante l'attività di stoccaggio, comprendente le concessioni di stoccaggio, il gas presente nei relativi giacimenti, gli impianti di superficie e di sottosuolo e il relativo personale, e da Snam S.p.A. (incorporata in Eni S.p.A. il 1° febbraio 2002) gli impianti di compressione connessi all'attività di stoccaggio.

GNL

GNL Italia S.p.A., società che possiede e gestisce lo stabilimento di rigassificazione di GNL (gas naturale liquefatto) di Panigaglia (LaSpezia), è stata costituita in data 27 luglio 2001 per ricevere in conferimento, detenere e gestire le attività svolte da Snam Rete Gas S.p.A. relative alla rigassificazione di gas naturale liquefatto. La Società è divenuta operativa il 1° novembre 2001.

Con questa operazione è stato creato un polo di eccellenza per lo sviluppo di ingegneria e tecnologia avanzata nel campo del gas naturale liquefatto, ed è stata data completa

autonomia gestionale alla attività regolata di rigassificazione, in precedenza svolta da Snam Rete Gas S.p.A. Snam Rete Gas controlla integralmente GNL Italia.

Il processo di conferimento della capacità di rigassificazione avviene sulla base delle condizioni di accesso approvate dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas che definisce i termini del servizio, gli obblighi e le responsabilità di GNL Italia e degli utenti.

2.3 Il Teleriscaldamento

Il teleriscaldamento costituisce una soluzione alternativa, rispettosa dell'ambiente, sicura ed economica per la produzione di acqua igienico sanitaria e il riscaldamento degli edifici residenziali, terziari e commerciali.

Il termine "teleriscaldamento" sottolinea la peculiarità del servizio, ossia la distanza esistente tra il punto di produzione del calore e i punti di utilizzo: il cuore del sistema risiede in una centrale di cogenerazione che può servire edifici situati anche ad alcuni chilometri di distanza da essa.

L'impianto di teleriscaldamento risulta sinteticamente composto, oltre che da una centrale termica ove viene prodotto il calore, da una rete di trasporto e distribuzione, costituita da speciali condotte sotterranee, e da un insieme di sottocentrali. Queste ultime, situate nei singoli edifici, sono costituite da scambiatori di calore e rendono possibile l'utilizzo del calore. La centrale riscalda, alla temperatura di circa 118°C, l'acqua che viene distribuita ai diversi edifici attraverso la rete di distribuzione. Giunta allo scambiatore, l'acqua della rete trasferisce all'acqua dell'impianto interno il calore necessario per riscaldare gli ambienti. Alla fine di questo processo, l'acqua ormai raffreddata a circa 68°C ritorna in centrale per essere nuovamente riscaldata in modo da riprendere il ciclo.

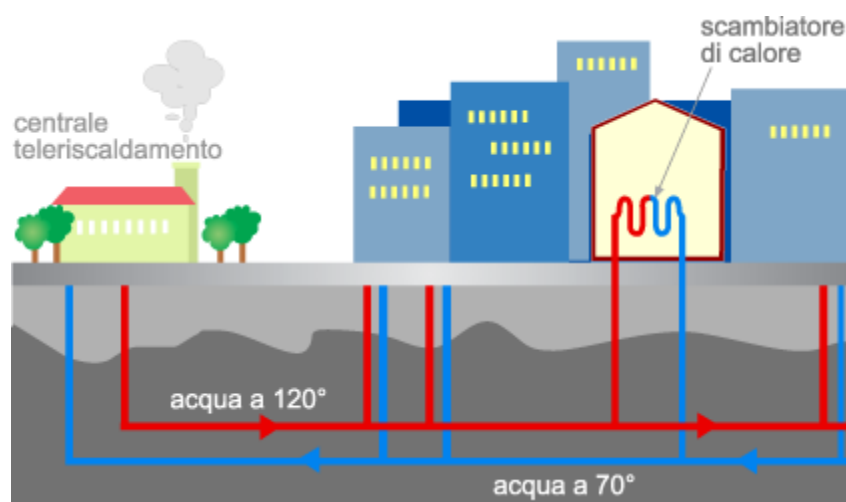
Le centrali di produzione possono sfruttare diversi combustibili per produrre il calore necessario: gas naturale, oli combustibili, carbone, biomassa o anche rifiuti.

A destinazione il fluido termovettore (che può essere acqua calda, acqua surriscaldata o vapore) riscalda, attraverso uno scambiatore di calore acqua-acqua o vapore-acqua (generalmente a piastre), l'acqua dell'impianto di riscaldamento della abitazione. Lo scambiatore, che in pratica sostituisce la caldaia o le caldaie, può produrre anche acqua di uso sanitario.

In Italia lo scambiatore è soggetto, come le caldaie, alle normative e controlli ISPESL ed alla direttiva europea PED sugli apparecchi a pressione. Ogni impianto deve inoltre anche essere certificato secondo la legge 46/90.

La tecnologia del teleriscaldamento è molto diffusa nel Nord Europa, ma da alcuni anni si sta diffondendo anche in Italia. La prima città italiana a dotarsi di un sistema di teleriscaldamento, all'inizio degli anni '70, è stata Brescia, seguita negli anni '80 da Torino che oggi possiede la rete di teleriscaldamento più estesa d'Italia; buone reti di TLR esistono anche a Cremona, Reggio Emilia, Verona, Milano, Forlì, Mantova, Imola, Bologna, Ferrara, Lodi, Bardonecchia, Legnano, Cavalese, Brunico ecc. La tecnologia è

adoperata spesso per riscaldare molti edifici pubblici, ad esempio certe case popolari dell'Aler a Milano e altrove.



Il funzionamento del TLR

Nella figura, è rappresentato sinteticamente il processo descritto precedentemente: nei tubi sotterranei corre acqua calda (90°) od acqua surriscaldata (120°) che giunge sino agli edifici allacciati per cedere il calore necessario all'acqua dell'impianto interno o direttamente all'ambiente interno perché ognuno possa riscaldare le stanze in cui vive ed avere l'acqua calda per la cucina e gli usi igienici e sanitari. Una volta ceduto il calore l'acqua ritorna in centrale, ove ricomincia il ciclo²⁷.

L'utilizzo di questo servizio presenta notevoli vantaggi rispetto alle forme tradizionali di riscaldamento con utilizzo di gasolio, metano, gas di petrolio liquefatto:

- **Sicurezza:** l'acqua riscaldata non è un combustibile, non brucia e non scoppia. La caldaia tradizionale è sostituita da uno scambiatore di calore. Non ci sono fiamme: l'edificio o la casa sono più sicuri; si ottiene pertanto un vantaggio anche in termini di aerazione degli ambienti, perché non esistono residui di combustione e dunque non occorrono canne fumarie od altri accorgimenti per evitare che i gas di combustione rimangano nei locali in cui si abita. L'insufficiente ricambio d'aria è forse la principale e certamente la più subdola causa di incidenti domestici da gas.
- **Assenza di manutenzione:** con il teleriscaldamento il cliente evita ogni costo di manutenzione significativo. Gli impianti di riscaldamento tradizionali, qualunque sia il combustibile utilizzato, necessitano interventi manutentivi a cadenza perlomeno

²⁷ Renael (2004), "Vademecum sulle tecnologie del risparmio energetico. Il teleriscaldamento"

biennale (ma meglio annuale), con revisione della caldaia e del bruciatore e pulizia dei condotti dei fumi.

- Durata del servizio teleriscaldamento: per gli impianti di riscaldamento di tipo tradizionale in base a caratteristiche locali esiste un periodo stabilito di accensione, che parte indicativamente dal 15 ottobre – 1 novembre per terminare a primavera inoltrata, intorno al 15 aprile; è inoltre fissato un numero massimo di ore/giorno per il funzionamento, in genere 12/14, con una temperatura degli ambienti in genere di 19 gradi centigradi e con una tolleranza di 2 gradi centigradi. Il teleriscaldamento offre la possibilità di funzionamento continuo, con l'unica avvertenza che nelle ore rimanenti oltre a quelle per cui è prevista la accensione degli impianti tradizionali occorre impostare una attenuazione della temperatura degli ambienti (massimo 16 gradi centigradi con tolleranza in più od in meno di 2 gradi).

I criteri in base ai quali avviene la contabilizzazione dei costi del teleriscaldamento sono i seguenti:

- in un vano dell'edificio, ove avviene la consegna del fluido energetico è installato un contatore di energia termica, di tipo omologato in base alla normativa vigente di provenienza europea. Questo misuratore può essere singolo o condominiale, a seconda della tipologia della consegna;
- l'acqua calda fluisce agli alloggi tramite una valvola di zona, la cui apertura o chiusura è pilotata dal termostato ambiente posto in ogni alloggio.

Il termostato ambiente è quindi l'unico vero comando dell'impianto di riscaldamento. Ricerare economie agendo su altri elementi dell'impianto, ad esempio chiudendo uno più elementi radianti utilizzando le valvole di sicurezza di cui sono dotati diminuisce il benessere senza portare a vantaggi significativi. È meglio invece organizzare una taratura del proprio impianto in base all'isolamento termico dell'edificio in cui si vive, ad esempio verificando dopo quanto tempo dallo spegnimento dell'impianto si registra un calo leggero ma avvertibile della temperatura, e su questo tempo programmare accensioni e spegnimenti, allo scopo di sfruttare al massimo il calore immagazzinato da muri e corpi radianti²⁸.

Il calore consumato per il riscaldamento dell'intero edificio è fatturato in base alla tariffa in vigore per megacaloria (kW/h), indicizzata alla tariffa del gas metano per uso riscaldamento.

²⁸ Renaël (2004), "Vademecum sulle tecnologie del risparmio energetico. Il teleriscaldamento"

2.4 I servizi idrici

La filiera di erogazione del servizio idrico presenta peculiarità che la differenziano dagli altri settori considerati in questa sede: struttura e funzionamento delle reti, sistemi di regolazione, rapporto domanda-offerta, catena del valore, modalità competitive e caratteristiche degli operatori. Queste si riflettono poi, in scenari competitivi e prassi gestionali del tutto particolari. La filiera produttiva può essere ricondotta a 4 fasi, come si può vedere nella figura seguente:



La filiera produttiva idrica

Captazione/Adduzione/Potabilizzazione. Comprende le attività messe in atto per prelevare la risorsa idrica dal sottosuolo o dalla superficie e per trasportarla verso i luoghi di utilizzo; la potabilizzazione è il processo attraverso il quale la risorsa, eventualmente non utilizzabile per usi civili, viene trattata al fine di essere assunta senza pericoli per la salute. Nel servizio idrico la fase di produzione della materia prima riveste un ruolo di fondamentale importanza per quanto concerne gli aspetti qualitativi, l'impatto ambientale, la infrastrutturazione e la stessa struttura organizzativa del servizio²⁹. L'elevato numero di opere di presa presenti in Italia è dovuto al particolare assetto idrografico ed idrogeologico del territorio nazionale, caratterizzato, in alcune aree, da sorgenti di modesta produttività e da corsi d'acqua a carattere prevalentemente torrentizio. Il sistema di adduzione risulta composto da condotte primarie e da serbatoi di compensazione delle variazioni orarie di consumo, atti a garantire il servizio all'utenza anche nei casi di disservizio della rete.

²⁹ Daniele Cerrato (2004), "I percorsi di sviluppo delle public utilities: risposte strategiche alla liberalizzazione nel settore dell'energia" – CEDAM editore.

Distribuzione e vendita. Si riferisce alle attività di trasporto via rete dell'acqua agli utenti finali. La rete di distribuzione è costituita dal complesso di manufatti e di tubazioni che si sviluppano nei centri abitati per rifornire ed alimentare i singoli clienti. Qui, come anche nella fase di adduzione, bisogna porre particolare attenzione al problema delle perdite lungo la rete, che determinano spesso significativi minori incassi.

Fognatura. Comprende l'attività di recupero delle acque piovane e degli scarichi idrici. Tale attività presenta una certa complessità tecnologica sia in fase di progettazione che in fase di manutenzione degli impianti di raccolta.

Depurazione e smaltimento. Attiene al collettamento delle acque dalle reti fognarie ed al loro trattamento per la restituzione ai corsi d'acqua superficiali. Comprende:

- impianti di trasporto, rappresentati dalle strutture preposte all'allontanamento delle acque ed al loro trasferimento agli impianti di depurazione;
- impianti di depurazione, per il trattamento dei reflui in modo da conferire alle acque caratteristiche compatibili con standard qualitativi di tutela dell'ambiente.

Il servizio idrico presenta, quindi, un elevato grado di interdipendenza tra le diverse fasi della filiera poiché contribuiscono insieme alla qualità del servizio finale. Proprio questa peculiarità ha fatto sì che le norme di settore fossero indirizzate alla realizzazione di un Servizio Idrico Integrato (SII), ossia alla unificazione verticale dei diversi segmenti di gestione; ciò in distonia con quanto avviene in tutti gli altri comparti delle utilities analizzati.³⁰ In quest'ottica, nel 1994 è stata approvata la cosiddetta Legge Galli (legge 36/1994) che rappresenta la norma fondamentale del comparto. In una logica, quindi, di SII, i punti principali della Galli sono i seguenti:

- integrazione territoriale attraverso l'individuazione degli Ambiti Territoriali Ottimali (ATO);
- istituzione di un soggetto d'ambito per ciascun ATO, con compiti di organizzare il SII;
- effettuazione di una ricognizione degli impianti e delle strutture;
- definizione di un Piano d'Ambito;
- individuazione della forma di gestione del servizio;
- affidamento del servizio sulla base di una concezione o contratto di servizio e determinazione delle tariffe dei servizi idrici;

³⁰ Daniele Cerrato (2004), "I percorsi di sviluppo delle public utilities: risposte strategiche alla liberalizzazione nel settore dell'energia" – CEDAM editore

- definizione del sistema tariffario, su base unica per ciascun ATO.

Rispetto agli altri comparti delle utilities, il settore idrico è stato fin qui caratterizzato da una minore dinamicità, sia per quanto concerne l'applicazione della normativa, che per l'aspetto infrastrutturale. Il comparto necessita di numerosi investimenti per ovviare alle carenze, sia sul piano dei sistemi di collettamento e depurazione, sia sul piano sulla rifocalizzazione funzionale dei grandi sistemi di alimentazione idrica. Vi è poi una serie di altri aspetti di natura economico-gestionale che indicano la possibilità di ottenere recuperi di funzionalità, soprattutto per il fatto che le piccole gestioni non sono economicamente efficienti, ma anche perché gli impianti presentano problemi di manutenzione e di qualità spesso perché obsoleti.³¹

Gli operatori del settore si stanno muovendo in direzioni diverse per rispondere alle sfide poste dalla dinamica del sistema. Si va dalla creazione di consorzi, ai processi di integrazione verticale. La linea comune resta, comunque, quella della ricerca di dimensioni critiche favorevoli sia sul piano territoriale che sul piano delle sinergie attuabili. Tali processi sono testimoniati dal fatto che dal 1999 ad oggi la situazione è notevolmente cambiata; secondo i dati Federutility, nel 1999 i primi dieci operatori italiani servivano mediamente 1,4 milioni di abitanti, mentre erano cinque gli operatori che superavano il milione di abitanti serviti; complessivamente questi soggetti servivano circa il 24% dei cittadini italiani. Il primo operatore risultava l'Acquedotto Pugliese (AQP) con circa 4 milioni e mezzo di abitanti; il decimo player era Genova Acque con 360000 abitanti serviti. Nel 2003, secondo i dati dichiarati dalle imprese idriche, i primi dieci operatori servivano il 44% della popolazione italiana; in media 2,5 milioni di abitanti ciascuno.

Attualmente, Gruppo Acea è il maggiore operatore italiano, con un bacino di utenza di oltre 8 milioni di abitanti, pari al 14% del mercato nazionale. È gestore del servizio idrico integrato nell'Ambito Territoriale Ottimale di Roma e provincia ed è presente nella gestione dei servizi idrici in altre aree del Lazio, della Toscana, dell'Umbria e della Campania.

Segue l'Acquedotto Pugliese con 4 milioni di cittadini serviti.

La crescita dimensionale si è fondata anche su accordi ed alleanze tra i diversi player locali, ma è pure effetto dell'ingresso nel mercato di alcuni importanti operatori stranieri quali, ad esempio, Vivendi Water e Ondeo, quest'ultima società del gruppo francese multiutilities Suez.

³¹ Daniele Cerrato (2004), *"I percorsi di sviluppo delle public utilities: risposte strategiche alla liberalizzazione nel settore dell'energia"* – CEDAM editore

L'attenzione degli operatori internazionali al mercato italiano, cresciuta dopo l'approvazione della Legge Galli, è stata in parte frustrata dalla lentezza con cui è stata applicata la norma e dalle numerose aree non chiarite; ciò ha condotto vari operatori di rilievo (come RWE) a privilegiare l'espansione in altri Paesi.

Nel territorio dell'Emilia Romagna, la Legge Regionale 6 settembre 1999, n.25 "Delimitazioni degli ambiti territoriali ottimali e disciplina delle forme di cooperazione tra gli Enti locali per l'organizzazione del Servizio idrico integrato e del servizio di gestione dei rifiuti urbani" (modificata dalla L.R. 21 agosto 2001, n.27 e dalla L.R. 28 gennaio 2003, n.1), individua nel territorio regionale, in corrispondenza con il territorio di ciascuna Provincia, i seguenti Ambiti Territoriali Ottimali (ATO):



- A.T.O. n. 1 - Piacenza
- A.T.O. n. 2 - Parma
- A.T.O. n. 3 - Reggio Emilia
- A.T.O. n. 4 - Modena
- A.T.O. n. 5 - Bologna
- A.T.O. n. 6 - Ferrara
- A.T.O. n. 7 - Ravenna
- A.T.O. n. 8 - Forlì-Cesena
- A.T.O. n. 9 - Rimini

Il seguente grafico schematizza invece le funzioni delle Agenzie d'Ambito Territoriale Ottimale:



2.5 I servizi ambientali

I servizi ambientali sono stati per lungo tempo caratterizzati da un basso grado di sviluppo industriale; negli ultimi anni si è manifestata una crescente dinamica anche tecnologica di tale comparto. Molte attività restano, però, ancora *labour intensive* (come accade per la raccolta dei rifiuti), mentre l'uso di tecnologie più complesse si è indirizzato verso alcune fasi del ciclo, come la termovalorizzazione o il riciclaggio.

Il comparto, che si caratterizza per una elevata frammentazione dell'offerta, comprende un insieme eterogeneo di attività che vanno dal trattamento dei rifiuti speciali, a quello dei rifiuti urbani, ad attività quali la pulizia delle strade o la gestione del verde pubblico. In questa sede, tuttavia, ci si focalizzerà sulla filiera di erogazione del servizio di raccolta e di smaltimento dei rifiuti. Le fasi sono di seguito descritte:

- *Raccolta*. Consiste nel prelievo, nella cernita e nel raggruppamento dei rifiuti per il loro trasporto ai centri di smaltimento e di recupero. Vi sono diversi tipi di raccolta:
 - Indifferenziata: tutti i rifiuti vengono raccolti attraverso lo stesso supporto;
 - Differenziata: i rifiuti sono raccolti in base alle frazioni merceologiche. Si distinguono: la frazione organica umida, la frazione secca, la carta, la plastica, il vetro.

Esistono poi altre importanti filiere come quelle dei veicoli dimessi o degli elettrodomestici bianchi e bruni; tale attività ha come obiettivo il recupero dei beni ed il riciclaggio dei materiali.

- *Trattamento e selezione*. Consiste nelle operazioni di trasformazione del rifiuto affinché possa, alternativamente, essere destinato alla discarica o ad attività di riciclo e di recupero.
- *Riciclo e recupero*. Il riciclo ed il recupero prevedono la realizzazione di processi produttivi, spesso complessi, destinati a dar vita alle cosiddette materie prime seconde, oramai diffusamente utilizzate in vari processi industriali, come quello della carta, dei pannelli, del vetro o dell'acciaio. Il recupero energetico può avere luogo anche attraverso la termovalorizzazione di rifiuti altrimenti non riutilizzabili economicamente. Circa il rifiuto organico, un certo sviluppo ha avuto negli ultimi anni l'attività di compostaggio, tesa a trasformare tali scarti appunto in *compost*, una sorta di terriccio che può avere valido utilizzo nell'agricoltura.
- *Smaltimento*. Lo smaltimento avviene tipicamente nelle discariche controllate; tuttavia, va sottolineato come la gestione di una discarica sia un'attività assai delicata poiché, da un lato, una volta esaurito lo spazio disponibile, essa ha una vita che dura non

meno di un ventennio; dall'altra, errori nella gestione possono provocare gravi conseguenze e soprattutto l'inquinamento della falda anche a distanze notevoli.



La filiera produttiva dell'attività di raccolta e di smaltimento rifiuti

Le imprese attive nella gestione dell'igiene urbana hanno progressivamente modificato i modelli di gestione, passando da sistemi caratterizzati dalla semplice raccolta e dal successivo smaltimento in discarica, a modelli integrati di raccolta di materiali diversi con destinazioni distinte, che si sviluppa in una'rea geografica più estesa, per cercare di raggiungere il cosiddetto ambito territoriale ottimale (ATO)³². In tal senso, la normativa fondamentale che ha contribuito al processo di cambiamento è il D.Lgs. 22/1997, più noto come Decreto Ronchi, che, a sua volta, ha recepito con un certo ritardo delle norme europee. Tutta la normativa di riferimento del settore non tende tanto a promuovere la concorrenza e la liberalizzazione del comparto, ma punta principalmente a definire un

³² Daniele Cerrato (2004), "I percorsi di sviluppo delle public utilities: risposte strategiche alla liberalizzazione nel settore dell'energia" – CEDAM editore.

ordine di priorità nella gestione dei rifiuti, per ricercare una maggiore compatibilità ambientale e la migliore tutela del territorio.

Le norme europee, riprese dal Decreto Ronchi, fissano un ordine di priorità nella gestione dei rifiuti di seguito indicata:

- riduzione della produzione dei rifiuti;
- raccolta differenziata;
- riciclaggio;
- recupero di materiale ed energia;
- smaltimento finale in discarica dei rifiuti residuali delle attività di recupero e riciclaggio in base al “principio di prossimità”.

L’obiettivo di una attività efficiente ed efficace nella gestione dei rifiuti prende le mosse da un uso razionale e sostenibile delle risorse teso a limitare la produzione di rifiuti; ciò si fonda su un’ampia opera di prevenzione, che trova fondamento nella riduzione della produzione e della pericolosità dei rifiuti e nella sostituzione delle risorse più pericolose con altre a minor impatto ambientale. Il secondo punto cardine risiede nella capacità di riutilizzare e di valorizzare i rifiuti quali materie prime seconde per altre lavorazioni e produzioni. Come detto, per i rifiuti non più recuperabili in una prospettiva tecnologica ed economica, vi è la valorizzazione energetica, ossia la possibilità di sfruttarli per generare energia elettrica e/o calore. Da ultima resta la discarica, intesa nella normativa europea come strumento residuale, il cui ricorso dovrebbe progressivamente ridursi³³.

In questo contesto, la raccolta differenziata facilita le operazioni successive di recupero e riciclo, ed anche la termovalorizzazione, tramite l’incenerimento del Combustibile Derivato dai Rifiuti (CdR).

Per quanto riguarda i player del settore, le aziende pubbliche restano le più rappresentative, raggruppando le realtà urbane più importanti: Ama a Roma, Hera a Bologna e in larga parte della Romagna, Amsa a Milano e provincia, Amiat a Torino, Amia a Palermo, e così via.

³³ Daniele Cerrato (2004), *“I percorsi di sviluppo delle public utilities: risposte strategiche alla liberalizzazione nel settore dell’energia”* – CEDAM editore.

2.6 I trasporti pubblici locali

La definizione di Trasporto Pubblico Locale più ricorrente è tratta del testo di legge³⁴: “si definiscono TPL i servizi di trasporto di persone e merci che comprendono l’insieme dei sistemi di mobilità terrestri, marittimi, lagunari, lacuali, fluviali e aerei che operano in modo continuativo o periodico con itinerari, orari, frequenze e tariffe prestabilite, ad accesso generalizzato, nell’ambito di un territorio di dimensione normalmente regionale o infraregionale”. Tale comparto, diversamente dagli altri qui analizzati, non presenta una filiera produttiva vera e propria, ma si caratterizza per alcune criticità specifiche:

- esigenza di ammodernamento del parco veicoli;
- strutturale e spesso pesante deficit economico finanziario, riconducibile alla storica concezione di servizio pubblico ed al fatto che le tariffe non coprono i costi di gestione ed erogazione dei servizi.

Le aziende di trasporto pubblico sono sempre state in pesante perdita con bilanci storicamente ripianati sia da fondi pubblici nazionali e regionali, sia dall’intervento delle casse degli Enti locali di riferimento; poiché il settore presenta un profilo decisamente *labour intensive*, di rilievo è l’incidenza dei costi del personale dipendente. Il comparto dei TPL ha subito negli ultimi anni forti dinamiche di cambiamento, avviato dalle riforme normative che dal 1997 (D.Lgs. 422/97 noto come Decreto Burlando) hanno cercato di regolamentare il settore. In sintesi, i temi e gli obiettivi rilevanti della riforma in esame sono stati:

- l’unificazione delle responsabilità di programmazione e finanziamento del servizio presso le Regioni, con l’istituzione di specifici fondi;
- l’assegnazione agli Enti Locali delle funzioni di governo e regolazione del servizio finale;
- l’individuazione dei servizi minimi da garantire per rispondere in modo soddisfacente alla domanda di mobilità locale, da definirsi in concertazione tra la Regione e gli Enti Locali interessati;
- la separazione rigorosa del ruolo di governo da quello di regolazione del servizio e dalla sua gestione;
- la liberalizzazione della gestione attraverso la decisione di istituire gare ed evidenza pubblica per la scelta del gestore;
- la privatizzazione formale dei gestori;

³⁴ Cfr. D. Lgs. 422/97

- la definizione degli standard quali-quantitativi del servizio per mezzo di contratti che regolino i rapporti tra soggetti pubblici ed imprese erogatrici;
- la fissazione di un indice minimo di copertura dei costi, mediante proventi del traffico (35%) da garantire entro il termine del periodo transitorio delle nuove norme.

Le riforme in atto vanno a toccare, quindi, gli aspetti relativi alla programmazione e alla gestione del servizio, occupandosi anche in modo preciso delle funzioni indispensabili a garantire un livello adeguato di risposta alle esigenze dei cittadini. Il primo passo per la attuazione di tali normative è stato quello di definire, a livello regionale, un Piano di programmazione dei servizi di TPL³⁵.

Passando all'analisi della domanda di servizi di TPL, si deve rilevare come essa presenti un andamento stagionale e caratterizzato da una struttura per nulla lineare, non solo nell'arco dell'anno, ma anche nell'ambito della settimana e della stessa giornata. La domanda di TPL è, infatti, legata a variabili relative all'urbanizzazione, ai mezzi disponibili e alla localizzazione territoriale del Comune considerato. Si pensi, ad esempio, alle città metropolitane che durante i giorni lavorativi accolgono migliaia di pendolari (per motivi di studio o di lavoro). Si crea così un picco di domanda da soddisfare (in corrispondenza dell'apertura e chiusura degli uffici e dei negozi) cui fa seguito, però, una riduzione della stessa nelle ore centrali della giornata. Programmare un servizio di TPL coerente impone di considerare tutti questi aspetti.

Per quanto riguarda, invece, gli aspetti gestionali, è possibile individuare tre diversi modelli di affidamento degli incarichi in coerenza con l'impostazione generale tipica dei servizi di pubblica utilità:

- scelta dell'affidatario tramite gara;
- affidamento diretto *in house* a società interamente pubbliche;
- affidamento diretto a società a partecipazione pubblica (maggioritaria o no), a condizione che il partner privato sia selezionato mediante gara.

Il comparto, quindi, sembra essere destinato ad una crescita prospettica, vista anche la dinamica della domanda per soddisfare la quale saranno necessari investimenti e risorse, ma anche politiche volte ad una razionalizzazione dell'esistente. Per realizzare ciò, molte società hanno optato per strategie di integrazione e di ampliamento del territorio servito, oltre che attuato interventi sulla qualità del servizio offerto. Per cercare, infatti, di ridurre il ricorso fortemente radicato all'uso del mezzo privato, la leva ritenuta preferibile consiste

³⁵ Daniele Cerrato (2004), "I percorsi di sviluppo delle public utilities: risposte strategiche alla liberalizzazione nel settore dell'energia" – CEDAM editore.

nell'elaborare un'offerta adeguata sia in termini quantitativi che qualitativi, che punti sulla capillarità e affidabilità dei collegamenti. Anche lo svolgimento delle gare per l'affidamento del servizio, che si sta sviluppando più lentamente del previsto, è probabile che rafforzi il trend relativo alla costituzione di alleanze tra gli operatori nazionali e spesso internazionali. A questo proposito, anche nel settore dei TPL, si riscontra l'ingresso di importanti player stranieri in misura oggi non diffusa, ma che potrebbe crescere nei prossimi anni.

2.7 La tariffa igiene ambientale (TIA)

La TIA (Tariffa Igiene Ambientale) nel mercato delle utilities è la tariffa per la gestione dei rifiuti. Quindi mediante l'istituzione e l'applicazione della Tariffa d'Igiene Ambientale, i comuni coprono i costi per i servizi di qualunque natura o provenienza, giacenti sulle strade ed aree soggette ad uso pubblico.

La TIA è stata inserita in questo punto del lavoro perché nella pratica della gestione delle utilities può essere considerata come un mercato a sé stante, quindi gestita in maniera analoga alle precedenti filiere trattate (energia elettrica, gas naturale, servizio idrico integrato, ecc.).

2.7.1 Da tassa a tariffa: l'evoluzione di un servizio

Tutti i costi per i servizi relativi alla gestione dei rifiuti urbani e dei rifiuti di qualunque natura e provenienza giacenti sulle strade e aree pubbliche soggette ad uso pubblico, sono coperti dai comuni mediante l'istituzione di una tariffa.

La Tariffa di Igiene Ambientale è dovuta nei confronti di chiunque occupi oppure conduca locali, a qualsiasi uso adibiti, o aree scoperte ad uso privato esistenti nelle zone del territorio comunale³⁶.

Gli enti locali individuano il costo complessivo del servizio e determinano la tariffa, anche in relazione al piano finanziario degli interventi relativi al servizio e tenuto conto degli obiettivi di miglioramento della produttività e della qualità del servizio fornito e del tasso di inflazione programmato.

La Tariffa è approvata dal Comune e risponde a tre principi fondamentali:

- sostenibilità ambientale, perché auspica comportamenti virtuosi rispetto all'ambiente;
- sostenibilità economica, con un equilibrio fra entrate ed uscite;
- equità contributiva, poiché si paga solo per il servizio effettivamente fornito.

Per raggiungere questi obiettivi, è stato stabilito un metodo unico a livello nazionale e sono state elaborate e definite tabelle da applicarsi per la determinazione dei rifiuti prodotti nelle abitazioni e nelle imprese.

La tariffa di riferimento è determinata dagli Enti locali, anche in relazione al piano finanziario degli interventi relativi al servizio ed è applicata e riscossa dai soggetti gestori.

La tariffa è articolata in fasce di utenza domestica e non domestica oltre che articolata a livello territoriale sulla base delle caratteristiche delle diverse zone del territorio comunale,

³⁶ Daniele Cerrato (2004), *"I percorsi di sviluppo delle public utilities: risposte strategiche alla liberalizzazione nel settore dell'energia"* – CEDAM editore.

ed in particolare alla loro destinazione a livello di pianificazione urbanistica e territoriale, alla densità abitativa, alla frequenza e alla qualità dei servizi da fornire.

La TIA è quindi il nuovo sistema di finanziamento comunale della gestione dei rifiuti e della pulizia degli spazi comuni introdotto in Italia dal decreto Ronchi: dovrà sostituire progressivamente la TARSU, la Tassa sui rifiuti solidi urbani. Come dice il nome, la tariffa al contrario della tassa ha come obiettivo di far pagare agli utenti esattamente per quanto usufruiscono del servizio (nel modo più preciso possibile).

2.7.2 Funzionamento

La tariffa è divisa in due parti: la quota fissa serve a coprire i costi di esercizio, come i costi dello spazzamento delle strade, e gli investimenti in opere; la quota variabile dipende invece dai rifiuti prodotti dall'utente. I costi (previsti) del primo tipo sono suddivisi fra tutti gli utenti in base a parametri fissi come la superficie occupata e i componenti del nucleo familiare per l'utenza domestica o il tipo di attività per le utenze non domestiche. La determinazione della quota variabile è più complessa: il primo passo è determinare il costo totale dello smaltimento (per unità di peso) delle varie tipologie di rifiuti; poi si procederà a dividere i costi sulla base dei rifiuti prodotti da ciascuno: a questo scopo esistono diversi metodi.

La *tariffa puntuale* è il metodo ideale, che raggiunge la perfezione e il massimo dell'efficienza del sistema: consiste nel pesare esattamente i rifiuti indifferenziati prodotti dalla singola utenza domestica; ovviamente è anche il metodo più complicato ad attuarsi, ed è anche piuttosto costoso, perciò è applicato raramente (almeno in Italia: solo il 20% dei comuni).

Una semplificazione della puntuale è la *tariffa volumetrica*: invece di pesare i rifiuti prodotti se ne considera solo il volume, valutato a seconda del numero di sacchi ritirati o del numero di svuotamenti dei contenitori.

Il metodo più comune è quello *presuntivo*, che è il più semplice da applicare perché non richiede sostanzialmente nessuna modifica del sistema di gestione, ma è anche il più grezzo e meno efficace, quello che rappresenta un miglioramento minore rispetto alla Tassa. Consiste nello stabilire la suddivisione fra gli utenti dei costi variabili attraverso l'applicazione degli indici del DPR 158/99, che sono dei coefficienti (calcolati con delle indagini statistiche sulla produzione di rifiuti) diversi per ogni categoria di utenza (sono oltre trenta) da moltiplicare alla superficie occupata. I coefficienti previsti dalla legge possono però essere perfezionati su base locale per renderli più precisi, anche se

naturalmente questo necessita di un'indagine statistica sulla produzione dei rifiuti e quindi rende il passaggio dalla tassa alla tariffa più complicata. In realtà, per tutte quelle utenze cui viene applicato il metodo presuntivo e con particolare riferimento alle piccole e medie imprese, la tariffa – come la tassa – è molto più simile a una tassa patrimoniale. A seconda del comune di residenza e della quantità di rifiuti conferiti, la tariffa (patrimoniale) può essere esageratamente onerosa per alcune utenze allo stesso modo che decisamente economica per altre.

Esiste poi il metodo cosiddetto *indiretto*, che è una combinazione di puntuale e presuntivo perché consiste nel pesare la quantità dei diversi tipi di rifiuti prodotti in una certa zona per poi dividerli fra tutti gli utenti di quella zona secondo i consueti sistemi presuntivi.

Esiste anche un ulteriore metodo detto *corretto*, che viene applicato nella totalità dei paesi europei più avanzati con esclusione dell'Italia³⁷.

³⁷ Daniele Cerrato (2004), *"I percorsi di sviluppo delle public utilities: risposte strategiche alla liberalizzazione nel settore dell'energia"* – CEDAM editore.

3.1 Mercato elettrico

Il mercato dell'energia in Italia ha subito negli ultimi anni cambiamenti strutturali sia nella forma legislativa, che nella sostanza. Da un regime di monopolio statale si è, infatti, gradualmente passati ad un mercato liberalizzato. Il processo di apertura del mercato è cominciato con il recepimento della Direttiva europea n. 92 del 19/12/1996, che ha portato all'emanazione del Decreto Bersani (decreto legge 79/99).

La nuova normativa ha rivoluzionato il settore liberalizzando tutte le componenti della filiera dell'energia, ossia della catena di processi che intercorre tra la produzione e la distribuzione all'utente finale. L'unica parte della filiera per la quale è stato mantenuto un monopolio è quella che attiene alle attività di trasmissione e dispacciamento che sono state affidate al Gestore della rete di trasmissione nazionale.

Il GRTN ha a sua volta generato, per legge, due importanti società per azioni: l'Acquirente Unico (AU) e il Gestore del Mercato Elettrico (GME). L'Acquirente Unico ha la funzione di contrattare, sia con i produttori che con i grossisti, determinati quantitativi di energia in modo tale da garantire ai clienti vincolati una tariffa nazionale standard. Il Gestore del Mercato Elettrico, invece, è un organo di garanzia del nuovo mercato elettrico basato su un sistema di contratti bilaterali e su una borsa dell'energia.

Sul fronte della domanda, inoltre, il Decreto Bersani ha stabilito un'apertura graduale del mercato elettrico a clienti finali, suddividendoli da un lato in clienti idonei, abilitati cioè a stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista, e dall'altro in clienti vincolati, che possono stipulare contratti di fornitura soltanto con il distributore che esercita il servizio nella loro area territoriale.

Per favorire la liberalizzazione del mercato è stato anche stabilito che nessun operatore potesse produrre o importare in Italia più del 50% del totale dell'energia³⁸.

Sulla scia di quest'ultima norma nel luglio 1999 è stato approvato il Decreto D'Alema (Decreto della presidenza del Consiglio dei Ministri del 29 luglio 1999), che ha scorporato dall'Enel le tre società di generazione Elettrogen, Interpower ed Eurogen (le tre famose Genco).

³⁸ Marzi Graziella (2006), *"Concorrenza e regolazione nel settore elettrico"* – Carocci editore.

Queste società sono state in seguito vendute sul mercato. Elettrogen è stata comprata da Endesa ed è divenuta Endesa Italia. Interpower, comprata da Electrabel e Acea, è divenuta Tirreno Power. Eurogen, infine, è stata acquistata da Edison ed è divenuta Edipower.

Il passo successivo della liberalizzazione del mercato elettrico in Italia è stato il varo della legge numero 239 del 2004, il cosiddetto Decreto Marzano.

Con quest'ultimo si è stabilita una completa liberalizzazione del mercato, tanto che, dal primo gennaio 2007, ogni cliente finale è divenuto anche un cliente idoneo.

Nella figura seguente si schematizza il processo fin qui descritto, mostrando le diverse "soglie di apertura" del mercato:



La presenza di categorie di clienti diversi ha comportato la coesistenza di due mercati:

- **mercato libero:** è il mercato dei clienti idonei che hanno scelto un venditore alternativo all'impresa distributrice. Cliente idoneo "è la persona fisica o giuridica che [...] può stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore, distributore o grossista, sia in Italia che all'estero";
- **mercato vincolato:** era il mercato dei clienti vincolati (fino al luglio 2007 clienti domestici) e dei clienti idonei non forniti da un venditore alternativo. Cliente vincolato "è il cliente finale che, non rientrando nella categoria dei clienti idonei, è

legittimato a stipulare contratti di fornitura esclusivamente con il distributore che esercita il servizio nell'area territoriale in cui è localizzata l'utenza".

Altri importanti aspetti del Decreto Marzano sono la definizione delle competenze fra Stato e Regione in materia di energia e l'attenzione posta sulla sicurezza e l'ambiente. In questo senso è stato incentivato l'uso del carbone pulito, è stata innalzata la quota di energia elettrica che deve essere prodotta da fonti rinnovabili ed è stata promossa una razionalizzazione dei consumi³⁹.

Il Decreto della Presidenza del Consiglio dei Ministri del 12/5/2004, infine, ha sancito un'ultima tappa nel processo di liberalizzazione del settore energetico italiano con la fusione fra Terna, la ex società dell'Enel che gestisce la Rete di trasmissione nazionale e il ramo dispacciamento del GRTN.

Si riporta di seguito una sintesi della normativa di riferimento del settore elettrico:

- *Legge 23 agosto 2004, n. 239 (Legge Marzano)*
Riordino del settore energetico, nonché delega al Governo per il riassetto delle disposizioni vigenti in materia di energia
- *Decreto ministeriale 20 luglio 2004*
Nuova individuazione degli obiettivi quantitativi per l'incremento dell'efficienza energetica negli usi finali di energia, ai sensi dell'art. 9, comma 1, del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.
- *Decreto legislativo 29 dicembre 2003, n. 387*
Attuazione della direttiva 2001/77/CE relativa alla promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili nel mercato interno dell'elettricità.
- *Direttiva 2003/54/CE*
Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica
- *Decreto ministeriale 18 marzo 2002*
Modifiche e integrazioni al Decreto ministeriale 11 novembre 1999
- *Direttiva 2001/77/CE*
Promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili
- *Legge 5 marzo 2001, n. 57 (Decreto Letta)*
Promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti energetiche rinnovabili
- *Decreto ministeriale 11 novembre 1999*
Direttive per l'attuazione delle norme in materia di energia elettrica da fonti rinnovabili di cui ai commi 1, 2 e 3 dell'articolo 11 del D.Lgs. 16 marzo 1999, n. 79

³⁹ Marzi Graziella (2006), "Concorrenza e regolazione nel settore elettrico" – Carocci editore.

- *Decreto legislativo n. 79 del 16 marzo 1999 (Decreto Bersani)*
Di recepimento nell'ordinamento nazionale la direttiva Comunitaria 96/92/CE
- *Direttiva europea 96/92/CE*
Norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica

3.1.1 Implicazioni normative sul mercato finale della vendita

Fino al 1 luglio 2007, la facoltà di accedere al mercato libero era riconosciuta solo ai clienti idonei (ovvero tutti i clienti non domestici a partire dall'1 luglio 2004). I clienti vincolati (domestici e non domestici che, ancorché idonei, avevano deciso di non approvvigionarsi sul mercato libero) erano riforniti dal distributore locale sulla base delle tariffe fissate dall'Autorità. L'energia destinata ai clienti vincolati era acquistata sul mercato all'ingrosso dall'Acquirente Unico.

La legge n. 125 del 12 agosto 2007 (legge di conversione del decreto legge n. 73 del 18 giugno 2007), che ha dato attuazione ad alcune disposizioni comunitarie previste dalla Direttiva 2003/54/CE, ha completamente modificato la struttura del mercato retail, eliminando la precedente "segmentazione" tra clienti idonei e clienti vincolati, disponendo a partire dall'1 luglio 2007:

- l'istituzione di un **servizio di maggior tutela** per i clienti domestici e per le piccole imprese connesse in BT (con meno di 50 dipendenti e un fatturato annuo non superiore ai 10 milioni di euro);
- l'istituzione di un **servizio di salvaguardia** a cui possono accedere tutti i clienti (che non rientrano nel servizio di maggior tutela) al fine di garantire che in ogni momento i clienti abbiano un proprio fornitore;
- l'obbligo di **separazione societaria per le imprese di distribuzione**, le cui reti alimentano almeno 100.000 clienti finali, che al 30 giugno 2007 svolgevano l'attività di vendita in forma integrata.

Nel secondo semestre 2007, sulla base dei dati raccolti dall'AEEG, il numero di operatori esercenti il servizio di maggior tutela è stato pari a 130; di questi, 120 risultavano essere anche distributori e circa 100 anche esercenti il servizio di salvaguardia⁴⁰.

Con riferimento al mercato libero hanno risposto all'indagine dell'Autorità 272 operatori: il numero include le società di vendita che hanno operato nel segmento retail (135), le società che risultavano essere anche grossisti o venditori di gas (136), le società collegate

⁴⁰ AEEG (2009), "Struttura, Prezzi e Qualità nel settore dell'energia elettrica".

societariamente a un distributore di energia elettrica (39) oppure a un produttore di energia elettrica (61).

Nel 2007 il mercato della vendita al dettaglio, in termini di volumi, è stato pari a circa 301 TWh, di cui il 60,3% ascrivibile alle vendite sul mercato libero, per oltre 36 milioni di punti di prelievo complessivi.

Servizio di maggior tutela

Il servizio di maggior tutela si rivolge ai clienti domestici e alle piccole imprese connesse in bassa tensione che non abbiano stipulato un contratto di compravendita nel mercato libero. Il servizio è garantito dalle imprese distributrici, anche attraverso apposite società di vendita, sulla base di condizioni economiche e di qualità commerciale indicate dall'Autorità.

L'esercente la maggior tutela è tenuto a richiedere ai titolari dei punti di prelievo in bassa tensione per usi non domestici e per l'illuminazione pubblica la compilazione di una dichiarazione attestante il possesso dei requisiti necessari per l'accesso a tale servizio.

Al 1° luglio 2007, tutti i clienti aventi diritto sono stati ammessi d'ufficio al servizio di maggior tutela se:

- al 30 giugno 2007 erano serviti nel mercato vincolato;
- non hanno esercitato il diritto di recesso dall'impresa distributrice con effetto dal 1° luglio 2007.

In qualunque momento, qualsiasi cliente del mercato libero (purché avente diritto alla maggior tutela) può accedere al servizio:

- presentando domanda all'esercente (eventualmente avvalendosi del medesimo per esercitare il recesso dal precedente contratto);
- automaticamente ad opera del Distributore, perché sprovvisto di contratto (anche per fallimento del fornitore).

Nel 2008 le vendite ai clienti in maggior tutela sono ammontate a circa 90 TWh per oltre 32 milioni di punti di prelievo, in riduzione del 19% rispetto al 2007 secondo i dati provvisori di Terna⁴¹. Il 67% dei volumi è stato acquistato dalla clientela domestica (circa 60 TWh) che, in termini di numerosità, rappresenta l'83% del mercato totale della maggior tutela (circa 27 milioni).

Le condizioni economiche biorarie nel 2008 hanno interessato soltanto 160.000 clienti domestici. L'89% del mercato domestico di maggior tutela riguarda i clienti residenti; di

⁴¹ Le vendite del 2007 sono state calcolate sommando alle vendite del mercato vincolato del primo semestre 2007 le vendite del mercato tutelato del secondo semestre 2007.

questi il 79% è rappresentato da clienti con potenza fino a 3 kW. Le percentuali corrispondenti ai punti di prelievo sono invece, rispettivamente, 81% per i clienti residenti e 76% per i clienti residenti con meno di 3 kW.

A livello territoriale le regioni che presentano i più elevati valori medi di consumo per la clientela domestica in maggior tutela sono la Sardegna, la Campania, il Lazio, la Sicilia e il Veneto, mentre il Molise, la Liguria e la Valle d'Aosta hanno registrato livelli di consumo inferiori ai 1.800 kWh/a.

	VOLUMI GWh	PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) ^(A)
Mercato di maggior tutela	89.288	32.445
Domestico	59.584	27.017
Non domestico	29.705	5.429
Mercato di salvaguardia	12.820	192
Mercato libero^(B)	181.370	2.945
Domestico	2.443	871
Non domestico	178.927	2.074
MERCATO TOTALE	283.478	35.583

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

(B) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 94% circa dei volumi complessivi. In base ai dati provvisori di Terna, infatti, i consumi complessivi (al netto degli autoconsumi e delle perdite) sono stati pari a 296,4 TWh.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati GSE.

Mercato finale della vendita per mercato e per tipologia di cliente nel 2008

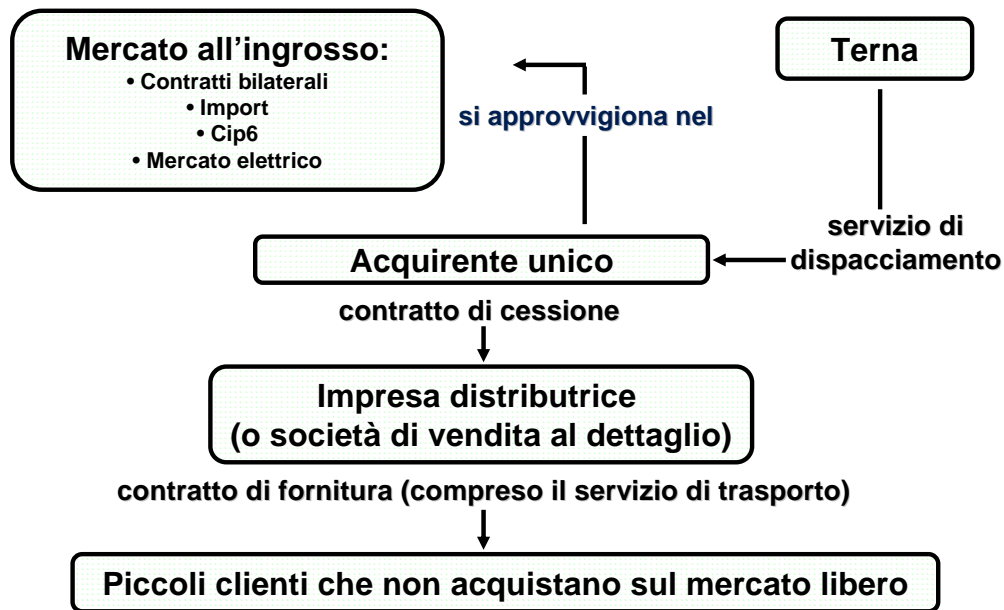
(Al netto degli autoconsumi e delle perdite di rete)

Il consumo medio annuo del cliente domestico è risultato pari a 2.200 kWh; per un cliente domestico residente il dato si articola in 2.290 kWh con potenza fino a 3 kW e 4.600 kWh oltre i 3 kW, mentre per un consumatore non residente esso è pari a 1.240 kWh. Il 48% dei consumatori residenti fino a 3 kW di potenza appartiene alle prime due classi di consumo (consumi inferiori a 1.800 kWh/anno) mentre il 34% dei consumatori residenti oltre i 3 kW di potenza appartiene alle ultime due classi di consumo (consumi superiori ai 5.000 kWh/anno). Per quanto riguarda invece i consumatori non residenti (secondo case) il 50% cade nella prima classe (consumi inferiori a 1.000 kWh/anno)⁴².

Benché sul mercato della maggior tutela operino circa 150 esercenti, il segmento risulta fortemente concentrato. La società Enel Servizio Elettrico resta il principale esercente con una quota di mercato di circa l'84%; seguono AceaElectrabel Elettricità (5,5%), A2A Energia (3,4%) e Iride Mercato (1,5%). Gli altri operatori hanno quote inferiori all'1%.

⁴² AEEG (2009), "Struttura, Prezzi e Qualità nel settore dell'energia elettrica".

Per quanto riguarda l'assetto del servizio, nel caso di distributori con meno di 100.000 clienti il servizio di maggior tutela può essere così schematizzato:



Fonte: Emma Putzu (2008), "La regolazione del settore elettrico"

IL MERCATO TUTELATO: ASSETTO DAL LUGLIO 2007

In questo processo:

- l'attività di approvvigionamento continua ad essere svolta dall'Acquirente unico;
- l'attività di commercializzazione è svolta dalle imprese distributrici, o da apposite società di vendita;
- l'Acquirente unico assume la qualifica di utente del dispacciamento;
- l'esercente la maggior tutela assume la qualifica di utente del trasporto e si approvvigiona per l'energia destinata all'erogazione del servizio interamente dall'AU, corrispondendogli un prezzo di cessione.

Mercato Libero

Le vendite del mercato libero nel 2008, sottraendo ai dati provvisori di Terna le vendite relative al servizio di salvaguardia, si sono attestate sui 194 TWh, in aumento del 9% rispetto al 2007. Nella tavola seguente, i dati raccolti dall'Autorità sono ripartiti per tipologia di cliente: il 96% dei volumi ha interessato i cosiddetti altri usi (diversi dagli utilizzi domestici e dall'illuminazione pubblica) per circa 2 milioni di punti di prelievo (65% del totale).

Nel 2008 sul mercato libero risultano essersi approvvigionati circa 871.000 clienti domestici per complessivi 2.443 GWh. Poco meno della metà delle vendite ha interessato le classi di consumo oltre i 3.500 kWh/anno, come si vede nella tavola seguente:

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO (migliaia) ^(B)
BT	44.086	2.866
Domestico	2.443	871
Illuminazione pubblica	3.733	144
Altri usi	37.910	1.850
MT	92.970	79
Illuminazione pubblica	320	2
Altri usi	92.649	77
AT e AAT	44.315	1
TOTALE MERCATO LIBERO	181.370	2.945

Mercato libero per tipologia di cliente (Anno 2008^A)

(A) I dati del mercato libero sono provvisori e coprono il 94% circa dei volumi complessivi.

(B) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

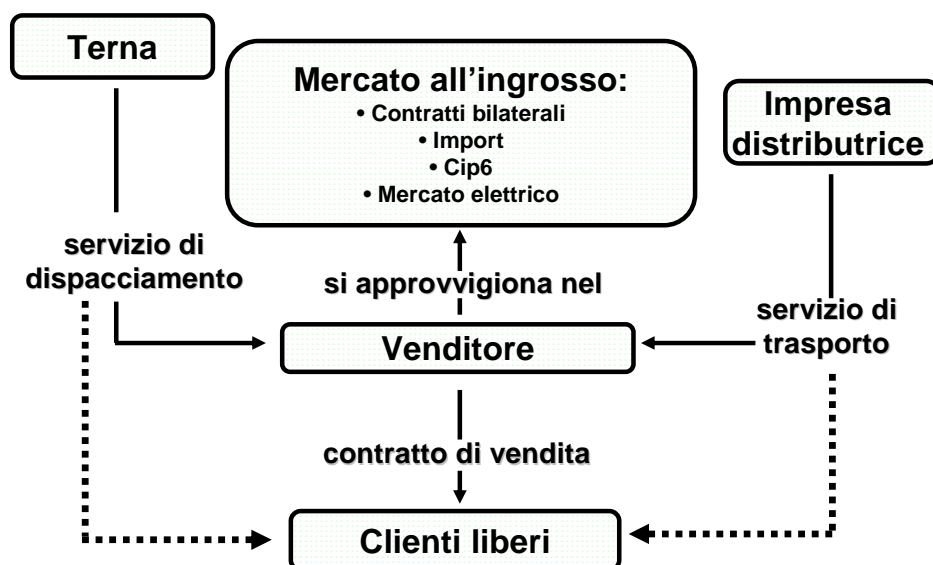
Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Per quanto riguarda invece i clienti non domestici, le vendite in volume risultano concentrate nelle classi più elevate di consumo: l'1% della clientela consuma più di 2000 MWh all'anno per oltre 100 TWh (circa il 60% delle vendite complessive del segmento di mercato in questione) mentre poco meno della metà dei clienti consuma meno di 5 MWh all'anno⁴³.

Complessivamente sul mercato libero operano oltre 200 imprese. Il principale operatore è il gruppo Enel con una quota in volume, nel 2008, del 27%. I primi 18 operatori rappresentano l'85% del mercato in termini di volumi e il 91% in termini di clientela.

L'assetto del mercato libero può essere schematizzato come mostrato nella pagina seguente.

⁴³ AEEG (2009), "Struttura, Prezzi e Qualità nel settore dell'energia elettrica".



Contratti di dispacciamento e trasporto:

Linea continua → il venditore riceve mandato dal cliente finale e sottoscrive i contratti. Può a sua volta dar mandato a terzi.

Linea tratteggiata → il cliente finale provvede autonomamente alla sottoscrizione dei contratti.

Fonte: Emma Putzu (2008), "La regolazione del settore elettrico"

IL MERCATO LIBERO: ASSETTO

Servizio di salvaguardia

Tutti i clienti che non hanno titolo per accedere al servizio di maggior tutela e che si trovano, anche temporaneamente, senza un contratto di compravendita di energia elettrica nel mercato libero, sono ammessi al servizio di salvaguardia. Dal 1° maggio 2008 il servizio viene erogato da società di vendita selezionate tramite asta.

Nel 2008 il servizio di salvaguardia ha interessato circa 192.000 punti di prelievo, calcolati con il criterio *pro die*⁴⁴, che hanno prelevato elettricità più o meno per 13 TWh. Di questi, circa tre quarti si riferiscono agli utilizzi industriali/commerciali (diversi dall'illuminazione pubblica e dagli utilizzi soggetti a regimi tariffari speciali) con prevalenza di connessioni in media tensione, come si vede nella tavola di pagina seguente⁴⁵. Il 40% delle vendite totali in salvaguardia cade nelle classi centrali di consumo della nuova metodologia di rilevazione dei prezzi adottata da Eurostat ovvero sono comprese tra 500 e 20.000 MWh annui. Nella classe di consumo inferiore ai 20 MWh annui, oltre il 94% delle vendite riguarda clienti connessi in bassa tensione.

⁴⁴ Il criterio del *pro die* è una modalità di fatturazione che si rende necessaria quando è impossibile leggere i contatori di tutte le utenze contemporaneamente.

⁴⁵ AEEG (2009), "Struttura, Prezzi e Qualità nel settore dell'energia elettrica".

TIPOLOGIA DI CLIENTE	VOLUMI (GWh)	NUMERO DI PUNTI DI PRELIEVO ^(A)
BT	3.632	168.793
Illuminazione pubblica	890	31.733
Altri usi	2.739	137.000
Regimi tariffari speciali	3	59
MT	6.720	23.400
Illuminazione pubblica	95	343
Altri usi	6.581	22.989
Regimi tariffari speciali	44	68
AT e AAT	2.468	200
Altri usi	151	105
Regimi tariffari speciali	2.317	95
TOTALE SALVAGUARDIA	12.820	192.393

(A) I punti di prelievo sono calcolati con il criterio *pro die*.

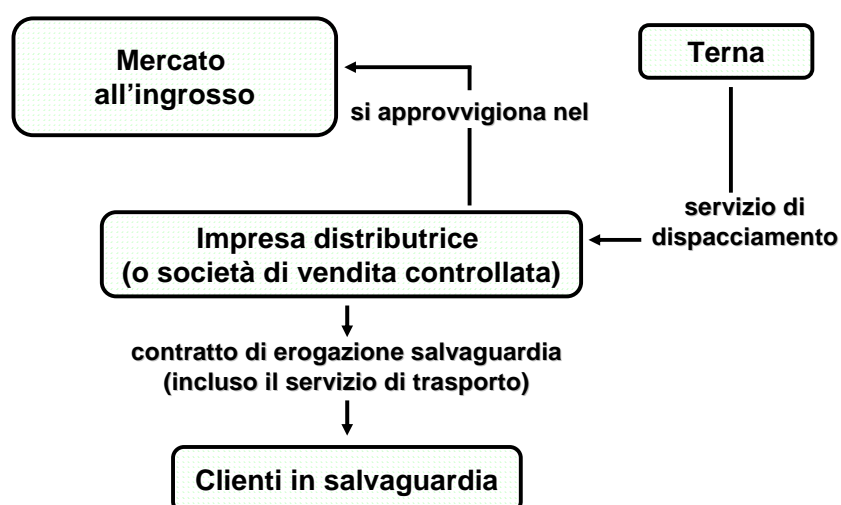
Fonte: Elaborazione AEEG su dati forniti dagli operatori.

Servizio di salvaguardia per tipologia di cliente (Anno 2008)

In termini di consumo medio annuo le regioni Lombardia e Campania hanno registrato nel periodo luglio-dicembre 2007 scostamenti superiori del 40% rispetto alla media nazionale, pari a circa 57 MWh/a, mentre per Liguria, Emilia Romagna e Friuli Venezia Giulia i livelli di consumo sono stati mediamente inferiori del 25% al valore medio nazionale.

Nel periodo transitorio gli esercenti il servizio di salvaguardia sono stati un centinaio di cui circa una settantina hanno servito effettivamente clienti ammessi a questo regime. Enel Distribuzione, in particolare, ha coperto circa il 90% delle vendite totali.

Si può schematizzare l'assetto del servizio di salvaguardia come segue:



Fonte: Emma Putzu (2008), "La regolazione del settore elettrico"

IL SERVIZIO DI SALVAGUARDIA: ASSETTO

3.2 Gas naturale

Il mercato del gas negli ultimi anni, così come quello elettrico, ha subito profonde modifiche derivanti dal processo di liberalizzazione, che hanno permesso di passare dal precedente monopolio dell'Eni alla situazione attuale. Questa evoluzione del sistema è stata dettata dall'esigenza di creare un mercato unico europeo che vedesse i player di questo settore competere liberamente all'interno del Vecchio Continente.

A tal fine l'Unione Europea ha varato la Direttiva 98/30/CE, che stabilisce norme comuni per il mercato interno del gas naturale e che è stata recepita in Italia dal cosiddetto Decreto Legislativo Letta (D.Lgs. 23/05/2000 che prende il nome dall'allora ministro dell'Industria). Con questo provvedimento le imprese integrate del gas sono state obbligate a gestire in regime di separazione societaria le diverse attività della filiera, dall'approvvigionamento (produzione e importazione), al trasporto, alla distribuzione e alla vendita. Questo processo ha favorito la moltiplicazione degli attori ai diversi livelli del processo produttivo. Il trasporto e la distribuzione rimangono invece in mano ad un'unica società, poiché godono delle caratteristiche del monopolio naturale e sono regolamentate dall'Authority.

Il Decreto Letta ha inoltre previsto che i proprietari delle reti di trasporto e di distribuzione fossero tenuti a garantire, inizialmente ai soli Clienti idonei e dal 2003 alla totalità degli utenti, l'accesso alle reti a parità di condizioni.

Per garantire una graduale apertura dal lato della domanda, il Decreto ha inizialmente distinto la totalità degli utenti in Clienti idonei, dotati della capacità di stipulare contratti di fornitura con qualsiasi produttore e ammessi direttamente alle reti di trasporto e distribuzione, dai Clienti non idonei, ossia tutti gli altri. A partire dal 2003, tuttavia, tutti i clienti sono considerati idonei.

In realtà già prima del recepimento di questa direttiva europea, la Legge 481/1995 aveva istituito l'Autorità per l'Energia elettrica ed il gas, che, dall'aprile del 1997, regola i settori di competenza, controlla il corretto funzionamento del mercato e ha una funzione sia consultiva che propositiva nei confronti del Parlamento e del Governo⁴⁶.

In seguito la Direttiva 03/55/CE ha stabilito la scadenza del primo luglio 2007 come data ultima per la liberalizzazione del mercato. Entro questa data tutti mercati interni hanno dovuto adattare il proprio sistema a un'ottica di libero mercato europeo. Questa direttiva è stata, in parte, recepita nel nostro ordinamento tramite il cosiddetto Decreto Marzano

⁴⁶ Bernardini O., Italian Regulatory Authority for Electricity and Gas, *"The regulation of the gas sector and its implications for gas trade"*, Natural gas in south east Europe: investment, transit, trade.

(legge del 23 agosto del 2004). Fra le varie disposizioni previste da quest'ultima norma è da evidenziare una certa attenzione alla sicurezza degli stoccaggi e alla necessaria incentivazione della concorrenza. Il problema degli stoccaggi e della sicurezza delle forniture non è stato ancora risolto in Italia e la gestione ha spesso, anche recentemente, attirato l'attenzione dell'Authority. Da sottolineare anche che il Decreto Marzano prevedeva già un incentivo alle società che moltiplicassero le vie di accesso del gas al Paese sia tramite gasdotti che tramite terminali di rigassificazione del GNL.

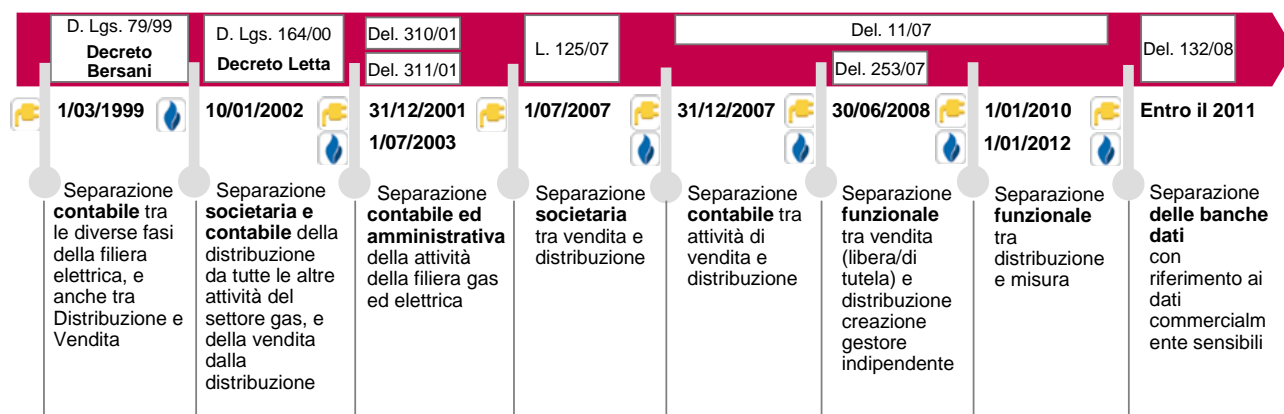
Altro aspetto critico attiene al principio di utilizzo delle reti di distribuzione locale da parte di terzi non proprietari. Ci si riferisce alla nozione di *Third Party Access*, già presentata in precedenza, fondamentale per garantire una effettiva concorrenza.

Altra importante riforma è stata la delibera 138/03 dell'AEEG, che ha definito la nuova tariffa minima da applicare a partire dal 1 gennaio 2004 a tutti gli utenti finali con consumi inferiori ai 200.000 mc/anno. La nuova tariffa ha anche lo scopo di perseguire una maggiore trasparenza nella formazione dei prezzi al mercato, evidenziando i costi delle diverse fasi della filiera ed eliminando alcune distorsioni precedenti.

A oggi sulla liberalizzazione del settore pesano ancora alcune incognite, segnalate dall'Authority, che derivano dalle pesanti barriere d'ingresso in questo mercato, dalle caratteristiche dei contratti del settore e dalla posizione di predominio dell'Incumbent Eni. Si tratta di fattori che impediscono da un lato l'ingresso di nuovi attori ai diversi livelli della filiera e dall'altro la formazione di condizioni economiche favorevoli a una libera scelta dell'utente finale per quanto riguarda distributori e fornitori.

3.3 Unbundling

Con tale termine si indica semplicemente una “separazione” delle reti di produzione e di distribuzione di energia elettrica e gas.



Fonte: Engineering, *Unbundling e regolazione*.

Unbundling: panoramica normativa

Il documento ARG/com 132/08 – *Definizione delle linee guida in materia di predisposizione del programma di adempimenti alla deliberazione n. 11/07 in materia di unbundling* – specifica le modalità di separazione funzionale da parte del Gestore Indipendente, ipotizzandone le tempistiche. Entro 6 mesi dalla pubblicazione del provvedimento, il Gestore Indipendente deve:

- definire modelli di organizzazione e di gestione idonei a garantire la concorrenza;
- definire procedure e responsabilità per il budget annuale e dei conti separati.

Entro 12 mesi dalla pubblicazione del provvedimento deve invece:

- nominare il garante per i dati commercialmente sensibili e definire il piano di separazione delle banche dati;
- individuare strumenti e procedure per il trasferimento a terzi delle informazioni contenute nelle banche dati;
- definire le procedure di controllo per la verifica della corretta applicazione della separazione funzionale.

Le Del. 138/04 e 134/08 – *Codice di rete e standard di comunicazione* – specificano rispettivamente la regolazione dei contenuti del codice di rete circa le regole di accesso e

di erogazione del servizio e stabiliscono lo standard nazionale di comunicazione tra distributori e venditori di gas naturale⁴⁷.

Le comunicazioni devono essere trasmesse attraverso uno strumento di comunicazione evoluto. Il distributore ha l'obbligo di renderlo disponibile in modo imparziale e non discriminatorio all'utente del servizio di distribuzione, che è tenuto ad avvalersene anche per la fissazione dell'appuntamento con il cliente finale ai fini dell'effettuazione della prestazione richiesta.

L'obbligo di dotarsi di uno strumento di comunicazione evoluto decorre:

- a) a partire dall'1 luglio 2009 per i distributori con almeno 100.000 clienti finali;
- b) a partire dall'1 luglio 2010 per i distributori con meno di 100.000 clienti finali.

Esistono diverse tipologie di unbundling, che possiamo così schematizzare:

Tipologia	Caratteristiche
Unbundling contabile (contabilità separate per le diverse attività)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Primo livello di separazione delle attività ▪ Rimangono aperte criticità legate all'attendibilità delle informazioni, all'allocazione dei costi comuni e alla definizione dei prezzi di trasferimento tra attività
Unbundling amministrativo	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Rispetto all'unbundling contabile fornisce qualche garanzia in più in quanto ciascuna attività deve essere gestita come se si trattasse di attività separate ▪ Prevede tante contabilità generali quante sono le attività svolte
Unbundling funzionale	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prevede l'indipendenza e la "neutralità" delle attività in concessione ovvero essenziali per la liberalizzazione rispetto alle altre attività, sotto il profilo dell'organizzazione e del potere decisionale e gestionale e della disponibilità di informazioni commercialmente sensibili
Unbundling societario	<ul style="list-style-type: none"> ▪ Prevede la creazione di società separate per la gestione delle diverse attività
Unbundling proprietario (proprietà separate per ogni attività)	<ul style="list-style-type: none"> ▪ È la forma più forte di separazione ▪ Non consente tuttavia il conseguimento di eventuali economie di scala o di scopo

Le diverse tipologie di unbundling

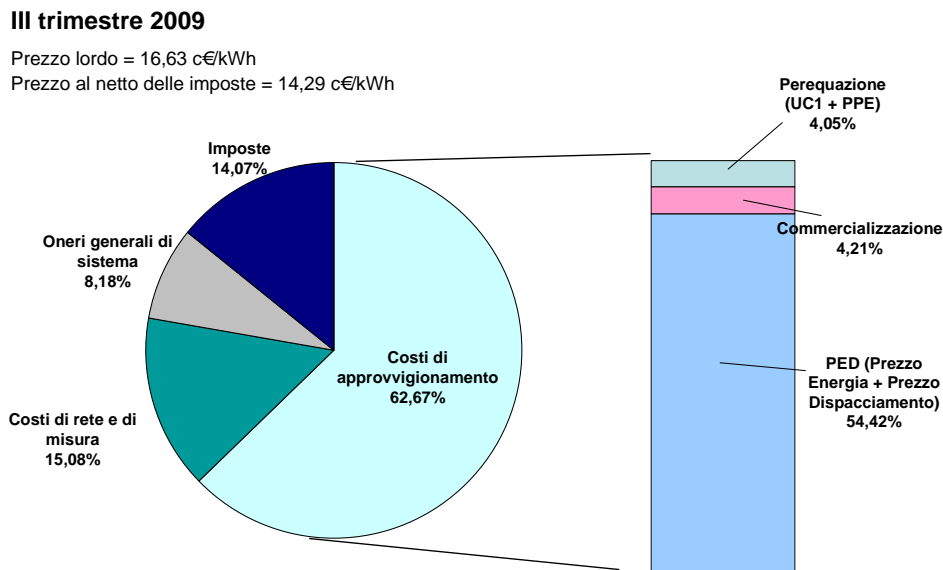
⁴⁷ Engineering, "Unbundling e regolazione".

QUADRO TARIFFARIO

4.1 La formazione del prezzo dell'elettricità

Il prezzo dell'energia elettrica ai clienti finali, sia idonei che vincolati, è calcolato in modo tale da coprire tutte le voci di costo legate alla fornitura dell'energia elettrica. È dunque il risultato della somma di numerose componenti:

1. costi di generazione, ossia del "prodotto energia";
2. costi di trasporto sulla rete elettrica di trasmissione nazionale;
3. costi di distribuzione lungo la rete locale;
4. costi di misura, per l'installazione e la manutenzione del contatore;
5. costi di commercializzazione ossia di acquisto e di vendita;
6. oneri generali di sistema, ovvero i costi "strutturali" che l'ex-monopolista ha dovuto sostenere per seguire l'evoluzione del sistema energetico nazionale: lo sviluppo delle fonti rinnovabili, i regimi tariffari speciali, lo smantellamento del nucleare, il servizio universale a tutte le utenze italiane, ecc.;
7. imposte, come l'Iva, le imposte erariali e le addizionali provinciali e comunali.



Fonte: AEEG

Composizione percentuale del prezzo dell'energia elettrica per un consumatore domestico tipo

Condizioni economiche di fornitura per una famiglia con 3 kW di potenza impegnata e 2.700 kWh di consumo annuo

Il processo di liberalizzazione ha avuto conseguenze innanzitutto sulla componente della generazione, ma importanti novità sono state introdotte anche per quanto riguarda la definizione delle altre componenti di costo.

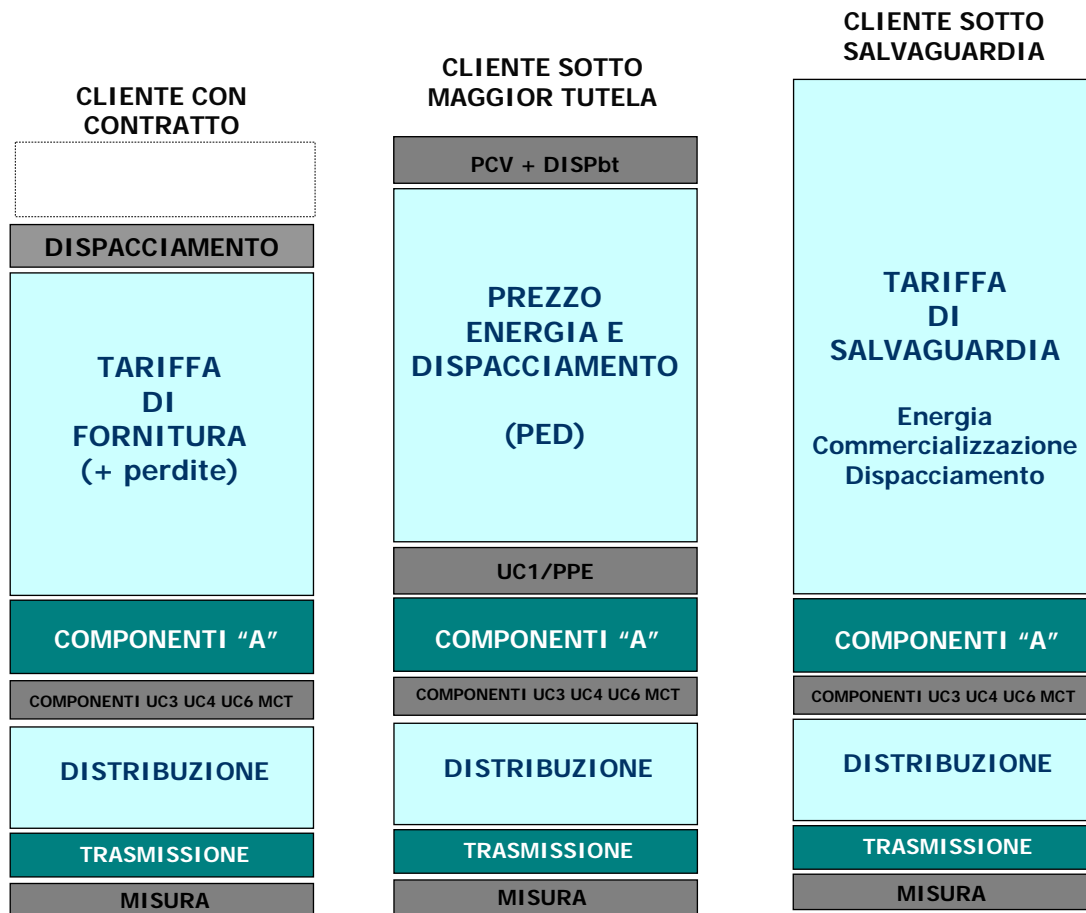
Con riguardo alla produzione, a partire dal 1999 i clienti idonei, potendo scegliere il proprio fornitore, possono avere la possibilità di negoziare liberamente il prezzo legato alla generazione dell'energia o mediante la libera contrattazione bilaterale con i produttori e con i grossisti o tramite contratti di scambio definiti sulla Borsa Elettrica.

Al contrario, per i clienti vincolati, il costo della generazione di energia è identico per tutti e stabilito dall'Autorità per l'energia elettrica e per il gas, che ogni tre mesi definisce la cosiddetta *Componente del costo d'acquisto*, calcolata su un "paniere dei combustibili" che varia periodicamente soprattutto in relazione all'andamento del mercato internazionale del greggio. In Italia, d'altra parte, la maggior parte dell'energia è prodotta attraverso l'utilizzo di combustibili fossili (gas, petrolio e carbone) e solo in minima parte dallo sfruttamento di fonti rinnovabili quali l'aria, il sole, il vento, le biomasse, ecc.

Per quanto riguarda le altre componenti di costo, mentre prima erano fissate sia per i clienti liberi che per quelli vincolati, solo in base a tariffe stabilite dall'AEEG, a partire dal 2000 è stato introdotto un nuovo sistema tariffario che introduce importanti novità rispetto al passato per tutti i clienti finali (sia liberi che vincolati). I distributori, infatti, ora possono usufruire della massima flessibilità rispetto al passato nell'offerta di differenti opzioni tariffarie ai propri clienti, sempre comunque nel rispetto dei vincoli imposti dall'AEEG. I parametri in base ai quali il distributore può definire le opzioni tariffarie riguardano per esempio la ripartizione tra quota fissa e variabile (la prima è indipendente al consumo, la seconda aumenta all'aumentare del consumo), le fasce orarie di consumo, le forme di lettura e di fatturazione dei consumi o le modalità di pagamento.⁴⁸ Tale modalità di determinazione del prezzo è in fase di ridefinizione da parte dell'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas.

A questo punto vengono studiate con maggior dettaglio le diverse componenti che costituiscono la tariffa di energia elettrica, riassunte nello schema di pagina seguente e suddivise per diverse categorie di clienti.

⁴⁸ AEEG (2009), *"Struttura, Prezzi e Qualità nel settore dell'energia elettrica"*.



Le componenti tariffarie per le diverse categorie di clienti

4.1.1 Misura

In riferimento ai punti di prelievo dei clienti finali, vengono identificati nei Distributori i soggetti responsabili di:

- installazione e manutenzione dei misuratori;
- raccolta, validazione e registrazione delle misure.

Per tutte le tipologie di clienti (Del.292/06):

- sono fissati i tempi massimi di installazione dei misuratori di energia attiva e reattiva (che devono avere dettaglio orario, predisposizione per l'aggiunta di dispositivi di monitoraggio del carico e sistema di segnalazione automatica dei loro malfunzionamenti);
- è assicurato al cliente l'accesso al dato negli stessi modi e tempi del Distributore, o in subordine la disponibilità del profilo mensile entro il 5° giorno del mese successivo, su supporto digitale.

Dunque, la tariffa per il servizio di misura (MIS) è destinata a coprire i costi di installazione e manutenzione del misuratore (contatore), nonché i costi di rilevazione e registrazione delle misure:

- *da chi è determinata*: i corrispettivi a copertura dei costi per il servizio di misura sono aggiornati annualmente dall’Autorità entro il 31 ottobre dell’anno precedente a quello di efficacia;
- *come è calcolata*: è espressa in centesimi di euro per kWh consumato per gli usi di illuminazione pubblica ed in centesimi di euro per punto di prelievo per anno, per gli usi diversi dall’illuminazione pubblica;
- *da chi è pagata*: tutti i clienti finali sono tenuti al pagamento della tariffa per il servizio di misura.

Si riporta di seguito la tariffa di misura stabilita dall’AEEG per il 2009 (Del. ARG/elt 188/08):

TIPOLOGIA CONTRATTUALE	COMPONENTI TARIFFARIE	
	centesimi di euro/punto di prelievo per anno	centesimi di euro/kWh
Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	-	0,063
Altre utenze in bassa tensione	2.710,69	-
Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	-	0,063
Altre utenze in media tensione	30.664,77	-
Utenze in alta e altissima tensione	263.892,66	-

4.1.2 Tariffa di trasmissione

La tariffa di trasmissione (TRAS) copre i costi per il trasporto dell'energia elettrica sulla rete di trasmissione nazionale:

- *da chi è determinata*: l'entità della tariffa è fissata dall'Autorità entro il 31 ottobre dell'anno precedente a quello di efficacia;
- *come è calcolata*: la tariffa è espressa in centesimi di euro per kWh consumato;
- *da chi è pagata*: tutti i clienti finali sono tenuti al pagamento della tariffa per il servizio di trasmissione.

Si riporta di seguito la tariffa di trasmissione stabilita dall'AEEG per il 2009 (Del. ARG/elt 188/08):

TIPOLOGIE CONTRATTUALI	centesimi di euro/kWh
Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica	0,375
Altre utenze in bassa tensione	0,375
Utenze in media tensione di illuminazione pubblica	0,356
Altre utenze in media tensione	0,356
Utenze in alta e altissima tensione	0,348
Utenze in altissima tensione, superiore a 220kV	0,344

Questa componente remunera il trasporto sulla Rete di Trasmissione Nazionale e quindi il suo gettito viene versato dai Distributori a TERNA⁴⁹.

Opzioni tariffarie di Distribuzione: il meccanismo fino al 31 marzo 2008

A remunerazione del servizio di distribuzione, ogni Distributore proponeva ogni anno ai clienti ubicati nell'ambito territoriale di sua competenza opzioni tariffarie base (multiorarie o no) che dovevano rispettare i seguenti vincoli stabiliti dall'Autorità:

- vincolo V1 sui ricavi ottenibili per ogni tipologia d'utenza;
- vincolo V2 sul massimo esborso di ogni singolo cliente.

Operativamente, V1 e V2 erano due opzioni tariffarie di riferimento (TV1 e TV2) fissate dall'Autorità, con componenti in €/anno, €/kWpicco/anno (solo V2) e c€/kWh.

Il vincolo V1 era verificato a posteriori (con possibilità di rimborso ai clienti); quello V2 a priori, controllando ogni possibile combinazione di punte di prelievo e consumi per fascia.

⁴⁹ AEEG (2009), "Struttura, Prezzi e Qualità nel settore dell'energia elettrica".

Il Distributore poteva inoltre proporre opzioni tariffarie speciali per il servizio di distribuzione, che dovevano rispettare il solo vincolo V1 (es. potenza variabile, durata < 1 anno, biorarie, ecc.).

Sotto 30 kW, le opzioni tariffarie possono tener conto di una “Potenza contrattualmente impegnata” (purché siano ammessi almeno i valori 1.5, 3, 4.5, 6, 10, 15, 20, 25 e 30 kW) anziché della “Potenza impegnata” (quella massima effettivamente prelevata come valor medio su 15 min, su base mensile o annua).

In tal caso, il distributore installa dispositivi di limitazione della potenza prelevata (tarati sul valore contrattuale più almeno 10%).

In ogni caso, vige una “Potenza disponibile” (v. contributo d’allacciamento) che è la “massima potenza prelevabile, oltre la quale non è garantita l’alimentazione”.

Le opzioni tariffarie venivano proposte all’Autorità entro il 30 settembre dell’anno precedente a quello di applicazione. Entro 45 giorni l’AEEG accettava le tariffe o le rifiutava, dandone motivazione. Erano pubblicate sul sito www.autorita.energia.it ed avevano validità annuale.

Corrispettivo di potenza

Si paga sulla “potenza impegnata annua” (picco annuo della potenza “prelevata”, cioè peggior valor medio sul quarto d’ora).

	CORRISPETTIVO DI POTENZA	CORRISPETTIVO DI ENERGIA
<p>Opzione base B1 di ENEL Distribuzione 2007:</p> <p>Pdisp <= 16,5 kW BT</p>	<ul style="list-style-type: none"> - 38,40 €/kW/anno per potenze impegnate inferiori o uguali a 1,5 kW - 32,10 €/kW/anno per potenze impegnate fra 1,5 e 3 kW - 28,08 €/kW/anno per potenze impegnate fra 3 e 6 kW - 25,89 €/kW/anno per potenze impegnate oltre 6 kW 	<p>E' a scaglioni assoluti (e non progressivi) di volume:</p> <ul style="list-style-type: none"> - 0,63 c€/kWh per potenze impegnate inferiori o uguali a 1,5 kW con sconto di 0,60 c€/kWh sui quantitativi eccedenti i 1200 kWh/anno - 0,63 c€/kWh per potenze impegnate fra 1,5 e 3 kW con sconto di 0,60 c€/kWh sui quantitativi eccedenti i 2400 kWh/anno - 0,58 c€/kWh per potenze impegnate fra 3 e 6 kW con sconto di 0,55 c€/kWh sui quantitativi eccedenti i 4800 kWh/anno - 0,58 c€/kWh per potenze impegnate fra 6 e 10 kW con sconto di 0,55 c€/kWh sui quantitativi eccedenti gli 8000 kWh/anno - 0,58 c€/kWh per potenze impegnate oltre 10 kW con sconto di 0,55 c€/kWh sui quantitativi eccedenti i 12000 kWh/anno

<p>Opzione base B2 di ENEL Distribuzione 2007:</p> <p><i>Pdisp > 16,5 kW BT</i></p>	<p>25,20-1,00*R [€/kW/anno], da calcolare sulla "potenza impegnata annua" (picco annuo della potenza "prelevata", cioè peggior valor medio sul quarto d'ora), dove R = (Pimpegnata-30)/Pimpegnata (per Pimpegnata >30 kW)</p> <p>Sistema di acconto mensile, con conguaglio non appena il picco mensile attuale è maggiore di tutti quelli precedentemente registrati (a priori non si conosce il picco annuo).</p>	<p>0,9 €/MWh</p>
<p>Opzione base M1 di ENEL Distribuzione 2007:</p> <p><i>Pdisp <= 500 kW MT</i></p>	<p>22,68-5,60*R [€/kW/anno], da calcolare sulla "potenza impegnata annua" (picco annuo della potenza "prelevata", cioè peggior valor medio sul quarto d'ora), dove R = (Pimpegnata-30)/Pimpegnata (per Pimpegnata >30 kW)</p> <p>Sistema di acconto mensile, con conguaglio non appena il picco mensile attuale è maggiore di tutti quelli precedentemente registrati (a priori non si conosce il picco annuo).</p>	<p>1,7 €/MWh</p>
<p>Opzione base M2 di ENEL Distribuzione 2007:</p> <p><i>Pdisp > 500 kW MT</i></p>	<p>1,72 €/kW/mese, calcolato sulla potenza "impegnata" <u>mensile</u> (<u>picco mensile</u>, cioè peggior valor medio sul quarto d'ora)</p> <p>Si stima che pagando il picco mensile, anziché quello annuo, il cliente medio risparmia circa il 30% dell'importo.</p>	<p>0,9 €/MWh</p>
<p>Vecchia opzione base A1 di ENEL Distribuzione 2007 AT</p>	<p><u>Non esiste</u>, ma in ogni caso si ha una verifica mensile della potenza massima prelevata, ai fini di un eventuale aggiornamento del contributo fisso di allacciamento.</p> <p>Quota fissa : 17.520 €/anno</p>	<p>0,7 €/MWh</p>

Fonte: Paolo Pelacchi, *Strumenti di tariffazione dell'energia elettrica*.

Tariffa unica di distribuzione: nuovo meccanismo

Si tratta di una tariffa unica nazionale, definita in struttura e prezzi dall'AEEG (nel TIT).

In Alta tensione, è attiva dal 1° gennaio 2008. In Bassa e Media Tensione, lo è dal 1° aprile 2008.

La tariffa per la distribuzione copre i costi per il trasporto dell'energia elettrica sulle reti di distribuzione:

- *da chi è determinata*: l'entità della tariffa è fissata dall'Autorità entro il 31 ottobre dell'anno precedente a quello di efficacia;
- *come è calcolata*: la tariffa ha una struttura trinomica, ed è espressa in centesimi di euro per punto di prelievo all'anno (quota fissa), centesimi di euro per KW per anno (quota potenza) e centesimi di euro per KWh consumato (quota energia);
- *da chi è pagata*: tutti i clienti finali sono tenuti al pagamento della tariffa per il servizio di distribuzione.

E' previsto un meccanismo di perequazione generale (con tariffa di riferimento TV1) che tiene conto anche del recupero di investimenti incentivati.

TIPOLOGIE DI CONTRATTO	QUOTA FISSA cent€/punto di prelievo per anno	QUOTA POTENZA cent€/kW per anno	QUOTA ENERGIA cent€/kWh	NOTE
Utenze in bassa tensione di illuminazione pubblica			1,243	
Altre utenze in bassa tensione con potenza disponibile fino a 16,5 kW	462,38	2.730,26	0,108	per potenze impegnate inferiori o uguali a 1.5 kW
	462,38	2.581,87	0,108	per potenze impegnate superiori a 1.5 kW e inferiori o uguali a 3 kW
	462,38	2.878,64	0,108	per potenze impegnate superiori a 3 kW e inferiori o uguali a 6 kW
	508,62	2.878,64	0,108	per potenze impegnate superiori a 6 kW e inferiori o uguali a 10 kW
	508,62	2.878,64	0,108	per potenze impegnate superiori a 10 kW
Altre utenze in bassa tensione con potenza superiore a 16,5 kW	462,38	2.730,26	0,103	
Utenze in media tensione di illuminazione pubblica			0,672	
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile fino a 100 kW	45.451,47	3.008,75	0,106	
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 100 kW e inferiore a 500 kW	40.906,32	2.685,23	0,095	
Altre utenze in media tensione con potenza disponibile superiore a 500 kW	39.523,02	2.329,36	0,084	

Utenze in alta e altissima tensione diverse	1.998.931,75	-	0,061	
Utenze in altissima tensione, superiore a 220 kV	1.998.931,75	-	0,06	

4.1.3 Componenti tariffarie A, UC e MCT

Le componenti tariffarie A coprono gli oneri sostenuti nell'interesse generale del sistema elettrico (quali ad esempio i costi di ricerca, i costi per l'incentivazione dell'utilizzo di fonti energetiche rinnovabili, ecc.) e sono individuati dal Governo con decreto o dal Parlamento tramite legge; le componenti UC coprono ulteriori elementi di costo del servizio elettrico (quali, ad esempio, la perequazione) individuate dall'Autorità:

- *da chi sono determinate*: le aliquote relative alle componenti tariffarie A e UC sono fissate dall'Autorità ed aggiornate periodicamente sulla base delle esigenze di gettito.
- *come sono calcolate*: le componenti tariffarie prevedono, in generale, corrispettivi espressi in centesimi di euro per punto di prelievo e in centesimi di euro per kWh;
- *da chi sono pagate*: le componenti tariffarie A, MCT, UC3, UC4 e UC6 sono pagate da tutti i clienti finali.

In particolare le componenti A coprono i seguenti oneri:

- A2 = costi di smantellamento delle centrali nucleari;
- A3 = promozione della produzione di energia da fonti rinnovabili e assimilate (pari a circa il 62% del totale degli oneri di sistema per l'utente domestico tipo);
- A4 = finanziamento di regimi tariffari speciali (*FF.SS., Terni*), pari a circa l'8% del totale degli oneri di sistema per l'utente domestico tipo;
- A5 = finanziamento delle attività di ricerca e sviluppo, pari a circa il 2,1% del totale degli oneri di sistema per l'utente domestico tipo;
- A6 = copertura degli *stranded costs*, ovvero i costi già sostenuti in passato dalle imprese elettriche e non recuperabili in seguito alla liberalizzazione del mercato elettrico (pari a circa il 3% del totale degli oneri di sistema per l'utente domestico tipo).⁵⁰

⁵⁰ AEEG (2009), "Struttura, Prezzi e Qualità nel settore dell'energia elettrica".

Per quanto riguarda le componenti UC, esse costituiscono gli oneri necessari per garantire il funzionamento di un sistema tariffario basato sul principio di corrispondenza dei prezzi ai costi medi del servizio; le ulteriori componenti oggi previste sono:

- **componenti UC1** (perequazione costi di acquisto dell'energia elettrica per i clienti del mercato vincolato) sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno e in centesimi di euro/kWh, a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di acquisto dell'energia elettrica destinata al mercato vincolato;
- **componenti UC3** (perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione) sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/punto di prelievo per anno e in centesimi di euro/kWh, a copertura degli squilibri del sistema di perequazione dei costi di trasmissione e di distribuzione dell'energia elettrica e dei meccanismi di integrazione;
- **componenti UC4** (integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori) sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/kWh, a copertura delle integrazioni del provvedimento CIP n. 34/74 e successivi aggiornamenti, relative alle integrazioni tariffarie alle imprese elettriche minori;
- **componenti UC6** (oneri per il miglioramento della continuità del servizio) sono le componenti tariffarie, espresse in centesimi di euro/kWh, in centesimi di euro/kW/anno e in centesimi di euro/punto di prelievo/anno, destinate a remunerare i miglioramenti della continuità del servizio elettrico;
- **componenti UC7** sono le componenti tariffarie espresse in centesimi di euro/kWh, a copertura degli oneri derivanti da misure ed interventi per la promozione dell'efficienza energetica negli usi finali;
- **componente MCT** è la componente tariffaria, espressa in centesimi di euro/kWh, per il finanziamento delle misure di compensazione territoriale a favore dei siti che ospitano centrali nucleari e impianti del ciclo del combustibile nucleare, fino al definitivo smantellamento degli impianti⁵¹.

4.1.4 Tariffa di fornitura

La remunerazione dell'attività di fornitura avviene solitamente attraverso la libera contrattazione delle parti. Senza entrare troppo nel dettaglio, esempi di libera contrattazione tra le parti possono essere i seguenti:

- strutture tariffarie tradizionali:
 - a prezzi di fornitura espliciti;

⁵¹ AEEG (2009), "Struttura, Prezzi e Qualità nel settore dell'energia elettrica".

- a sconto rispetto al vincolato;
- ipotesi di formulazioni post 1° luglio;
- complessità contrattuale.

Si riportano di seguito un esempio di struttura tariffaria tradizionale:

Esempio

Struttura a prezzi di fornitura espliciti

Viene stabilito un prezzo dell'energia (tipicamente per fasce AEEG):

€/MWh		
F1	F2	F3
102	68	41

ponendo attenzione che i prezzi includano le perdite di trasporto:

0.9% 380 kV; 2.9% AAT e AT; 5.1% MT; 10.8% BT

(in base alla tab.8 Del.111/06)

Il cliente paga al fornitore l'energia effettivamente prelevata ("senza limiti", salvo ricontrattazione per modifica volumi).

Un'altra possibilità può essere quella della ripartizione delle ore in maniera non convenzionale. Ad esempio:

Peak = 8-20 Lun-Ven, Off_Peak = 20-8 + sab + dom,

con eventuale distinzione dei prezzi in base al trimestre.

Tipiche formulazioni in presenza di regimi di tutela:

- offerte a prezzi espliciti;
- offerte a sconto su tariffa di maggior tutela;
 - riferimento diretto per i clienti che hanno diritto alla maggior tutela;
 - riferimento indiretto (attenzione alle perdite) per gli altri clienti;
- offerte a sconto su tariffa di salvaguardia (elevata);
- offerte a sconto su prezzi di borsa (PUN).

4.1.5 Oneri di dispacciamento

TERNA, soggetto che gestisce il mercato dei servizi di dispacciamento (MSD) e quindi sostiene gli oneri di riserva, bilanciamento e risoluzione delle congestioni (intrazoneali) di rete:

- non applica direttamente una tariffa di dispacciamento al singolo utente finale;
- la applica ad un aggregato di punti di prelievo detto “utente del dispacciamento”, che solitamente va a coincidere con il portafoglio di clienti serviti da uno stesso grossista all’interno di una stessa “zona di mercato”.

Le voci della tariffa di dispacciamento che usualmente il grossista ha già ricompreso, in maniera implicita o esplicita (a forfait o con penali di sbilanciamento puntuale) nel prezzo di fornitura sono le seguenti:

1. Corrispettivo di sbilanciamento effettivo (art. 40)
Squilibri ORARI DI ZONA fra previsione e prelievo effettivo dell’aggregato. Franchigia di errore del 3% confermata per il 2008 (Art.Del.350/07).
2. Corrispettivo di non arbitraggio (art. 41)
Serve per evitare speculazioni sulla formazione voluta di congestioni interzoneali. Squilibri ORARI DI ZONA fra previsione e prelievo effettivo dell’aggregato.
3. Corrispettivo per assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto (art. 43)
Il grossista definisce a programma in quale zona viene immesso ciascun kWh che finirà ai suoi clienti. In realtà spesso è coperto da strumenti finanziari (CCCI e CCC).

Altri oneri pagati dall’utente del dispacciamento e ribaltati direttamente sul cliente finale:

4. conguaglio costi risorse TERNA per M.S.D. (art.44);
5. copertura costi unità essenziali per la sicurezza (art.45) ;
6. costi funzionamento TERNA (art.46);
7. oneri differenza fra perdite standard ed effettive (art.47, nullo dal primo luglio 2007);
8. oneri disponibilità della capacità produttiva (art. 48);
9. oneri punti di dispacciamento in BT (integrazione maggior tutela) (art.48 bis);
10. oneri remunerazione clienti interrompibili (art.73);
11. costi aggregazione misure ai fini del dispacciamento (art.36);

4.1.6 Prezzi per le utenze domestiche

Nel primo semestre 2008 i consumatori domestici appartenenti alla prima classe di consumo (< 1.000 kWh all'anno) hanno pagato per gli usi elettrici prezzi superiori del 10%, sia al lordo sia al netto delle imposte, rispetto alla media europea.

Ciò è conseguenza dell'introduzione della nuova metodologia di rilevazione che non distingue tra consumatori residenti e non residenti, distinzione peraltro tipica del contesto italiano. Il risultato del confronto è infatti in larga misura ascrivibile alla significativa presenza in tale classe dei consumatori non residenti (per esempio, seconde case). Infatti, con riferimento alla seconda classe di consumo (1.000-2.500 kWh annui), dove tale presenza è meno rilevante, l'esito si ribalta e i prezzi italiani risultano inferiori del 10% al lordo delle imposte e del 4% al netto, rispetto ai livelli medi europei.⁵²

Si può stimare che il 60% delle famiglie italiane residenti (escludendo quindi le seconde case), con consumi annui inferiori ai 2.500 kWh, paghi per l'elettricità prezzi più bassi della media europea. Per i consumi più elevati restano le differenze già segnalate in passato con scostamenti positivi tra i prezzi italiani e i corrispondenti prezzi medi europei che variano, a seconda della classe di appartenenza, tra circa il 30% e oltre il 45%.

Con riferimento, in particolare, alla classe di consumo 2.500-5.000 kWh annui, i prezzi italiani lordi si collocano sui livelli più elevati in Europa insieme ai prezzi danesi, tedeschi e belgi.

Al di sotto della media europea si attestano invece i prezzi di Portogallo, Regno Unito, Spagna, Finlandia e Francia mentre tra i prezzi più bassi figurano quelli relativi ad alcuni Paesi dell'Europa orientale (ex repubbliche sovietiche). In realtà, questi Paesi sono caratterizzati da prezzi dell'energia elettrica e del gas molto bassi, se espressi in euro, a causa del fatto che le corrispondenti valute nazionali sono in larga misura sottovalutate rispetto all'euro. Occorre ricordare, inoltre, che mentre la Danimarca e la Germania sono penalizzate dagli alti livelli di tassazione (superiori anche al 50%), il Portogallo e il Regno Unito presentano un'incidenza fiscale molto contenuta (intorno al 5% rispetto alla media europea che è superiore al 20%).

I dati del semestre gennaio-giugno 2008 confermano, anche se in modo più sfumato a causa dei cambiamenti metodologici di rilevazione, l'anomalia italiana determinata da una struttura tariffaria progressiva (accresciuta dal sistema di imposizione fiscale che non colpisce i bassissimi livelli di consumo), tale per cui il prezzo unitario dell'elettricità

⁵² AEEG (2009), "Contesto nazionale ed internazionale"

aumenta al crescere dei quantitativi di consumo, per lo meno a partire da un consumo annuo superiore ai 2.500 kWh.⁵³

⁵³ AEEG (2009), *“Contesto nazionale ed internazionale”*

4.2 La formazione del prezzo del gas

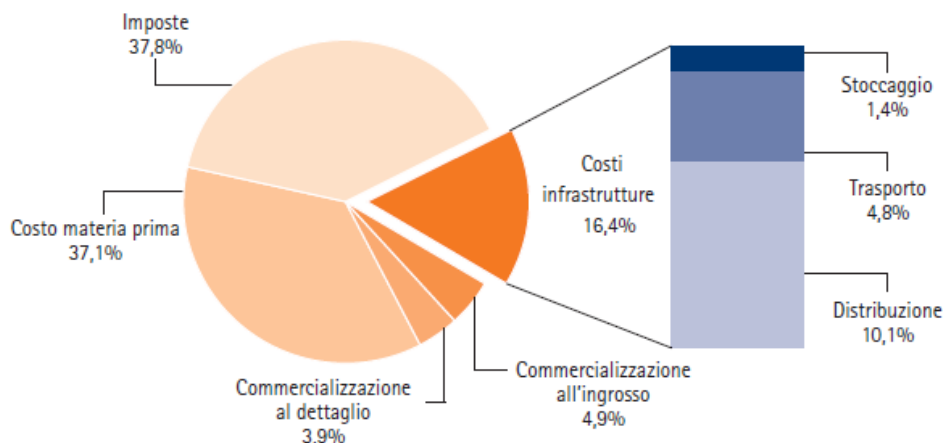
4.2.1 Le componenti del prezzo del gas

Il prezzo finale del gas è determinato da numerose componenti, che vanno a remunerare tutte le voci di costo legate alla sua fornitura. È, dunque, il risultato di diverse componenti:

- costo di approvvigionamento della materia prima, ossia del “prodotto gas naturale”;
- costo di trasporto dal luogo di produzione o dai campi di stoccaggio lungo le grandi condotte nazionali in alta pressione;
- costo di distribuzione lungo le reti di gasdotti locali per il trasferimento ai clienti medio-piccoli;
- costo di stoccaggio e dispacciamento;
- costo di commercializzazione all’ingrosso e al dettaglio;
- imposte, differenti a seconda dei diversi ambiti territoriali. Le principali sono rappresentate dall'imposta di consumo, dall'IVA e dall'addizionale erariale.

Il trimestre 2009

Prezzo lordo = 73,41 c€/m³



Fonte: AEEG

Composizione percentuale del prezzo medio del gas naturale per un consumatore domestico tipo

Valori percentuali; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³

In seguito al processo di liberalizzazione del settore, dal primo gennaio del 2003 il prezzo può essere determinato liberamente solo per quanto riguarda l'attività di approvvigionamento della materia prima e della commercializzazione al dettaglio.

Al contrario i costi per l'utilizzo delle infrastrutture (trasporto, stoccaggio, distribuzione) sono definiti ogni tre mesi dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (AEEG). Così come il

costo della materia prima, che è calcolato anch'esso ogni tre mesi dall'AEEG in base alla quotazione dei prodotti petroliferi.

Per l'anno termico 2009/2010, i corrispettivi unici di stoccaggio facenti parte della tariffa sono i seguenti:

Corrispettivi	Valore
Corrispettivo unitario di spazio f_S	0,182304 (€/GJ/anno)
Corrispettivo unitario per la capacità di iniezione f_{PI}	9,011258 (€/GJ/giorno)
Corrispettivo unitario per la capacità di erogazione f_{PE}	11,989093 (€/GJ/giorno)
Corrispettivo unitario di movimentazione del gas CVS	0,105084 (€/GJ)
Corrispettivo unitario di stoccaggio strategico f_D	0,169729 (€/GJ/anno)
Componente π	- 0,019711 (€/GJ)

Fonte: AEEG

Per quanto riguarda la vendita, dunque, ciascun operatore può offrire soluzioni alternative ai clienti. Questi ultimi possono valutare le differenti condizioni d'acquisto offerte e decidere liberamente di scegliere il fornitore che propone condizioni d'acquisto più convenienti o più adatte alle proprie esigenze.

Sempre per ciò che concerne l'attività di vendita, però, si è reso necessario tutelare i clienti con consumi medio-bassi dal rischio di forti sbalzi di prezzo dovuti ad una concorrenza ancora insufficiente tra i vari operatori. A tal fine le società di vendita devono applicare agli utenti che non hanno ancora scelto un contratto diverso da quello in corso prima della liberalizzazione, un prezzo di riferimento, calcolato per ciascuna località in base ai criteri stabiliti dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, fino al momento in cui non decideranno di cambiare contratto. Il prezzo di riferimento, inoltre, deve essere sempre offerto ai clienti con consumi inferiori a 200.000 metri cubi annui come alternativa ai prezzi di libero mercato praticati dai venditori⁵⁴.

L'**ambito tariffario** è formato dall'insieme delle località servite attraverso il medesimo impianto di distribuzione o, nei casi in cui più enti locali affidino in forma associata il servizio di distribuzione o dichiarino di costituire un unico ambito tariffario, l'insieme delle località servite attraverso più impianti di distribuzione da uno o anche più esercenti.

Il prezzo di riferimento stabilito è composto da una quota fissa e da una quota variabile. La quota fissa, stabilita all'inizio di ogni anno termico (dal 1 ottobre al 30 settembre dell'anno

⁵⁴ AEEG (2009), "Struttura, Prezzi e Qualità nel settore del gas".

successivo), è da pagare a prescindere dai consumi per la parte relativa al periodo di riferimento (per esempio, una bolletta trimestrale addebiterà un quarto della quota fissa annua). Questa componente di costo, inoltre, è articolata in scaglioni con riferimento al consumo annuo o alla portata del misuratore.

La quota variabile, invece, si applica ai metri cubi consumati nel periodo oggetto di fatturazione ed è normalmente articolata secondo scaglioni di consumi, con prezzi che si riducono man mano che aumenta l'utilizzo. Questa componente può variare ogni tre mesi in base ad un meccanismo di indicizzazione fissato dall'Autorità che tiene conto del variare dei costi delle materie prime energetiche nei mercati internazionali.

In tal modo l'Autorità, analogamente a quanto avvenuto in diversi Paesi europei che già hanno liberalizzato il proprio mercato, si pone l'obiettivo di assicurare che la scelta delle nuove condizioni contrattuali offerte dai nuovi operatori avvenga senza discontinuità con il sistema di garanzie oggi in vigore. Ma si pone anche l'obiettivo di garantire i consumatori nelle aree in cui continuerà ad operare un unico fornitore che potrebbe modificare i prezzi in mancanza di concorrenza da parte di altri operatori.

4.2.2 Prezzi del mercato libero

L'analisi provvisoria dei dati raccolti nell'indagine svolta dall'Autorità sul 2008 evidenzia che lo scorso anno il prezzo medio del gas (ponderato con le quantità vendute), al netto delle imposte, praticato dai venditori o dai grossisti che operano sul mercato finale è stato pari a 39,24 c€/m³. Lo stesso prezzo nel 2007 era risultato pari a 32,29 c€/m³.

TIPOLOGIA DI CONTRATTO E CLIENTE	2004	2005	2006	2007	2008	VAR. %
MERCATO TUTELATO	33,65	35,36	41,57	43,15	47,45	10,0
Consumi inferiori a 5.000 m ³	35,32	37,01	43,32	44,59	48,66	9,1
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m ³	30,44	32,12	37,94	39,16	43,66	11,5
Consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m ³	27,04 ^(A)	29,39 ^(A)	32,64 ^(A)	33,75	28,97	15,5
Consumi compresi tra 2.000.000 e 20.000.000 m ³	27,04 ^(A)	29,39 ^(A)	32,64 ^(A)	33,28	38,89	16,9
Consumi superiori a 20.000.000 m ³	27,04 ^(A)	29,39 ^(A)	32,64 ^(A)	-	-	-
MERCATO LIBERO	18,76	23,23	28,53	28,13	36,01	28,0
Consumi inferiori a 5.000 m ³	32,99	31,95	41,99	41,01	44,64	8,9
Consumi compresi tra 5.000 e 200.000 m ³	27,24	29,76	35,53	37,10	42,27	14,0
Consumi compresi tra 200.000 e 2.000.000 m ³	18,46 ^(A)	23,00 ^(A)	28,07 ^(A)	30,86	37,41	21,2
Consumi compresi tra 2.000.000 e 20.000.000 m ³	18,46 ^(A)	23,00 ^(A)	28,07 ^(A)	27,85	35,13	26,1
Consumi superiori a 20.000.000 m ³	18,46 ^(A)	23,00 ^(A)	28,07 ^(A)	26,39	34,90	32,2
TOTALE	23,13	26,89	32,61	32,28	39,24	21,5

A) Fino al 2006 il prezzo veniva rilevato per la classe di clienti con consumi superiori a 200.000 m³. I dati non sono quindi confrontabili con i valori successivi.

Fonte: Elaborazione AEEG su dichiarazioni degli operatori.

Prezzi medi di vendita al netto delle imposte sul mercato finale (c€/m³)

Complessivamente, dunque, il prezzo del gas è rincarato in Italia del 21,5%: un valore elevato, ma atteso, stante la forte crescita del prezzo del petrolio – che nello stesso periodo è aumentato del 33,8% – cui il prezzo del gas è fortemente legato.

I clienti del mercato tutelato hanno pagato il gas in media 47,46 c€/m³, mentre 36,01 c€/m³ è il prezzo mediamente pagato dai clienti del mercato libero. Il confronto con gli stessi dati relativi al 2007 mostra che i clienti dei due mercati hanno subito aumenti molto differenziati; a fronte di un rincaro medio del 10% del gas venduto sul mercato tutelato, il gas venduto sul mercato libero ha evidenziato un aumento assai più consistente, pari al 28%. L'entità della differenza non dipende tanto dal tipo di mercato (tutelato vs libero), quanto piuttosto dalla dimensione media dei clienti. Anche questo risultato non si discosta dalle attese, in quanto uno dei fini perseguiti dal meccanismo di tutela creato dall'Autorità era quello di stabilire gli aumenti in periodi di forte crescita della materia prima.

L'analisi dei risultati per dimensione dei clienti conferma, come negli scorsi anni, che i clienti del mercato tutelato pagano più di quelli del mercato libero con analoghi profili di consumo; tuttavia, al crescere delle dimensioni dei clienti in termini di volumi consumati annualmente, il prezzo tende a ridursi, in misura maggiore nel caso dei clienti tutelati.

I clienti più piccoli del mercato tutelato, con consumi inferiori a 5.000 m³/anno, risultano pagare mediamente 48,66 c€/m³. Questo prezzo è simile al valore medio nazionale delle condizioni economiche di fornitura calcolate per il cliente domestico tipo che consuma 2.700 m³/anno, che nell'anno 2008 era pari a 46,83 c€/m³ (e, comprensivo di imposte, pari a 74,38 c€/m³).⁵⁵

Sempre analizzando i clienti del mercato tutelato si può osservare come al crescere dei consumi il prezzo scenda sensibilmente fino a un consumo di 2 M(m³)/anno; nel caso della classe di consumo più elevata i clienti risultano aver pagato in media 38,89 c€/m³, praticamente lo stesso prezzo della classe precedente. Il differenziale di prezzo tra piccoli e grandi clienti si amplia da un minimo di 4,99 sino a 9,77 centesimi in corrispondenza della classe di consumo 2.000.000-20.000.000 m³. La classe di clienti in assoluto più elevata, quella con consumi superiori a 20 M(m³), non è ovviamente rappresentata sul mercato tutelato. Giova ricordare che la presenza di volumi e prezzi nelle classi di consumo tutelate superiori a 200.000 m³ è dovuta all'esistenza di quei clienti che, pur avendo facoltà di cambiare fornitore, non hanno ancora effettuato una scelta in tal senso e sono dunque rimasti nell'ambito delle condizioni contrattuali protette dall'Autorità. Peraltro, il numero di questi clienti e i relativi quantitativi di gas acquistato si stanno assottigliando

⁵⁵ AEEG (2009), "Struttura, Prezzi e Qualità nel settore del gas".

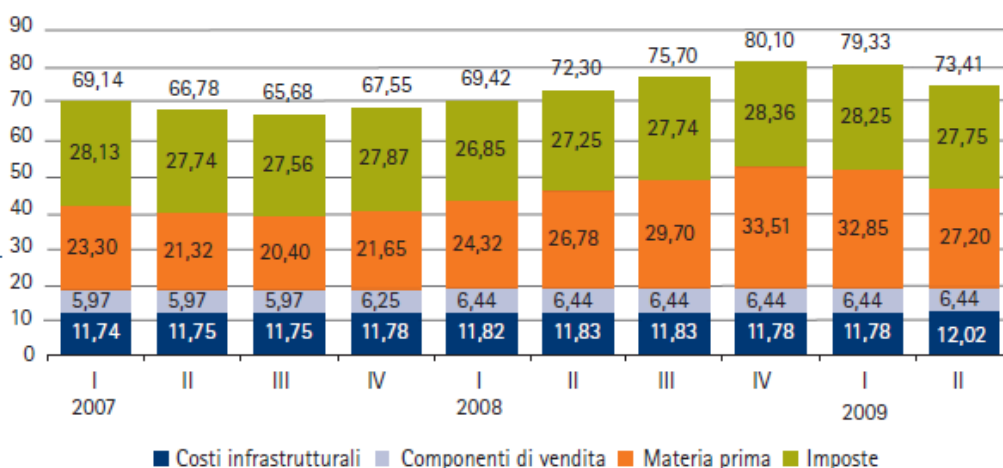
nel tempo: nel 2008, a fronte di oltre 19 G(m³) venduti a condizioni tutelate a clienti con consumi inferiori a 200.000 m³, i volumi venduti a condizioni tutelate a clienti con consumi superiori a tale soglia erano pari a 202 M(m³).⁵⁶

Nel mercato libero la dimensione del cliente incide in misura maggiore sul prezzo di offerta: i clienti di più piccole dimensioni risultano infatti pagare 9,73 c€/m³ in più dei grandi consumatori, i quali ottengono il gas mediamente a 34,90 c€/m³. Come già segnalato lo scorso anno, bisogna comunque tener presente che l'incidenza dei costi di distribuzione è molto maggiore per i piccoli consumi: questa componente può spiegare la maggior parte delle differenze rilevate tra le varie classi di consumo.

4.2.3 Prezzo medio nazionale per il consumatore domestico tipo

Tale prezzo è calcolato dall'Autorità (per il consumatore puntuale, caratterizzato da un consumo annuo di 1400 m³ e da un impianto di riscaldamento autonomo) come media nazionale delle condizioni economiche di fornitura, differenziate localmente, definite dalla stessa Autorità con la delibera 4 dicembre 2003 n. 138/03, e che le società di vendita devono obbligatoriamente offrire alle famiglie, accanto a eventuali altre proprie condizioni⁵⁷.

Nel 2008 il prezzo per la famiglia media, pari a 74,38 c€/m³, è risultato più elevato del 10,5% rispetto al valore registrato nel 2007, pari a 67,29 c€/m³, come si evince dalla seguente analisi:



Prezzo medio nazionale del gas naturale per un consumatore domestico tipo
(c€/m³; famiglia con riscaldamento individuale e consumo annuo di 1.400 m³)

⁵⁶ AEEG (2009), "Struttura, Prezzi e Qualità nel settore del gas".

⁵⁷ AEEG (2009), "Struttura, Prezzi e Qualità nel settore del gas".

Le turbolenze registrate dai prezzi internazionali del greggio e dei prodotti petroliferi per metà del 2007 e per tutto il 2008 hanno spinto verso l'alto la componente relativa al costo di acquisto della materia prima (o componente QE) a partire dal quarto trimestre 2007, sino a tutto il 2008. Il suo aggiornamento avviene, infatti, ogni trimestre in base a un sistema di indicizzazione (stabilito dall'Autorità) legato, seppure con un certo ritardo temporale, ai prezzi internazionali del petrolio e dei combustibili da esso derivati. All'aumento del 6,2% registrato dalla QE nell'ottobre 2007, sono seguiti altri quattro aumenti consecutivi: 12,3% in gennaio, 10,1% in aprile, 10,9% in luglio e ancora un 12,9% in ottobre. Da osservare che, a partire dal mese di aprile 2008, la componente QE include anche il Corrispettivo unitario variabile destinato ad alimentare il Fondo oneri fornitori grossisti di ultima istanza (CFGUI), istituito con la delibera 28 marzo 2008, ARG/gas 39/08, pari a 0,007788 €/GJ (equivalenti a 0,03 c€/m³ per il gas naturale con PCS di riferimento pari a 38,52 MJ/ m³).

All'inizio del 2009 il meccanismo di indicizzazione della QE ha cominciato a risentire del crollo che, a partire dal luglio 2008, hanno evidenziato i prezzi internazionali dei combustibili. A una prima modesta riduzione (-2%) ottenuta in gennaio, ha fatto seguito una caduta del 17,2% registrata nel secondo trimestre dell'anno.

Ai rincari della componente a copertura dei costi di acquisto della materia prima, verificatisi nel 2008, si sono aggiunti nel primo trimestre dell'anno sia quelli relativi alla revisione del costo di trasporto (1,2%), sia quelli relativi alla copertura dei costi di vendita al dettaglio (7,2%). Il costo di trasporto ha successivamente subito una revisione al ribasso (-1,2%), nell'ottobre 2008, e un nuovo rialzo (5,1%) ad aprile 2009, dovuto alle modifiche introdotte con la delibera 30 marzo 2009, ARG/gas 40/09. Tale delibera, in particolare, ha disposto la modifica del valore della componente destinata alla perequazione delle tariffe di trasporto regionali (applicate ai clienti in modo uniforme a livello nazionale), nonché l'introduzione di un corrispettivo per la compensazione degli oneri non recuperabili dalle imprese, derivanti dal cambiamento del meccanismo di aggiornamento della componente relativa alla materia prima introdotto alla fine del 2008 (con la delibera 19 dicembre 2008, ARG/gas 192/08). Anche la componente a copertura dei costi di stoccaggio ha registrato un incremento (6,1%) ad aprile 2009.⁵⁸

Complessivamente, il prezzo medio per l'utente domestico tipo – 65,68 c€/m³ nel terzo trimestre 2007 – ha, come si è visto, continuato a salire per tutto il 2008, sino a toccare il picco di 80,10 c€/m³ nell'ultimo trimestre; dopo un primo lieve calo mostrato nel gennaio

⁵⁸ AEEG (2009), "Struttura, Prezzi e Qualità nel settore del gas".

2009, in aprile 2009, grazie a una caduta del 7,5% rispetto al mese precedente, è tornato quasi sui livelli di un anno prima, cioè a 73,41 c€/m³.

Pertanto, nel primo semestre 2008 il prezzo italiano del gas, per un consumatore domestico, si è collocato su livelli inferiori a quelli medi europei, sia al lordo sia al netto delle imposte, per la classe più bassa di consumo (cottura cibi e riscaldamento di acqua sanitaria, consumi annui inferiori a 525 m³), mentre, per le classi più alte (utilizzo del gas anche per il riscaldamento), il prezzo è stato in linea con quello medio europeo, se calcolato al netto delle imposte, e superiore, se calcolato al lordo delle imposte (con uno scostamento positivo maggiore del 15%). Si ricorda che in Italia circa il 23% delle famiglie appartiene alla fascia più bassa di consumo (utilizzo gas solo per cottura cibi e produzione di acqua calda) e paga il gas, in larga misura, sulla base delle condizioni economiche determinate dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

Tra i Paesi che presentano prezzi più elevati al lordo delle imposte rispetto alla media europea, per la classe di consumo centrale (consumi annui compresi tra 525 e 5.254 m³), figurano anche la Svezia, l'Austria, i Paesi Bassi, la Germania e il Portogallo. Per la Svezia, i Paesi Bassi, l'Austria e l'Italia questi livelli di prezzo sono anche la conseguenza di percentuali di tassazione significativamente elevate.

Nel confronto con i principali Paesi europei i prezzi italiani netti risultano comunque inferiori, per tutte le classi di consumo domestico, a quelli di Francia, Germania, Spagna e Portogallo⁵⁹.

⁵⁹ AEEG (2009), "Contesto nazionale ed internazionale"

STRATEGIE COMPETITIVE E PRINCIPALI TENDENZE DELLE PUBLIC UTILITIES

5.1 Le scelte strategiche delle utilities

Le public utilities italiane, così come quelle europee e americane, nell'ultimo decennio hanno attraversato un profondo processo di cambiamento. Tali cambiamenti hanno avuto numerose determinanti, come si è già potuto diffusamente constatare nei capitoli precedenti, ed hanno indubbiamente rappresentato anche un'opportunità di crescita e di sviluppo per l'intero settore delle utilities, sia nella direzione della ricerca di nuovi e migliori modi per produrre ed erogare i servizi, sia nella prospettiva di una ristrutturazione che ha superato i confini nazionali per assumere una dimensione europea.

Tuttavia, per meglio cogliere gli aspetti strategici, è necessario tenere presente che i vari comparti hanno peculiarità che conferiscono loro sul piano competitivo profili spesso assai differenziati e che ne influenzano i comportamenti a più livelli: operativo, gestionale, tecnico-scientifico, normativo e di sviluppo. Il tentativo di considerare in modo omogeneo attività distinte rischia di portare ad ipotesi strategiche erranee: non v'è dubbio che ciascun settore sia caratterizzato da fasi, normative e mercati con dimensioni, margini di profitto, pressioni competitive, player e fattori critici di successo differenti. Ciò non toglie che, in taluni casi e per specifiche attività, possano esserci degli elementi di comunanza che vanno certamente sfruttati; proprio dalla decisione di perseguire una politica di sfruttamento delle sinergie nasce il modello della multiutility.

5.1.1 L'assetto regolatore

Quando si ragiona sulle scelte strategiche delle aziende di public utilities, bisogna sempre tenere in considerazione la natura dei servizi erogati. La loro rilevanza economica e sociale ha posto le attività in esame al centro dell'attenzione pubblica anche a livello comunitario⁶⁰, dove sono stati definiti i principi fondamentali che devono presiedere alla loro erogazione: continuità, uguaglianza di trattamento e adattamento ai bisogni. Tali principi sono dettati dall'esigenza di mantenere un servizio senza interruzioni, a

⁶⁰ Cfr. ELEFANTI M., *Il Libro Verde dell'Unione Europea sui servizi pubblici*.

determinate condizioni di offerta e, soprattutto, con l'obbligo di adattamento al progresso tecnologico ed ai bisogni emergenti di una società in continua evoluzione.

Da tali principi scaturiscono i cosiddetti obblighi di servizio, tra cui i principali sono l'obbligo di esercizio (continuità, regolarità e capacità), l'obbligo di trasporto (tutti ne possono usufruire) e obblighi tariffari (i servizi vanno offerti nel rispetto di prezzi stabiliti oppure omologati dai poteri pubblici). Tutto ciò, ovviamente, ha una profonda incidenza sulle strategie delle imprese: in particolare, le scelte regolatorie e tariffarie impattano in misura sensibile sulla capacità reddituale e, di riflesso, sui profili finanziari e patrimoniali.

In concreto, le public utilities vengono ad essere condizionate in ogni loro aspetto da norme che toccano praticamente tutte le leve principali su cui i produttori possono agire (prezzo, qualità, mercato, ecc.); ciò differenzia il comparto in esame da qualsiasi altro settore. Peraltro, la formazione a più livelli (nazionale, locale e comunitario) non sempre è stata coordinata in modo efficace ed omogeneo nei singoli Paesi.⁶¹ Anzi, molto spesso si è assistito ad una sovrapposizione tra norme di settore e norme generali, che ha reso complessa la materia. Il punto fondamentale è che le imprese si trovano a dover fissare degli indirizzi strategici in un contesto incerto ed in continua evoluzione. La mancanza di assunzione di decisioni, in attesa di un chiarimento e di una definitiva stabilizzazione della normativa che difficilmente può avvenire, costituisce di fatto una decisione strategica, talvolta presa forse in modo inconsapevole

5.1.2 Le infrastrutture a rete

Un elemento fondamentale nelle scelte strategiche è l'infrastruttura a rete, che incide a livello gestionale, finanziario e sociale. Quando si parla di erogazione di gas, ad esempio, non si può fare a meno di considerare le diverse fasi della filiera che collegano gli approvvigionamenti con la vendita, passando per il trasporto, lo stoccaggio e la distribuzione, come già esplicitato nel secondo capitolo. Tutte queste fasi sono tra loro interconnesse da reti infrastrutturali, tipicamente i gasdotti, che richiedono una manutenzione ed una gestione mirata. Lo stesso vale, in misura più o meno rilevante, per l'elettrico, per l'idrico, per le telecomunicazioni, per le reti ferroviarie o autostradali. Indipendentemente dal tipo di rete, ciò che emerge in maniera evidente è che questi servizi esistono solo grazie alla presenza di infrastrutture. Oggi emerge l'esigenza di rendere accessibili le reti a tutti i soggetti potenzialmente in grado di erogare il servizio,

⁶¹ Luca Dezi, A. Gilardoni, F. Testa, A. Miglietta; prefazione di Gaetano M. Golinelli (2005), "Economia e management delle imprese di pubblica utilità : contesto competitivo e governance delle public utilities locali" – CEDAM editore.

sulla base del principio del *Third Party Access*, già citato in precedenza. Tali temi sono centrali nei processi di unbundling e di separazione tra proprietà e gestione.

Sempre con riguardo alle infrastrutture, un altro fattore strategico è stato il passaggio da una visione puramente basata sulla prospettiva fisica, ad una fondata sulla tecnologia vista come nodo centrale verso una maggiore attenzione alla domanda ed alle sue esigenze. Lo sviluppo della concorrenza rende indispensabile utilizzare tecnologie flessibili in grado di dare risposte immediate alle esigenze del cittadino-cliente ed alla loro continua evoluzione; non ci si limita più a garantire un livello minimo di risposta, ma si vuole modellare l'offerta in una logica di segmentazione della clientela. Un ruolo centrale in questo contesto è assunto dalle ICT che possono supportare le strategie di sviluppo di queste imprese; grazie alle ICT, infatti, diventa più semplice gestire le reti, controllarle a distanza, elaborare e utilizzare dati e informazioni, non solo sulla struttura, ma anche sui singoli clienti. Coerentemente con quanto detto, le aree che risultano maggiormente interessate dalla dinamica tecnologica nelle utilities riguardano il CRM, i sistemi integrati ERP, il billing, la gestione del patrimonio immobiliare e la domotica (dove l'aspirazione finale è quella di arrivare ad edifici completamente cablati, in cui sia possibile pianificare a distanza l'utilizzo dei diversi elettrodomestici ed i consumi di energia).⁶² Un altro esempio rilevante è costituito dai contatori elettronici intelligenti, introdotti da Enel, che permettono di raccogliere dati puntuali e individuali sull'utilizzo di energia da parte dei clienti, oltre che l'applicazione di tariffe differenziate sulla base degli orari di consumo.

In sintesi, la dinamica tecnologica porta ad una serie di effetti importanti sul comparto:

- viene meno il monopolio naturale, essendo possibile lo sviluppo di un'effettiva concorrenza almeno in alcune fasi della filiera;
- si modificano i processi produttivi;
- cambiano i servizi offribili sia attraverso un'evoluzione di quelli tradizionali che attraverso la presentazione di nuovi;
- si creano opportunità di diversificazione dell'offerta.

5.1.3 Il rischio gestionale

Di rilievo è poi la questione del rischio. La logica storica si fonda su una copertura dei costi sostenuti per l'erogazione del servizio; tale copertura poteva avvenire per il tramite del sistema tariffario, attraverso gli adeguamenti *ex-post* come, ad esempio, per recuperare un aumento dei costi del petrolio nel settore elettrico; oppure con i trasferimenti di fondi

⁶² Luca Dezi, A. Gilardoni, F. Testa, A. Miglietta; prefazione di Gaetano M. Golinelli (2005), "Economia e management delle imprese di pubblica utilità : contesto competitivo e governance delle public utilities locali" – CEDAM editore.

pubblici, come avviene nei trasporti locali. La liberalizzazione del mercato cambia le regole del gioco: le imprese competono nell'acquisizione dei clienti e stipulano con questi contratti a condizioni prestabilite; eventuali aumenti dei costi non possono essere recuperati, almeno nel breve termine. Ciò significa che il rischio si trasferisce dall'utente finale all'impresa erogatrice, che deve ovviamente gestire la nuova situazione adottando adeguati sistemi di copertura.

5.1.4 La sfida ambientale

Un'altra questione di rilievo strategico riguarda le politiche ambientali. Negli ultimi anni, infatti, anche la clientela (e, più in generale, la popolazione nel suo complesso) si è dimostrata più attenta alle esigenze di tutela ambientale, così da rendere indispensabile un ripensamento delle politiche in materia. Il settore dei rifiuti, così come quello idrico, dei trasporti e quello energetico sono fortemente legati all'ambiente; è oggi impensabile il ricorso a tecnologie che non consentano un'attenzione particolare alle emissioni e all'inquinamento atmosferico, dalle falde e del territorio. Tutto questo condiziona notevolmente le scelte operative delle imprese; basti pensare al settore dei rifiuti, in cui l'attenzione per il riciclo e per la riduzione nell'utilizzo delle discariche comporta investimenti a lungo termine; un altro esempio è il crescente interessamento per il teleriscaldamento che, attraverso la cogenerazione di energia elettrica e calore, consente un buon risparmio energetico e la riduzione corrispondente di gas inquinanti per l'atmosfera. Le questioni ambientali attengono non solo alla gestione delle attività, ma anche alla predisposizione delle opere infrastrutturali, nei confronti delle quali si sollevano spesso le opposizioni delle popolazioni locali. Ciò assume rilievo non solo aziendale – nel senso che tali resistenze possono bloccare lo sviluppo – ma anche nazionale, poiché le opere infrastrutturali sono imprescindibili per la modernizzazione del Paese.⁶³ Sempre più diffuso, poi, è il ricorso ai bilanci ambientali e di sostenibilità che le aziende più all'avanguardia predispongono a beneficio dei loro *stakeholder* ed allo scopo di costruire un dialogo con le comunità interessate.

5.1.5 Globalizzazione e nuovi player

Un ultimo profilo che genera effetti rilevanti sulle strategie aziendali è la crescente globalizzazione del comparto. Ciò si riferisce, in primo luogo, al processo di integrazione

⁶³ Daniele Cerrato (2004), *"I percorsi di sviluppo delle public utilities: risposte strategiche alla liberalizzazione nel settore dell'energia"* – CEDAM editore.

europea che ha portato alla formazione di mercati-Paese con regole e sistemi tra loro sempre più omogenei. I processi di liberalizzazione e di privatizzazione sono a fondamento della possibilità per investitori e aziende straniere di penetrare in altri mercati, e viceversa, creando una prospettiva che va al di là dei confini nazionali. In tale contesto, le aziende di servizi pubblici hanno sviluppato strategie principalmente dirette ad un aumento delle loro dimensioni non più in una prospettiva locale, ma in ottica europea. La globalizzazione, allo stesso tempo, porta con sé evidenti minacce competitive: la possibilità di ingresso di nuovi concorrenti di più ampie dimensioni, con strategie aggressive supportate da consistenti disponibilità finanziarie che potrebbero portare alla scomparsa degli operatori nazionali nei Paesi più deboli.⁶⁴

Liberalizzazione e globalizzazione del settore, dunque, hanno provocato anche in Italia un forte ampliamento dei player, con effetti benefici per la crescita della competizione e per l'ammodernamento del settore. Si tratta, da un lato, di imprese internazionali che hanno diversificato in Italia o anche semplicemente rafforzato la loro presenza storica⁶⁵; dall'altro lato, vi sono una serie di aziende nazionali, spesso estranee al mondo dei servizi pubblici, che hanno esteso la loro presenza in tali settori, come ad esempio E.On, British Gas, Edf, Suez, Endesa.

In generale, le logiche che hanno condotto alle strategie di ingresso nelle *utilities* sono di seguito indicate:

- perseguire opportunità meramente finanziarie;
- integrarsi a monte e a valle;
- generare sinergie con l'esistente;
- attuare politiche di diversificazione.

Per rispondere a queste dinamiche, le imprese del comparto hanno dato vita ad una serie di accordi ed alleanze, tra loro e con terzi, per reggere il confronto coi grandi operatori stranieri, oltre che con la concorrenza proveniente dall'esterno e dall'interno del settore.

5.2. Le tendenze principali del comparto

5.2.1 L'evoluzione della domanda

Natura e dinamica della domanda nei servizi pubblici variano da settore a settore; essa dipende da fattori economici e culturali che impediscono di esaminare il problema in modo

⁶⁴ Daniele Cerrato (2004), "I percorsi di sviluppo delle public utilities: risposte strategiche alla liberalizzazione nel settore dell'energia" – CEDAM editore.

⁶⁵ Cfr. MARANGONI A., "Le strategie di ingresso in Italia dei player internazionali", *Management delle utilities*, 2/2003

unitario, anche se i settori in esame si caratterizzano, in generale, per una tendenziale e stabile crescita della domanda nel medio e lungo periodo.

Diversa è invece la struttura delle richieste nel breve termine; elemento tipico è, infatti, la variabilità dei consumi di servizi, con punte e valli non solo stagionali, ma anche all'interno della stessa settimana o della giornata: si pensi ai picchi di domanda del servizio di trasporto pubblico che incidono in modo determinante sulla programmazione del servizio e sui livelli di offerta. Tali andamenti si modificano nel tempo: ad esempio, nel settore energetico l'utilizzo di elettricità nell'estate 2003 è stata caratterizzata da un sovraccarico di domanda per l'impiego inaspettato di un numero crescente di condizionatori, in seguito alle eccezionali condizioni climatiche. Tale sovraccarico ha mandato in crisi la programmazione dell'offerta, tanto che si è dovuto ricorrere a programmi di distaccamento per aree, attuate dal GTRN.

Questi aspetti rientrano nelle caratteristiche tipiche del settore delle utilities. Ciò che qui va ribadito, però, è la tendenziale crescita della domanda, che pone sfide rilevanti sia a livello di gestione delle imprese che di adeguamento delle infrastrutture. Per fare qualche esempio, il settore dei rifiuti richiede ingenti spese per modernizzare le strutture ed adeguarle alle esigenze di tutela ambientale. Ragionamenti analoghi possono essere fatti per i comparti energetico ed idrico, dove gli investimenti impiantistici si sommano a quelli infrastrutturali. La dinamica della domanda è anche condizionata dalle aspettative dei clienti, i quali si attendono, a fronte dei notevoli cambiamenti in atto, nuovi o migliori servizi, risparmi sulle bollette, maggiore qualità ed attenzione alle proprie esigenze; ciò è particolarmente vero per le utenze industriali e commerciali, più in grado di verificare gli impatti sulla propria operatività⁶⁶.

Le "tendenze" qui presentate hanno posto lo studio della domanda, tradizionalmente poco considerata, al centro delle analisi delle aziende, rendendo inevitabile la focalizzazione sui bisogni anche attraverso logiche di segmentazione spinta. Proprio perché investiti della facoltà di scelta, i clienti si trovano ad occupare una posizione centrale nelle nuove scelte strategiche e si modificano molte delle relazioni che ruotano nella sfera dei consumatori. Il punto è che le aziende devono sempre più focalizzare l'attenzione sul cliente e sulle sue esigenze, introducendo le logiche del CRM, basate sulla dotazione di competenze e sulla comprensione delle esigenze dei clienti, diffondendo a tutti i livelli aziendali la cultura di *customer care* e definendo processi operativi nell'ottica della reale soddisfazione dei cittadini. Diventa fondamentale rapportarsi alla clientela in modo nuovo, sviluppando una

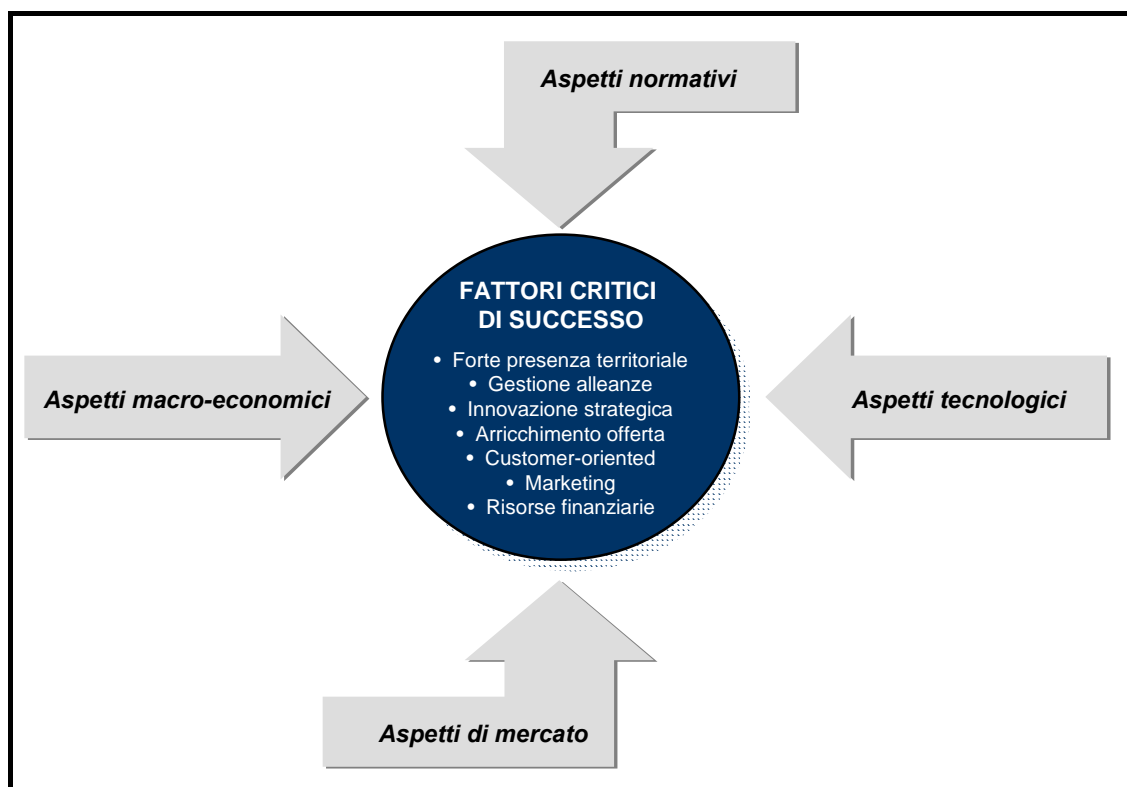
⁶⁶ Luca Dezi, A. Gilardoni, F. Testa, A. Miglietta; prefazione di Gaetano M. Golinelli (2005), "Economia e management delle imprese di pubblica utilità : contesto competitivo e governance delle public utilities locali" – CEDAM editore.

percezione elevata e qualificata della stessa; ciò significa diffondere un forte orientamento al cliente che deve coinvolgere ogni livello dell'organizzazione (*front office* e *back office*).⁶⁷ Anche la Qualità Totale diventa strumento essenziale per mostrare al cliente l'attenzione dell'azienda verso le sue esigenze e le sue aspettative; si sviluppano piani in cui vengono prefissati obiettivi qualitativi legati ai bisogni dei clienti e decisi grazie al coinvolgimento dei dipendenti aziendali adeguatamente sensibilizzati al problema. Tutto ciò può sintetizzarsi nella transizione dal concetto di utente a quello di cliente, ormai gradualmente affermata, ma non ancora realizzata in tutte le realtà.

5.2.2 Fattori critici di successo

Riassumendo, i fattori che condizionano le scelte strategiche delle utilities e che costituiscono i driver da presidiare sono riconducibili ai seguenti aggregati, esposti anche nella figura successiva:

- aspetti di mercato;
- aspetti tecnologici;
- aspetti macro-economici;
- aspetti normativi.



⁶⁷ Daniele Cerrato (2004), "I percorsi di sviluppo delle public utilities: risposte strategiche alla liberalizzazione nel settore dell'energia" – CEDAM editore.

Per competere nel nuovo contesto le aziende devono far proprie le logiche:

- della presenza territoriale, intesa come conoscenza del territorio in cui si trovano ad operare e delle sue peculiarità (la flessibilità e la capacità di adattamento ai bisogni diventano prioritari);
- della capacità di gestire alleanze e aggregazioni dalle quali trarre vantaggi competitivi;
- della capacità di innovazione strategica e operativa per rispondere in modo attivo e originale alle possibilità di crescita e sviluppo offerte dalla dinamicità del comparto;
- dell'arricchimento dell'offerta per rispondere ai nuovi bisogni dei clienti, ma anche per aumentare il valore prodotto dall'azienda;
- dell'organizzazione *customer oriented* per creare un rapporto diretto basato sulla fiducia tra l'azienda ed i propri clienti;
- della ridefinizione dell'area Marketing e Commerciale, per rilanciare il marchio aziendale e l'immagine stessa dell'Azienda nella prospettiva di mercato;
- della disponibilità di risorse finanziarie⁶⁸.

Tra i driver centrali assumono sempre più importanza la gestione e l'organizzazione delle risorse umane e della qualità.

5.2.3 Le acquisizioni

Dall'esame delle operazioni compiute dalle utilities negli ultimi anni, sia in Italia che all'estero, emerge che acquisizioni e alleanze sono le modalità privilegiate di attuazione delle strategie di sviluppo, anche se non mancano casi di *start up* di nuove attività. Le ragioni di tale scelta sono molteplici. La maggiore certezza del costo dell'investimento, l'esigenza di superare eventuali barriere interne allo sviluppo del business, anche in termini di *know how* e competenze, e la volontà di accelerare i tempi dell'operazione sono tutti fattori che inducono a preferire modalità di sviluppo esterno o mediante collaborazione rispetto allo *start up* interno⁶⁹.

Nelle fasi iniziali della liberalizzazione, soprattutto i grandi operatori privilegiano le acquisizioni, quale modalità di crescita, tanto sui mercati nazionali che all'estero, allo scopo di conquistare in tempi rapidi un'ampia base di clienti e/o accrescere la propria quota di mercato nella produzione. Infatti, il fattore tempo è percepito come un elemento determinante per cogliere le opportunità che la deregolamentazione offre e, nel contempo, rispondere efficacemente alle minacce che essa crea.

⁶⁸ Daniele Cerrato (2004), *"I percorsi di sviluppo delle public utilities: risposte strategiche alla liberalizzazione nel settore dell'energia"* – CEDAM editore.

⁶⁹ GILARDINO A., "Le partnership nel settore delle utilities locali"

Obiettivo delle imprese più dinamiche ed attive sul mercato è disporre della più ampia base possibile di clienti alla vigilia della completa liberalizzazione. In tale ottica, si spiega il considerevole numero di acquisizioni che, soprattutto negli anni scorsi, ha caratterizzato il settore europeo dell'energia.

La costituzione di grandi *player* in grado di competere su base europea è destinata ad essere l'esito di tale processo. Infatti, man mano che procede l'apertura alla concorrenza dei mercati nazionali, l'area dell'Unione Europea tende a caratterizzarsi sempre più come un'unica arena competitiva, nella quale si confrontano i maggiori operatori.

Le grandi imprese, in particolare, gli ex monopolisti nazionali, sono protagoniste delle operazioni di acquisizione. Da un lato, per questi operatori la leva delle alleanze è meno importante di quanto non lo sia per le altre utilities. Non ha senso per essi, quanto meno sul mercato nazionale, ricercare alleanze nel core business. Dall'altro lato, esse dispongono di ingenti risorse finanziarie, utilizzabili per operazioni di acquisizione. Ad esempio, nel caso del gruppo tedesco E.On la dismissione di attività *non core* ha assicurato una notevole liquidità che ha alimentato la politica di acquisizioni perseguita in questi anni. In altri casi (ad esempio Enel), notevoli risorse finanziarie derivano dalla dismissione di capacità di generazione, imposta dai tetti antitrust previsti dalle normative di liberalizzazione.

Pertanto, per queste imprese non è strategicamente rilevante la ricerca di partner finanziari, potendo esse condurre "da sole" anche operazioni di elevato valore, quali, ad esempio, acquisizioni di grandi aziende. Queste ragioni spiegano il maggior ricorso ad acquisizioni più che a partnership per entrare in nuovi business o in nuovi mercati geografici.⁷⁰

Inoltre, nel caso specifico delle strategie di internazionalizzazione, la tradizionale alternativa tra investimento diretto all'estero ed esportazione è scarsamente rilevante. Le acquisizioni sono, infatti, le modalità più frequenti d'ingresso sui mercati internazionali. Oggetto di queste acquisizioni sono stati principalmente operatori di Paesi europei (come E.On che ha acquisito società in Svezia, Regno Unito e Austria). Talvolta, imprese europee hanno compiuto operazioni anche in altri continenti. È il caso, ad esempio, della spagnola Endesa e la francese Edf, che hanno investito anche in imprese dell'America Latina.

È possibile distinguere due "target" fondamentali associabili a tali operazioni: imprese operanti nello stesso settore, ma in Paesi diversi (acquisizioni per l'espansione

⁷⁰ Luca Dezi, A. Gilardoni, F. Testa, A. Miglietta; prefazione di Gaetano M. Golinelli (2005), "Economia e management delle imprese di pubblica utilità : contesto competitivo e governance delle public utilities locali" – CEDAM editore.

internazionale); imprese attive in altri settori, allo scopo di espandere l'attività aziendale in nuovi campi (acquisizioni per la diversificazione). Il caso Enel è emblematico di entrambe le tipologie di operazioni, avendo sia acquisito operatori all'estero (la spagnola Viesgo) sia incorporato, nel mercato nazionale, operatori attivi nel settore gas.

Nel caso delle iniziative di diversificazione, le acquisizioni sono funzionali tanto allo scopo di crescere a ritmi elevati, quanto all'acquisizione di competenze già esistenti nel nuovo campo di attività. Il ricorso alla crescita per vie esterne è in tal caso legata soprattutto a valutazioni circa il fabbisogno di competenze necessarie per entrare in un nuovo business. Le acquisizioni presentano, tuttavia, una serie di criticità. Esse vanno, infatti, attentamente valutate non solo sotto il profilo della sostenibilità finanziaria, ma anche dal punto di vista strategico-industriale. In particolare, la reale integrazione delle aziende acquisite è necessaria allo scopo di conseguire reali sinergie tra vecchie e nuove attività aziendali ed evitare che la crescita significhi unicamente sommatoria di singole realtà, non aggregate e sinergiche tra loro. Per questa ragione, i maggiori operatori europei sono oggi impegnati soprattutto nel consolidamento degli *asset* acquisiti e nello sviluppo di modelli di business capaci di integrare le diverse aziende acquisite e valorizzarne i collegamenti.⁷¹

Più in generale, operazioni di fusione ed acquisizione pongono non pochi problemi in termini di integrazione tra contesti aziendali e culture organizzative, talvolta molto diverse. È perciò cruciale la fase post-acquisizione. Effetti positivi sulle performance aziendali sono subordinati alla capacità dell'impresa di realizzare efficacemente il processo di integrazione, il quale coinvolge tanto *asset* produttivi e tecnologici (reti e servizi comuni di supporto) quanto *asset* di mercato (*customer base*, marchio, ecc.).

5.2.4 Alleanze e aggregazioni nel settore dei servizi pubblici locali

Diverse ragioni spingono verso una maggiore concentrazione nel settore dei servizi pubblici locali. Da un lato, come è stato sottolineato in precedenza, allo scopo di cogliere le opportunità di crescita offerte dalla liberalizzazione, occorrono investimenti considerevoli, che le local utilities, singolarmente considerate, non possono realizzare. Dall'altro, gli investimenti nell'acquisizione di nuove competenze (*trading* e *risk management*, marketing e gestione cliente) necessarie per competere nei mercati liberalizzati si giustificano solo in presenza di dimensioni elevate.

⁷¹ Daniele Cerrato (2004), "I percorsi di sviluppo delle public utilities: risposte strategiche alla liberalizzazione nel settore dell'energia" – CEDAM editore.

In un mercato caratterizzato da competizione crescente, destinata a svolgersi sempre più su base internazionale, l'aggregazione si sta ponendo come una scelta strategica tale da consentire di:

- a) effettuare gli elevati investimenti necessari per cogliere le opportunità di crescita emergenti;
- b) raggiungere la massa critica utile a competere efficacemente con i grandi player nazionali ed internazionali;
- c) accedere al *know how* funzionale all'ingresso in nuovi business ed acquisire le nuove competenze che il passaggio dal monopolio alla competizione rende necessarie.

In sintesi, accrescendo l'esigenza di raggiungere una dimensione aziendale maggiore per poter sopravvivere nel mercato competitivo dell'energia, la liberalizzazione ha innescato un processo di concentrazione nel settore delle *local utilities*, attraverso *partnership*, alleanze ed aggregazioni attorno agli operatori di maggiore dimensione. Diverse sono le operazioni compiute in tal senso. Si pensi ad esempio al caso di Hera che ha aggregato intorno a Seabo Bologna altre dieci utilities romagnole, o l'aggregazione di Amps Parma e Tesi Piacenza intorno ad Agac Reggio Emilia, o ancora la recentissima nascita di A2A SpA, la multiutility che racchiude in sé AEM e AMSA di Milano e ASM di Brescia.

Le *local utilities* privilegiano alleanze e *partnership* quale modalità di sviluppo, non solo per la ridotta capacità finanziaria di cui dispongono, ma anche per vincoli e ragioni d'opportunità politica. Infatti, il forte radicamento sul territorio e l'esigenza di preservare gli equilibri politico-istituzionali, derivanti dalla loro natura di aziende pubbliche controllate dagli enti locali, fanno sì che *partnership*, *joint venture* e accordi commerciali siano le vie di sviluppo maggiormente adottate, come si evince dalle numerose operazioni compiute in questi anni.⁷²

La strada della cooperazione rappresenta una sorta di tappa obbligata in particolare per quelle imprese pubbliche locali che, da un lato, siano interessate a cogliere le opportunità d'investimento che la liberalizzazione offre, dall'altro devono scontrarsi con i limiti che la piccola dimensione frappone al perseguimento delle proprie strategie. Cresce, dunque, in molte imprese locali la consapevolezza dell'importanza e della necessità di unire le proprie forze (risorse finanziarie, produttive e di mercato) a quelle di altri soggetti per superare l'handicap rappresentato dalla piccola dimensione.

⁷² A cura di Maurizio Dallochio, Stefano Romiti, Guido Vesin; prefazione di Giulio Del Ninno (2001), "*Public utilities : creazione del valore e nuove strategie*" – EGEE editore.

L'attività relazionale delle utilities tende, dunque, alla costituzione di reti locali di aziende, sotto la spinta di imprese locali di maggiori dimensioni che aggregano attorno a sé altri operatori. In particolare, sono le aziende pubbliche locali più grandi (come ad esempio Acea Roma) a poter rappresentare i "poli di aggregazione" delle forze e delle competenze di una pluralità di operatori. Recenti ricerche evidenziano, infatti, la presenza di un gruppo limitato di imprese in un elevato numero di accordi. Questi attori svolgono dunque il ruolo di centro strategico delle reti territoriali d'impresе che vengono a formarsi.⁷³

Gli accordi tra local utilities possono assumere forme differenti. Le diverse opzioni possibili sono riconducibili a due tipologie fondamentali in funzione del livello di impegno (o di reversibilità): gli accordi di tipo consortile, che non impegnano in modo irreversibile i partner, i quali conservano la propria identità ed autonomia; le vere e proprie aggregazioni tra imprese, a loro volta articolabili in vario modo a seconda che si tratti di fusione vera e propria o di creazione di una *holding* finanziaria, che detiene partecipazioni in un insieme di società.

5.2.5 Le diverse tipologie di alleanze che coinvolgono le local utilities

Con riferimento alle local utilities sono distinguibili diverse tipologie di alleanze in funzione degli obiettivi sottesi da tali operazioni:

- a) *Alleanze volte a sfruttare le economie di scala e tese all'espansione geografica delle proprie attività.* In tal caso, l'obiettivo dell'operazione è la crescita dimensionale in senso stretto, perseguita nel medesimo settore. Rientrano in questa ipotesi le alleanze tra local utilities attive in territori limitrofi, finalizzate a valorizzare, grazie alla maggiore scala dimensionale derivante dell'operazione, le sinergie connesse allo sviluppo in comune di nuove infrastrutture o all'erogazione congiunta di servizi. Si tratta, pertanto, di una modalità interessante soprattutto per le imprese pubbliche locali intenzionate a sviluppare il raggio della propria attività attraverso l'ingresso in nuove aree geografiche.
- b) *Alleanze per l'acquisizione di know how e competenze complementari,* finalizzate al conseguimento di economie di apprendimento e alla base dell'entrata in nuovi settori d'attività (alleanze per la diversificazione). La diversificazione, infatti, richiede il possesso di competenze tecniche e commerciali nuove, difficilmente sviluppabili in maniera completa all'interno dell'azienda e, perciò, da ricercare necessariamente nella collaborazione con soggetti terzi, di solito partner industriali specializzati. Tale logica, ad esempio, ispira tutte le alleanze tra local utilities e società operanti nel settore

⁷³ LORENZONI G., CORRADO R. (2003), "La sfida delle capacità relazionali"

dell'ICT, funzionali all'ingresso nel settore delle telecomunicazioni. Alleanze e partnership rappresentano soprattutto la modalità di realizzazione di strategie di diversificazione secondo una logica *multiutility*. L'obiettivo della politica di alleanze, realizzata dalle multiutility, è l'accrescimento del know how e della capacità di *cross-selling*, grazie al contributo di partner diversificati strategicamente ed in grado di valorizzare la base di clienti.

- c) *Alleanze per condividere impegni finanziari e rischi* connessi alla realizzazione di una determinata operazione (tipicamente l'acquisizione di maggiore capacità produttiva). Rientrano in quest'ipotesi i consorzi costituiti per la partecipazione alle gare per l'acquisto delle centrali Enel in dismissione: in tal caso, l'entità dell'investimento necessario ha imposto ai soggetti interessati di consorziarsi tra loro. Ad esempio, in occasione della gara per l'acquisizione di Elettrogen (la prima Genco posta in dismissione da Enel), Aem Milano, Acea e Aem Torino, in consorzio con altri partner industriali e finanziari, costituirono Itaipower.
- d) *Alleanze per accrescere il potere negoziale*. È il caso, ad esempio, degli accordi finalizzati a creare un gruppo d'acquisto o un nuovo soggetto imprenditoriale che possa assicurare l'approvvigionamento e il *trading* di gas e/o energia elettrica a condizioni più competitive. Questa tipologia di accordo è particolarmente rilevante nel settore gas, nel quale la capacità di approvvigionamento costituisce un fattore critico di successo.
- e) *Alleanze per l'integrazione verticale e per la stabilizzazione di relazioni critiche per lo sviluppo del business*. Queste operazioni costituiscono una "via intermedia" tra l'integrazione completa, rappresentata dalle acquisizioni, e il mero rapporto contrattuale cliente-fornitore. Esse consentono di evitare di entrare in diretta concorrenza con il partner stesso. Tale tipologia di accordi comprende, ad esempio, quelli ricercati da Edison, allo scopo di accrescere la propria quota di mercato nella distribuzione del gas.

Dal canto loro, grazie a tale collaborazione, le local utilities possono accedere al know how e alle competenze del partner e, soprattutto, possono beneficiare dei vantaggi competitivi che esso vanta nella fase di approvvigionamento, oltre ad eliminare un potenziale concorrente nella vendita ai clienti industriali.⁷⁴

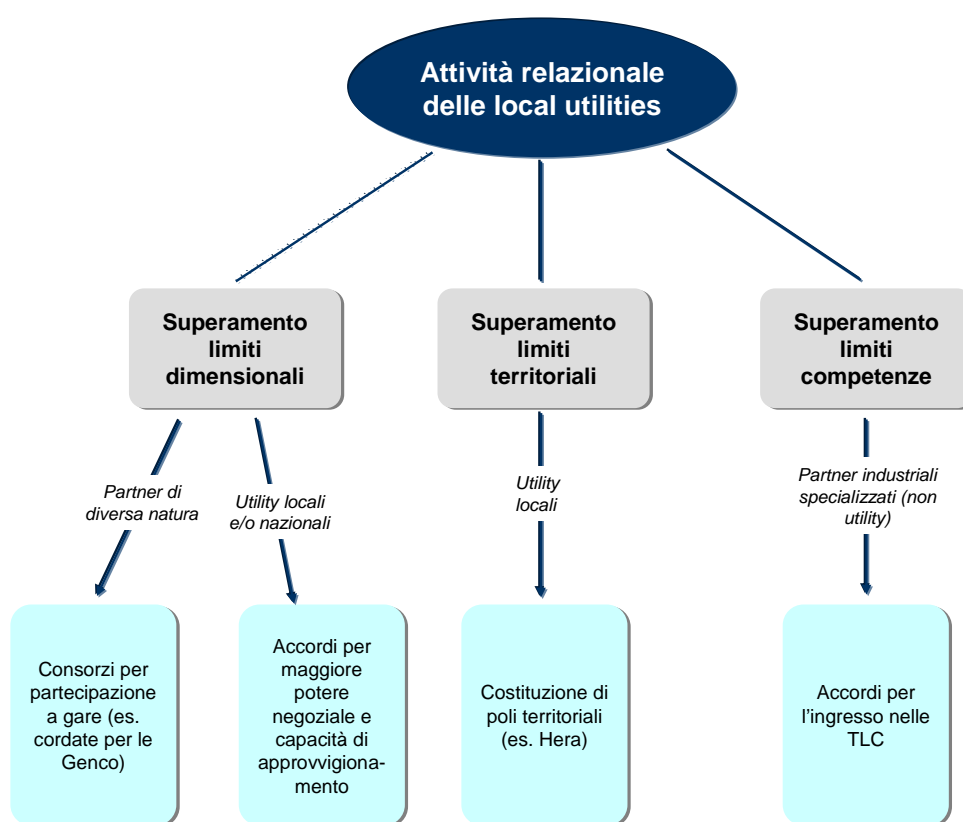
⁷⁴ Daniele Cerrato (2004), *"I percorsi di sviluppo delle public utilities: risposte strategiche alla liberalizzazione nel settore dell'energia"* – CEDAM editore.

In conclusione, una pluralità di ragioni fanno sì che partnership, joint ventures e accordi commerciali rappresentino un elemento comune a molte public utilities e, in particolare, alle imprese pubbliche locali.

La figura che segue sintetizza le considerazioni precedentemente svolte, raggruppando le tipologie di accordi realizzati in funzione della natura del limite che essi di propongono di superare.

Si distinguono, pertanto, accordi per il superamento di limiti dimensionali in senso stretto (e di capacità finanziaria), territoriali e di know-how.

Non va sottovalutato che la gestione della partnership si presenta come un compito particolarmente complesso, anche in considerazione del fatto che si tratta di un'attività sostanzialmente nuova per le utilities. L'eventuale assenza di una comune visione strategica (in virtù della quale i partner condividano la consapevolezza che l'accordo produce benefici addizionali rispetto alla somma dei vantaggi separatamente conseguibili da ciascuno di essi), così come ostacoli di natura organizzativa e, in senso lato, culturale all'integrazione tra realtà aziendali differenti, possono condurre all'insuccesso delle iniziative.



Uno schema di sintesi dell'attività "relazionale" delle local utilities

Oltre che degli aspetti di natura strategico-organizzativa, va tenuto conto anche degli ostacoli di natura più spiccatamente politica, derivanti dall'accettazione politico-sociale dell'alleato da parte degli enti locali coinvolti nelle operazioni in qualità non solo di azionisti delle società interessate, ma anche di soggetti istituzionalmente deputati alla cura ed alla promozione degli interessi della comunità locale, verso la quale essi hanno una responsabilità di natura politica.

L'esito di queste iniziative dipende, dunque, non solo dalle competenze del management, ma anche dal livello politico d'azione, ossia dai comportamenti degli enti locali di controllo. Restano, perciò, non poche incognite circa il funzionamento e l'evoluzione futura di accordi ed aggregazioni.⁷⁵

Attualmente, la crisi non ferma la crescita delle alleanze e delle aggregazioni delle public utilities europee, addirittura 275 nel 2008, con un incremento del 26% rispetto all'anno precedente. In Italia al contrario il numero delle operazioni scende da 92 del 2007 a 70 nel 2008 a causa di un mercato che appare già consolidato soprattutto nel Nord e nel Centro. Questo è quanto emerge dall'indagine annuale sulle Strategie e le Aggregazioni delle utilities condotta da Agici Finanza d'Impresa in collaborazione con Accenture.

Secondo lo studio tuttavia il valore medio delle prime 17 transazioni in Europa è sceso a 3 miliardi di euro contro gli 8 miliardi del 2007 e nei prossimi anni non si esclude un'ulteriore riduzione generata dalla crisi finanziaria e dell'economia reale.

Nel 2008 l'Osservatorio ha rilevato 70 nuovi accordi in Italia che, aggiunti a quelli registrati nei cinque anni precedenti, portano ad un totale di 812. Si tratta di una diminuzione del 25% rispetto al 2007, legata principalmente all'elevato grado di consolidamento a livello locale. Il numero di operazioni è anche influenzato dai maggiori gruppi italiani e da quelli internazionali che stanno investendo in Italia. Particolarmente importanti sono state le acquisizioni effettuate da Eni, in particolare Distrigas e First Calgary.

In particolare Edison è passata dai 5 accordi siglati nel 2007 ai 10 del 2008. Enel rimane la National Utility più attiva anche se sigla 5 accordi in meno rispetto al 2007; Eni infine ha concluso 10 accordi, alcuni molto importanti dal punto di vista strategico. AscoPiave ed A2A si confermano le Local Utility più attive, mentre per la prima volta dal 2000 rientrano nella classifica dei player più attivi nel mercato italiano due gruppi stranieri: E.On (con l'acquisizione di MPE) e GdF Suez.

Per quanto riguarda le local utilities, continua, anche se a ritmi più ridotti, il consolidamento del settore, soprattutto al Nord, dove sono avvenute le principali operazioni, come la

⁷⁵ A cura di Maurizio Dallochio, Stefano Romiti, Guido Vesin; prefazione di Giulio Del Ninno (2001), *"Public utilities: creazione del valore e nuove strategie"* – EGEE editore.

fusione tra Iride ed Enia, tra Agam e Acsm Como e la nascita di Amiacque (Cap, Tam e Sinomi). Nel centro e soprattutto nel Sud, aree in cui permangono gli spazi più ampi per concentrazioni, poco o nulla sembra muoversi.

“Con la fusione tra Iride ed Enia, a questo punto quasi certa, è ormai netto il delinearsi di 5/6 poli di riferimento, leader per territorio e/o per settore” – afferma Andrea Gilardoni docente dell’Università Bocconi e direttore dell’Osservatorio sulle alleanze e le strategie delle utilities in Italia – *“Quello che resta da implementare è l’effettivo sfruttamento dei vantaggi delle aggregazioni in termini di economie di scala e riduzione dei costi, e, soprattutto, il loro trasferimento al cliente finale. I top manager delle principali utilities affermano che ancora molto resta da fare, soprattutto nell’idrico e rifiuti”*.

IL CRM NELLE UTILITIES: CONTESTO DI RIFERIMENTO E PROSPETTIVE FUTURE

6.1 Il ruolo dell'IT nelle Utilities

Le Utilities Italiane ed Europee, come si è già sottolineato più volte, vivono un periodo di profonde trasformazioni sia per il recente processo di liberalizzazione del mercato, che ha ridefinito le regole del gioco, sia per le iniziative di aggregazione, con conseguente impatto sulla governance e sulla ridefinizione dell'organizzazione.

In questo scenario, un ruolo centrale è giocato dall'Information Technology che deve essere in grado di allinearsi alle strategie aziendali ed essere capace di proporsi come partner di valore.

Se tradizionalmente il ruolo dell'ICT era quello di rispondere a pure esigenze operative delle società di Utility, attualmente, con l'evolversi del mercato, si richiede un valore aggiunto più consistente, per supportare l'azienda in cambiamenti profondi che incidono sui core processes.

Gli eccellenti risultati che venivano apprezzati in uno scenario di mercato stabile e conosciuto, e che potevano essere raggiunti da strutture aziendali interne all'Utility, al momento sono considerati al pari delle commodities.

Così, servizi come l'ottimizzazione di processi di routine attraverso la riduzione dei tempi di gestione, l'automazione di operazioni ripetitive, con il superamento dell'intervento umano e la contemporanea riduzione di errori, la produzione di reportistica con dati provenienti da sistemi differenti, sono oramai considerati requisiti imprescindibili.

Alle Utilities non basta più una gestione tradizionale rivolta solo agli aspetti tecnico-operativi dei sistemi; l'esigenza profonda è avere al proprio fianco un partner competente sul mercato, sui processi aziendali e sulla normativa, con forti competenze e know-how tecnologico, in grado di offrire soluzioni e servizi innovativi per rispondere ad esigenze non ancora coperte da soluzioni standard.

Pertanto, il provider di Information Technology deve essere in grado di garantire servizi il cui valore aggiunto è dato dalla capacità di innovare e supportare il cambiamento in atto nelle Utilities. L'ottimizzazione dei processi non ha perso rilevanza, ma le dinamiche di

mercato impongono un allargamento delle priorità. Ciò che viene richiesto oggi all'ICT è un ruolo proattivo e sinergico nei confronti delle esigenze di business dell'Utility.

In un periodo caratterizzato da aggregazioni tra realtà differenti, per l'Utility diventa sempre più pressante essere in grado di attivare e gestire la comunicazione di sistemi informativi basati su piattaforme differenti, non sempre *off-the-shelf*, provenienti dalle singole realtà confluite nel nuovo soggetto economico.

In questo contesto, ciascuna Utility si presenta con sistemi propri, spesso sviluppati internamente. All'ICT si chiede la semplificazione delle procedure ed il contenimento dei costi mediante l'ottimizzazione di tempi d'integrazione delle differenti "isole informative" (come SAP, Siebel, Oracle, ecc.).

6.2 L'importanza del cliente: il modello "Customer Centric"

Nel nuovo scenario di mercato, caratterizzato da non pochi mutamenti nelle logiche di comunicazione e fidelizzazione del Cliente, leve come quelle della differenziazione dell'offerta e della maggiore competitività risultano essere strumenti che costituiscono i fattori distintivi di un player rispetto un altro.

Fino ad oggi la natura dei servizi offerti dalle aziende operanti nel mercato delle Utilities lasciava spazi ridotti a interventi volti a differenziare, da un punto di vista qualitativo, il prodotto/servizio offerto all'utenza.

Il nuovo scenario di riferimento del mercato in esame è sempre più caratterizzato da una offerta allargata (diffusione del concetto di *Multiutility* o aziende in grado di offrire servizi a valore aggiunto – i cosiddetti VAS) secondo cui l'utente che si avvicina ad un operatore presente sul mercato deve poter scegliere tra una molteplice gamma di prodotti/servizi aggiuntivi rispetto a quelli tradizionalmente offerti dalle aziende del comparto; queste le caratteristiche principali:

- fornitura contemporanea di più servizi di pubblica utilità;
- integrazione di più servizi in pacchetti (*bundle*), concepiti in base alle specifiche esigenze del cliente;
- possibilità di fornire servizi offerti anche dai privati, a prezzi più competitivi.

Da un punto di vista normativo lo scenario attuale è caratterizzato da una serie di disposizioni che, hanno come denominatore comune per i diversi settori di riferimento (Energia Elettrica, Gas e Acqua) l'obiettivo di agevolare la presenza della pluralità di produttori e venditori in concorrenza tra loro (Decreto Bersani e Decreto Marzano per energia elettrica e Decreto Letta per gas naturale, come si è visto in precedenza).

Sia le aziende di grandi dimensioni che quelle di dimensioni più modeste hanno mutato il loro approccio verso l'utenza, rivolgendo la propria offerta non più in maniera "indifferenziata" aggredendo il mercato solo ed esclusivamente sulla base dei volumi di consumo, ma anche e soprattutto riferendosi al Cliente in quanto soggetto attivamente coinvolto nel processo di ottimizzazione dei livelli qualitativi della propria offerta con indubbi vantaggi anche sul miglioramento dei livelli di competitività rispetto agli altri attori presenti sul mercato.

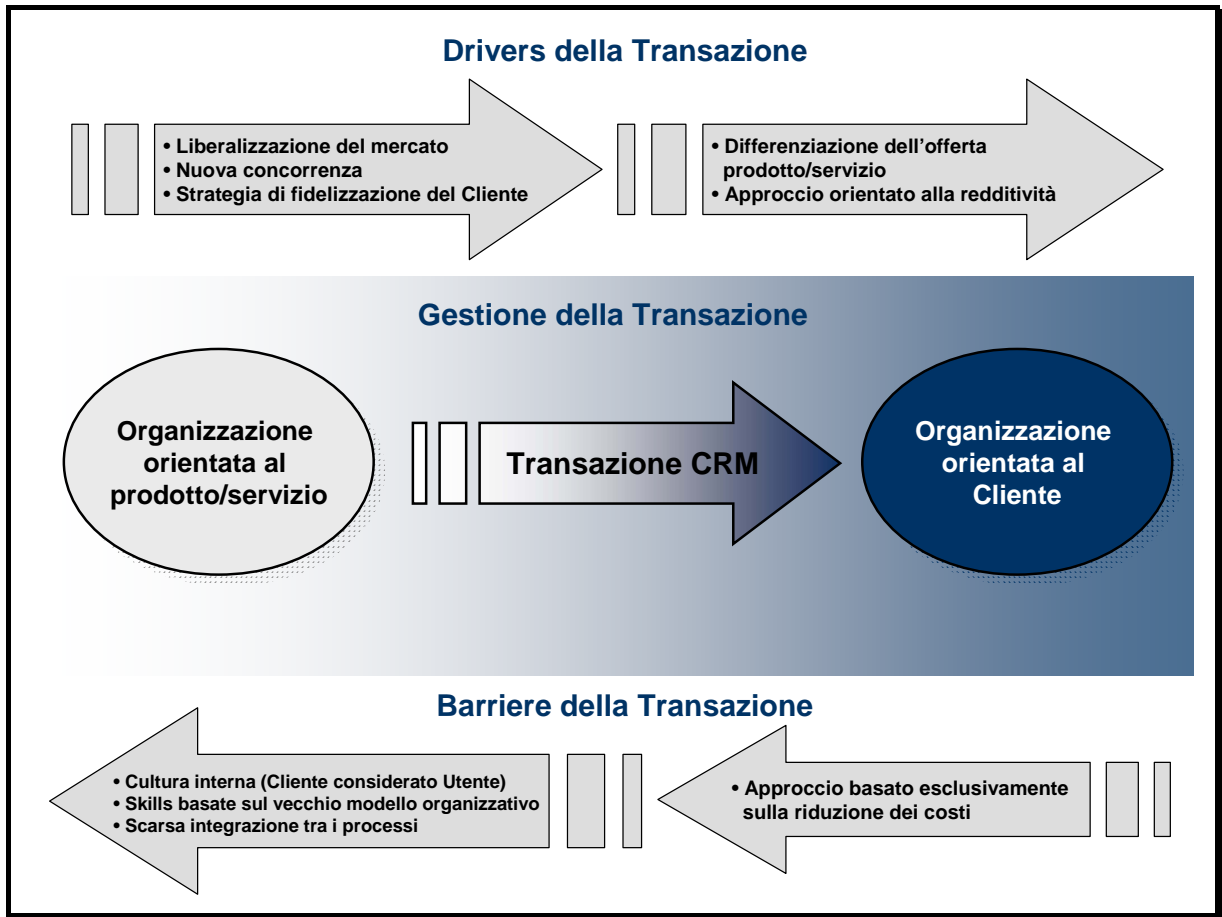
Il Cliente è un soggetto che non subisce più passivamente le "violenze" di un mercato regolato "dall'alto", ma partecipa attivamente alla creazione di valore dell'impresa da cui acquista il servizio e di cui in un certo senso si senta "parte integrante", consapevole di costituire egli stesso una delle risorse aziendali più importanti.⁷⁶

Dal lato dell'impresa, speculare a questa consapevolezza del cittadino divenuto "cliente", si sviluppa il riconoscimento che il cliente è la sua principale fonte di ricchezza e lo considera come una vera e propria risorsa aziendale, utilizzando indici come ad esempio il *Life Time Value* o il *Customer Retention Rate*, che trovano una nuova applicazione nel settore delle utilities.

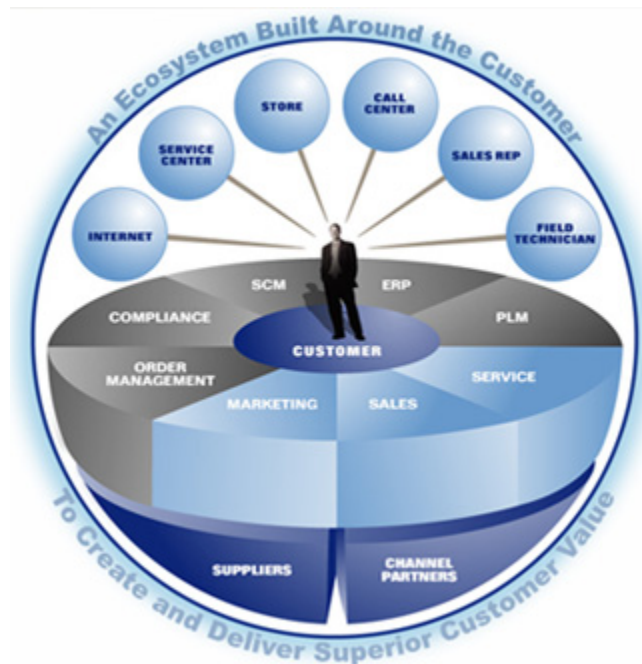
Da questi spunti prende piede il modello "*Customer Centric*", secondo cui il Cliente si trova al centro del sistema Azienda. È proprio questo modello che nell'attuale scenario di mercato rappresenta il fattore che abilita il cambiamento e l'ottimizzazione dei processi e dell'offerta aziendale (si veda in proposito la figura di pagina seguente):

- le esigenze del Cliente contribuiscono a definire le caratteristiche del servizio che sarà offerto;
- la storia delle relazioni del Cliente ed il suo giudizio agiscono come leve per la definizione dei livelli di qualità del servizio.

⁷⁶ Giovanna R. Contaldo, Tommaso Largo (2008), "*La gestione del rapporto con i clienti nelle imprese: il CRM per le PMI*", Milanofiori, Assago - IPSOA Editore.



CRM: i fattori abilitanti la transazione



Fonte: SAP Community network

La visione Customer Centric

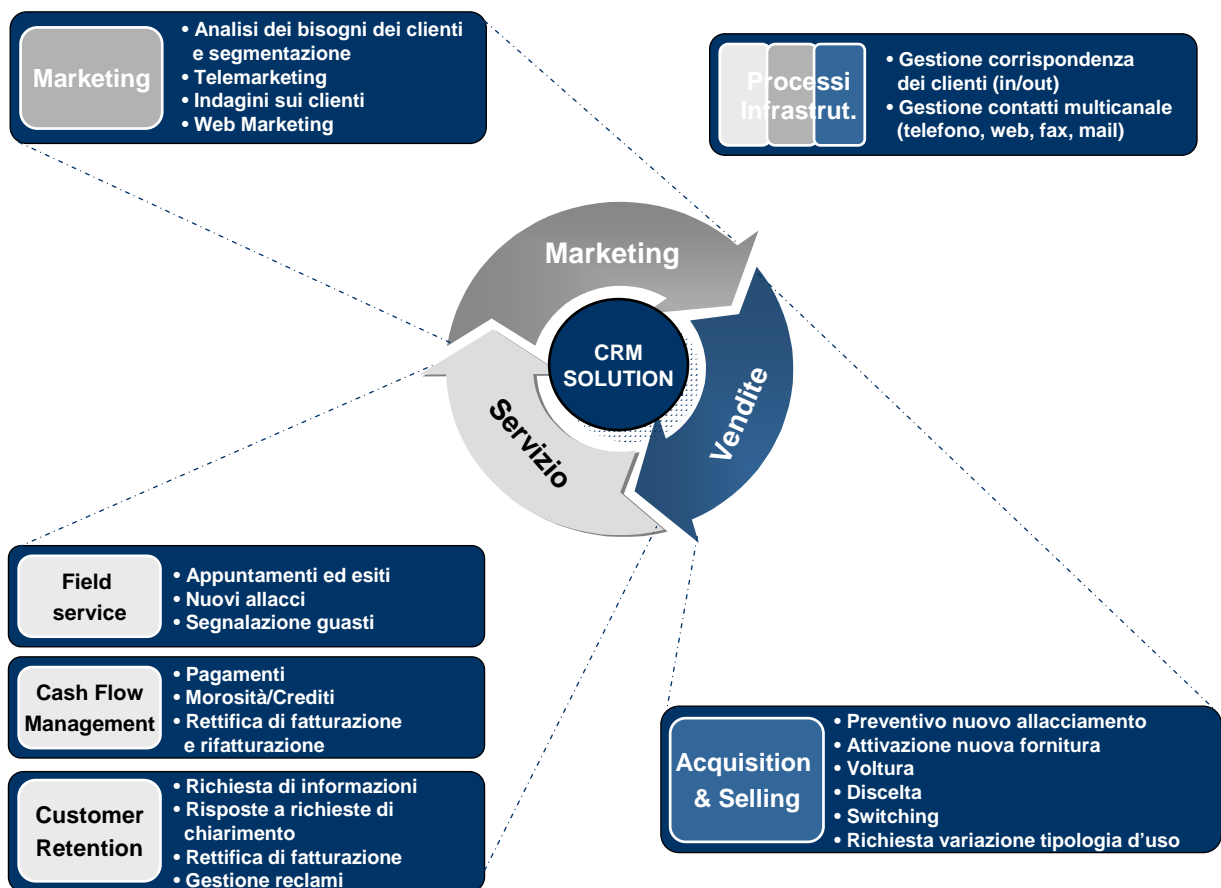
6.3 Il CRM nelle Utilities: spunti di riflessione

I segni distintivi che caratterizzano l'industry di riferimento (Utility) portano ad una particolare connotazione dei processi gestiti in ambito CRM.

Entità come Cliente, Servizio, Bolletta, Contatore, Lettura, Preventivo, Nuova Fornitura, Disdetta, Ordine di intervento, ecc. comportano l'implementazione di logiche di processo tipiche ed esclusive del settore energetico (Energia Elettrica, Gas ed Acqua).

Nella figura seguente sono indicati i tre stream di processi caratteristici di una utility e coinvolti in ambito CRM:

1. processi di servizio;
2. processi di marketing e vendita;
3. processi infrastrutturali.



Fonte: elaborazioni personali da CRM Engineering

Framework di riferimento – Utilities Industry

I processi che caratterizzano il mercato delle Utilities risultano essere più che in qualsiasi altra industry permeati dalle disposizioni normative in continua evoluzione.

La dinamicità e rapidità con cui la normativa italiana che regola gli adempimenti degli operatori sul mercato si evolve finisce per condizionare pesantemente anche e soprattutto le logiche di gestione dei processi e le tecnologie abilitanti adottate.

Da alcuni anni i maggiori vendor di soluzioni CRM si stanno dotando di suite verticalizzate sul mercato in grado di garantire una copertura della soluzione offerta anche partendo dalla configurazione “*out of the box*” (senza, cioè, alcuna personalizzazione aggiuntiva rispetto la configurazione standard).

Il CRM offerto da Engineering è costituito da una soluzione “bundle” composta da diversi moduli (Confluence, Workflow Engine e Net Intelligence), in grado di soddisfare le tre macro aree che specializzano il concetto del Customer Relationship Management:

- CRM Relazionale
- CRM Operazionale
- CRM Analitico

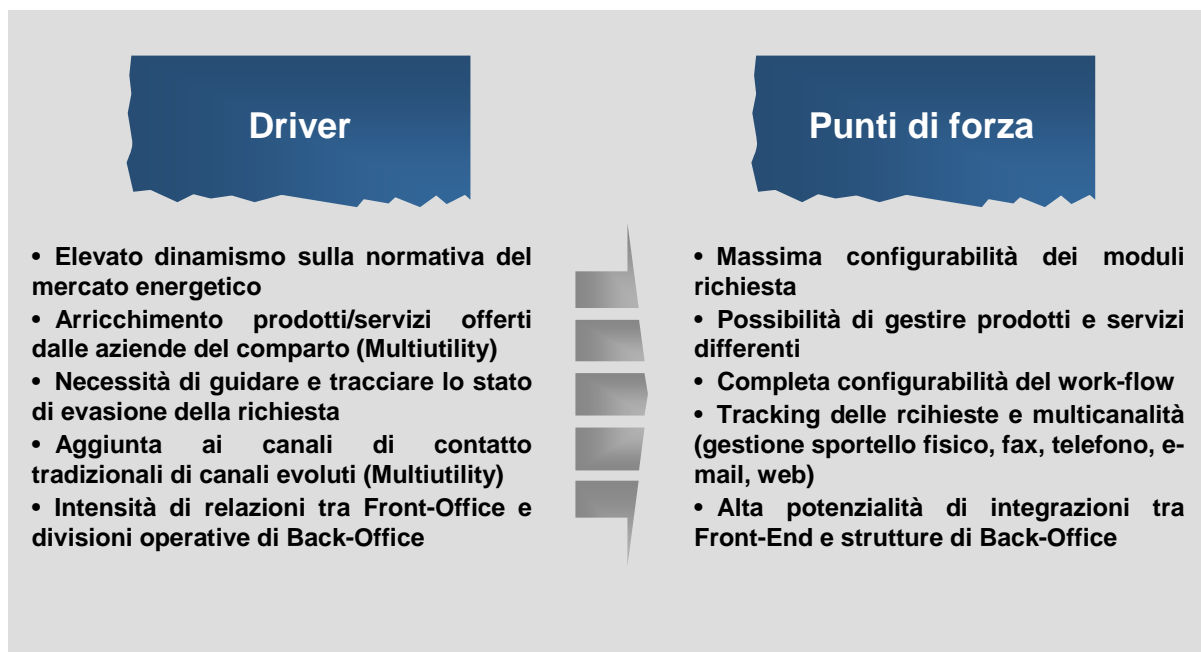
I processi che, secondo il modello generico di “Service” (applicabili, cioè, in modo trasversale a tutte le Industry del mercato) sono ad esempio quelli di richiesta preventivo, richiesta di informazioni, segnalazione reclami, ecc., nel contesto di un’azienda che opera nel mercato delle utilities vengono specializzati nello specifico in:

- richiesta di preventivo per spostamento contatore;
- nuovo allaccio da Delivery Point esistente;
- avvio nuova campagna di Retention.

6.4 I punti di forza della soluzione per il CRM di Engineering

La suite di soluzioni offerte da Engineering copre in maniera completa l’ampio spettro dei processi di business aziendali sia lato commerciale-amministrativo sia lato servizi.

Con particolare riferimento alla soluzione offerta da Engineering per il CRM e ritagliata per il mercato in esame, i principali punti di forza possono essere indicati come nello schema di pagina seguente:



I punti di forza del CRM per le Utilities

La caratteristica principale della suite proposta da Engineering è quella di coprire in maniera integrata l'intero processo end-to-end, dalla fase di gestione contatto/accoglienza sino l'evasione dell'esigenza del cliente, gestendo in maniera ottimizzata l'interazione con i comparti amministrativo-contabili e di assistenza tecnica tipica dei processi commerciali e di servizi di supporto.

Ai vantaggi elencati sopra si aggiungono inoltre:

- la completa configurabilità delle tipologie di richieste inoltrate alla struttura di CRM e personalizzazione del workflow di gestione;
- la possibilità di scegliere diverse configurazioni dell'infrastruttura tecnologica (disposizione fisica e geografica dei sistemi all-in-house, outsourcing, e-Sourcing);
- la minimizzazione dei tempi di set-up ed avviamento in azienda e garanzia dei risultati;
- l'alta predisposizione per i servizi di CRM analitico.

In relazione proprio al processo di reporting, caratteristico del comparto delle Utility, le aree che più comunemente risultano essere oggetto di continua analisi e reporting sono:

- area Servizio;
- area Fatturato;
- area Crediti.

Sulla prima categoria di informazioni le analisi che solitamente vengono condotte sono:

- analisi sulle principali richieste;
- analisi sui processi di evasione delle richieste;
- analisi gestione degli appuntamenti;
- clienti per prodotto;
- prodotto per quantità;
- clienti per scaglioni di consumo/consumo fatturato;
- utenze/clienti per concessioni su base annua.

Sui volumi di Fatturato, invece, le aziende sono solite monitorare le seguenti grandezze:

- clienti per fatturato;
- prodotto per fatturato;
- utenti per natura di prodotto.

Infine la reportistica sui Crediti consente analisi come quelle qui riportate:

- crediti verso Clienti ad una certa data;
- anzianità dei Crediti;
- entrate aziendali per canali di incasso;
- analisi dei tempi di incasso;
- percentuale dei crediti sull'emesso/scaduto annuo.

Una delle carenze riscontrate nelle attuali soluzioni presenti sul mercato è rappresentata dall'esistenza ormai diffusa di prodotti di CRM "general purpose", concepiti cioè senza una precisa corrispondenza a specifiche esigenze di business (settore delle Public Utilities), ma generalmente applicabili a qualsiasi industry/comparto rimandando la specializzazione del prodotto ad una imponente ed impegnativa fase di analisi e progettazione da concordare con il cliente committente.

Engineering è invece un'azienda che ha da sempre a cuore il valore del cliente, e ha ben compreso che per rimanere competitive le imprese del mercato Utilities devono necessariamente valorizzare la transazione esplicitata nella prima figura del capitolo, ovvero il passaggio da un orientamento al prodotto/servizio verso organizzazioni sempre più orientate totalmente al Cliente e alle sue esigenze, un passaggio che deve essere evidente anche nei prodotti e nelle soluzioni IT utilizzate dalle stesse imprese.

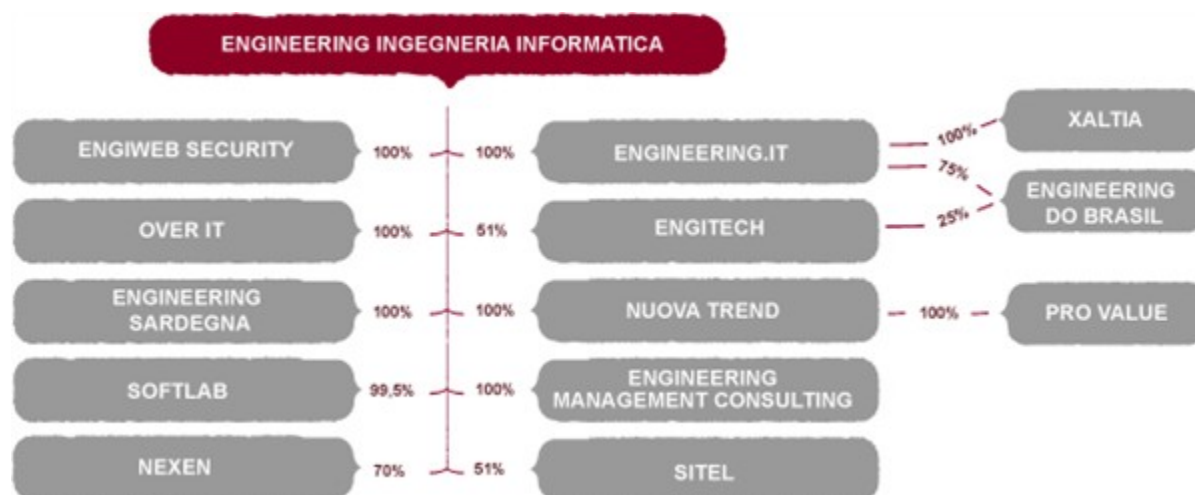
Ed è proprio su queste basi e sul modello "customer centric" prima presentato che poggia il modello di business che ora mi accingo a presentare e che si focalizzerà, come già esplicitato inizialmente, sul settore dell'energia elettrica.

Nel prossimo capitolo farò innanzitutto una panoramica dell'azienda e della specifica divisione in cui sono andato ad operare in questi mesi ed in cui è nata l'idea, passando poi alla presentazione della stessa a conclusione del lavoro. In particolare, il capitolo ottavo vedrà una prima analisi volta a valutare l'attuale redditività del mercato mass market, per chiudere con la presentazione della soluzione Engineering volta ad "aggregare" questo mercato, fornendo vantaggi sia per il cliente residenziale (in termini di aumento della sua redditività) sia per le aziende lato vendita (in termini di riduzione dei costi e di fidelizzazione del cliente).

L'AMBIENTE DI SVILUPPO DELL'IDEA

7.1 Chi è Engineering Ingegneria Informatica S.p.A.

Engineering è un gruppo di 13 società operative specializzate per segmento di mercato o per linee di business. Il Gruppo Engineering Ingegneria Informatica rappresenta una delle maggiori realtà italiane nei servizi di Information Technology con un posizionamento che lo colloca tra i primi 3 operatori nazionali ed è il primo System Integrator italiano con un'offerta integrata e completa nei servizi, progetti e consulenza IT.



Fonte: ENG.it

Il modello di business è articolato su più linee che comprendono la system integration, la fornitura di consulenza organizzativa e di servizi specialistici, le soluzioni applicative proprie, l'application management e l'outsourcing.

L'offerta è sostenuta da prodotti applicativi propri maggiormente focalizzati sulla finanza, sulla sanità, sulle utilities e sulle telecomunicazioni.

Il mercato di riferimento è rappresentato da clienti di medie-grandi dimensioni su tutti i principali segmenti di mercato sia pubblici (sanità, amministrazione pubblica e locale, difesa e sicurezza), che privati (banche, assicurazioni, SGR, Industria dei Servizi, Telecomunicazioni e Utilities).

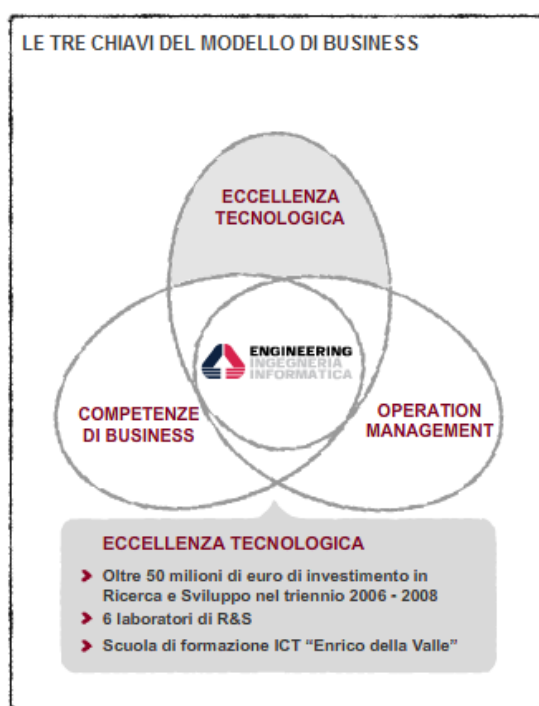
Il Gruppo al 31 marzo 2009 occupa in Italia una posizione di leadership ed esprime una quota di mercato IT domestico del 7% circa.

Il Gruppo dispone di una capacità produttiva globale in 52 diversi paesi ed ha 37 sedi in Italia dislocate su tutto il territorio Nazionale, a cui si aggiungono 2 stabili organizzazioni in Irlanda e Brasile oltre ad un'unità commerciale a Bruxelles.



Progettare e realizzare architetture informative per clienti di medio-grandi dimensioni sono la mission del Gruppo che si concretizza in un portafoglio di circa 1000 clienti e nelle competenze di processo, tecnologiche e di business.

Flessibilità delle soluzioni, ruolo centrale dell'innovazione, qualità come standard di mercato e personalizzata, assicurano il vantaggio competitivo per il cliente, principale stakeholder dell'azienda.



7.1.1 La storia

1980: la Costituzione

30 anni non sono molti per la storia di un'impresa, ma sono un'era intera per un'azienda di informatica. Nel 1980, quando l'attuale presidente Michele Cinaglia fondava Engineering Ingegneria Informatica, l'informatizzazione in Italia muoveva ancora i primi passi. Due volumi delle edizioni de *Il Sole 24 Ore* raccontano vicende e sviluppi di entrambe, Engineering ed il suo mercato.

L'azienda nasce grazie a un'operazione di *management buy out* da Cerved, la società di informatica del sistema camerale italiano, oggi Infocamere. Rosario Amodeo, oggi vice presidente esecutivo, diviene azionista nell'84 ed entra in azienda nel 1988. I soci fondatori detengono il 67% del capitale sociale dell'azienda, pari a 12,5 milioni di azioni ordinarie.

1990 al 2000: il consolidamento e l'ingresso in Borsa

Accanto ai manager azionisti, si sono avvicendati nel tempo soci industriali e finanziari con partecipazioni di minoranza, come IBM e IMI, Benetton e gruppo Italcementi.

È proprio IMI ad accompagnare nel 2000 l'entrata in Borsa della capogruppo: oggi nel segmento *Allstar* per i titoli con i più alti requisiti patrimoniali.

2000-2008: crescita e acquisizioni

Da software house a player globale, Engineering sbarca in Borsa nel 2000. Grazie all'arrivo di nuovi capitali provenienti dal mercato, l'azienda ed il Gruppo finanziano la crescita delle attività, per linea interna e per acquisizioni, in un mercato sempre più globale e sempre più competitivo. Negli ultimi anni Engineering ha investito oltre 200 milioni di euro in nuove acquisizioni, che hanno arricchito il Gruppo in termini di competenze e risorse degli oltre 6.000 professionisti IT.

7.1.2 Il personale

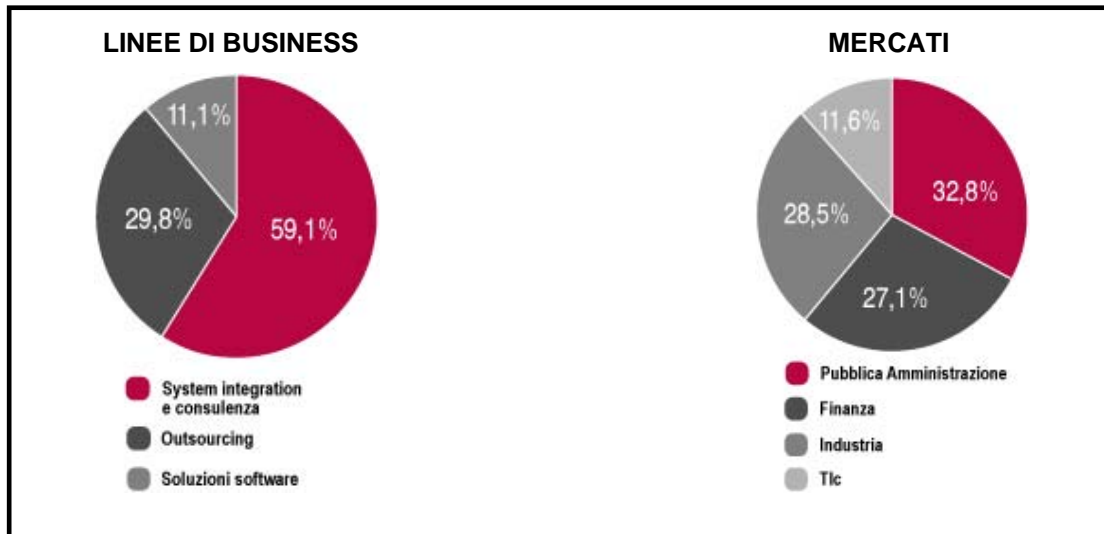
Anche nel 2007, in una fase di generale contrazione per molte aziende IT, i dipendenti di Engineering crescono: a fine 2007 le risorse del gruppo sono circa 4.000, con un incremento su base annua di oltre il 6,3%. Dal 1 gennaio 2008, grazie alle recenti acquisizioni di Engineering.it (ex Atos Origin Italia) e di Xaltia, il Gruppo conta su oltre 6.000 professionisti. Le risorse esterne sono circa 1.400, in linea con le esigenze di flessibilità richieste dal mercato.

Il ruolo propulsore di Engineering nella creazione di nuovi posti di lavoro in Italia è stato riconosciuto dalla prestigiosa rivista internazionale Business Week, che nel 2005 le ha assegnato il 37° posto in Europa per capacità di crescita.

Ben 37 sedi danno vita ad una rete territoriale di poli di sviluppo e presidio “*nearshore*”, a stretto contatto con il cliente e con le specifiche esigenze di business. Il centro outsourcing di Pont Saint Martin assicura il portafoglio di competenze in *managed operations* per gestire in house la complessità delle iniziative IT esternalizzate. Engineering coniuga la strategia di radicamento del territorio con le capacità di sviluppo tipiche di un player globale. Le sedi UE ed extra-UE sono oggi presenti in Irlanda con la controllata Engitech, in Belgio dove ha sede la Direzione Affari Internazionali e in Sud America dove opera, a San Paolo del Brasile, la controllata Engineering Do Brasil. Le iniziative IT si sviluppano in più di 30 Paesi e rappresentano poco meno del 10% della produzione globale del Gruppo.

7.1.3 Offerta: una presenza IT a 360 gradi

800 clienti in tutti i segmenti di mercato sono partner per la realizzazione, gestione ed evoluzione dei sistemi informativi e l'integrazione delle soluzioni proprietarie Engineering. Per un mercato complesso come l'ICT, Engineering è un partner completo che copre tutte le linee di business integrando le specifiche competenze dell'offering. Conoscenza del mercato e capacità autonoma di innovare si integrano nella value proposition del Gruppo. Un mix ideale di offerta per ogni mercato come solo le grandi aziende IT possono offrire. Ben sette sono le business unit: Finance, Pubblica Amministrazione Centrale, Pubblica Amministrazione Locale e Sanità, Energy & Utilities, Industria & Servizi e Telco & Media; una Direzione Ricerca & Innovazione che trasferisce costantemente i risultati dell'innovazione, sperimentata e applicata sul campo e al ciclo produttivo; cinque centri di competenza con specialisti trasversali rispetto a tutti i segmenti di mercato ed una rete di centri di competenza verticali interni alle business unit su aree ritenute strategiche; un Data Center europeo di Pont Saint Martin di managed operations che oggi gestisce 100 clienti; un portafoglio di prodotti e soluzioni proprietarie uniche ed esclusive, realizzate ed implementate in house ed esportabili nei diversi contesti di business: banche e assicurazioni, sanità, CRM collaborativo e field contact, piattaforma integrata per le utility, fiscalità locale, soluzioni per l'automotive e le Telco.



Fonte: ENG.it

Il Centro di Competenza SAP

420 professionisti SAP al servizio dei progetti dei clienti con competenze complete lungo l'intera catena del ciclo produttivo: soluzioni end-to-end basate su ERP SAP e sulle funzionalità best-of-breed della famiglia SAP Business Suite.

Il Centro di Competenza ECM

Engineering offre soluzioni e servizi per trasformare le informazioni in patrimonio aziendale. Il Centro di Competenza ECM serve 100.000 utenti di sistema per tutti i segmenti di mercato.

Il Centro di Competenza Automazione e Controlli

L'expertise del Centro di Competenza Automazione e Controlli valorizza l'esperienza ventennale di un team di specialisti con skill esclusivi nel settore industry in termini di know-how tecnologico e di dominio e relazioni con il cliente.

Il Centro di Competenza Sicurezza

Engineering offre i propri prodotti per la gestione delle identità, basata sul Role Based Identity Administration (RBIA), autorizzazione e crittografia, soluzioni trasversali per un mercato globale che ha esigenze globali. Il Centro di Competenza Sicurezza fonda la sua offerta su IDEAS, la suite per l'Identity & Access Management .

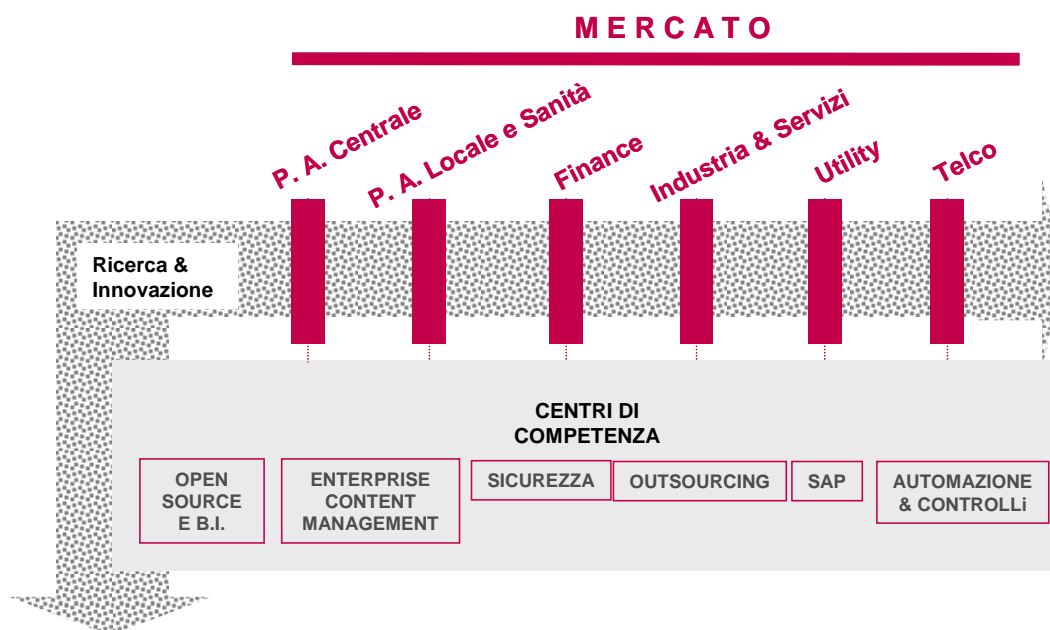
Il Centro di Competenza Open Source & Business Intelligence

Engineering consente alle imprese di trarre beneficio dalla sua esperienza e competenza nella selezione, integrazione, validazione e supporto su componenti "best of breed".

SpagoWorld è una iniziativa di software libero e open source supportata da Engineering, che coinvolge una comunità di aziende, sviluppatori e utenti, caratterizzata da un approccio collaborativo per aggiungere valore all'ecosistema open source.

Il Centro di Competenza Broadband Media Services

Engineering Broadband Mobile Services si pone sul mercato come il principale player di riferimento nazionale nel settore dei servizi per telecomunicazioni mobili, broadband, internet media e televisione.



7.2 La divisione Energy & Utilities

Le tecnologie IT giocano in questo settore un ruolo chiave. A fine 2003 Engineering ha acquisito Neta, azienda specializzata e leader di mercato da 27 anni. Insieme, hanno dato vita alla Divisione Energy & Utilities di Engineering, il più grande polo informatico italiano dedicato a questo settore, con oltre 180 clienti.

Vi sono confluite le competenze di system integrator di Engineering e le competenze specialistiche di prodotto e di processo di Neta. Competenze applicative, dal billing al CRM, ma anche normative e di mercato.

Net@Suite è la soluzione tecnologica completa e integrata in portafoglio ad Engineering, nata dalla reingegnerizzazione dei prodotti proprietari Neta e disponibile dalla fine del 2007. La Divisione Energy & Utilities serve più di 12 milioni di utenze per un totale di circa

14 milioni di cittadini e oltre un terzo del mercato delle Utility in termini di contatori serviti (esclusi i grandi player quali Enel e Italgas). Questo vuol dire che in Italia circa il 45% dei contatori gas, più della metà di quelli elettrici e il 32% di quelli d'acqua utilizzano soluzioni Engineering.

Due sono le aree di competenza fondamentali:

- **Billing e Metering.** Con le competenze della divisione Energy & Utilities in tema di billing, i dati e i processi sul consumo diventano strumenti per politiche di marketing differenziate e flessibili e per una corretta gestione dei flussi finanziari. Insieme, i consulenti Engineering e l'ufficio fatturazione del cliente strutturano il processo di billing più adatto all'organizzazione interna e al mercato, per arrivare a una definizione articolata delle tariffe e a una gestione ottimale dell'intero processo di fatturazione.
- **Customer Relationship Management.** Anche la relazione multicanale con il cliente fornisce un numero crescente di informazioni per il marketing.
Le soluzioni di Engineering offrono strumenti di CRM relazionale, operativo e analitico per elaborare politiche efficaci di marketing e pricing vincenti. I dati provenienti da canali diversi vengono analizzati, sintetizzati, presentati in vari formati, distribuiti ai livelli organizzativi aziendali, utilizzati per proiezioni nel tempo.

7.2.1 System & Business Integration

L'attività di System Integration, con lo sviluppo di progetti complessi, costituisce una delle competenze fondamentali della Divisione Energy & Utilities di Engineering, che è in grado di configurare, parametrizzare e customizzare la suite Neta e altri prodotti di mercato "best brand" sulla base dei moduli software attivati e in funzione delle modalità di utilizzo e delle esigenze operative del cliente. In particolare, a seguito di numerosi progetti di successo, all'interno della Divisione sono stati costituiti veri e propri Competence Center su Sap R/3 e IS-U, Siebel e I-CIS Foxboro. Un punto di forza della Divisione è costituito dall'attività di recupero dei dati: grazie a più di 300 migrazioni in 27 anni di storia, all'approfondita conoscenza del business, alla metodologia e agli strumenti consolidati, la Divisione opera con rapidità e garanzia del risultato, anche su ambienti di destinazione diversi dalla suite Neta.

7.2.2 Application Maintenance

La Divisione Energy & Utilities offre ai suoi clienti un importante servizio di application maintenance sia sulla propria suite di prodotti che in relazione ad altre piattaforme. Il servizio è volto alla risoluzione sia dei problemi software sia dei problemi collegati all'operatività degli utenti nell'utilizzo della soluzione implementata e si declina nelle seguenti attività:

- manutenzione applicativa (correttiva, ordinaria, normativa);
- supporto utenti (ricezione segnalazione e raccolta dati sul problema, apertura ticket relativi alle chiamate, diagnosi del problema, risoluzione o attribuzione attività al supporto sistemistico);
- manutenzione evolutiva (stesura dei requisiti, progettazione e/o studio di fattibilità, preventivazione e offerta, project management, sviluppo, personalizzazione, parametrizzazione, unit e system testing, controllo qualità, collaudo, rilascio in produzione e tuning, documentazione).

7.2.3 I principali clienti della divisione

- *AQP Acquedotto Pugliese*
Implementazione del ciclo attivo SAP IS-U.
- *AMB Bellinzona (Svizzera)*
- *ENI*
Progetto Net@SIU; attività di supporto alla liberalizzazione del mercato; soluzioni di mobile workforce management in area manutenzione impianti e controllo linea; adeguamenti alle normative nazionali ed europee; portali e intranet aziendali; soluzioni ERP per le Divisioni e per le consociate estere.
- *ENEL*
Sviluppi area gas, R2D elettrico; application management e sviluppi SAP R3; progetto Wise localizzazione Slovacchia.
- *Gori*
- *Gruppo E.ON*
Progetto Net@SIU e Net@CRM
- *Gruppo Hera*
Nuovi sviluppi sul progetto SAP IS-U, Upgrade release 6.x
- *Gruppo Iride*
Progetto Net@SIU e Net@CRM

- *Gruppo Acea*
Progetto Net@SIU e Net@CRM
- *Gruppo Agsm*
- *Gruppo Erogasmet*
- *Italgas*

LA MISURA DELLA REDDITIVITÀ DEL SEGMENTO RESIDENZIALE

8.1 Assetto dell'attuale mercato elettrico residenziale

Come abbiamo più volte affermato nei capitoli precedenti, il 1° Luglio 2007 si è concluso il processo di liberalizzazione del settore elettrico, estendendo a più di 27 milioni di clienti domestici la possibilità di cambiare fornitore di energia elettrica, entrando così nel mercato libero (mass market).

Il processo di liberalizzazione ha aperto un mercato caratterizzato da alcuni punti critici, che costituiscono l'input di partenza del modello di business che ora andremo a presentare, e sintetizzabili come segue:

- grandissima numerosità di potenziali clienti;
- ridotti margini economici che limitano gli sconti verso i clienti;
- forte resistenza al cambiamento dovuta a:
 - insufficiente appeal delle offerte proposte;
 - difficoltà nell'attivare un contatto efficace.

Il cosiddetto “mercato a maggior tutela”, servito dalle società di distribuzione o da loro società di vendita, continuerà comunque a servire i clienti residenziali e le piccole aziende non ancora passate sul nuovo mercato.

La liberalizzazione ha inoltre sancito la separazione tra società di vendita e distribuzione portando alla luce la bassa redditività dell'attività di vendita fino ad oggi poco remunerata dalla tariffa regolata e sostanzialmente sussidiata dall'attività di distribuzione; redditività destinata peraltro ad assottigliarsi in vista dell'aumento della competizione sul mercato libero.

Dal 1° Gennaio 2008, proprio per ovviare a questo sbilanciamento, il corrispettivo a copertura dei costi di commercializzazione (PCV) è stato rivisto ed allineato al livello dei prezzi sul mercato libero. Il suo valore è passato dai circa 2,14 €/cliente/anno del secondo semestre 2007 ai 30 €/cliente/anno attuali che possono essere integralmente riscossi da un venditore sul mercato libero, nel caso proponga una tariffa pari a quella regolamentata. Gli esercenti la maggior tutela possono invece trattenerne solo una parte, denominata RCV (circa 14 € per chi opera attraverso l'impresa distributrice e 17,5 € per gli altri).

8.2 Un modello di valutazione della redditività

Attualmente, alcune società di vendita hanno deciso di specializzarsi sulla clientela dei grandi industriali, mentre molte hanno preferito rivolgersi ad uno spettro più ampio di Clienti che include le piccole partite IVA ed il segmento residenziale, che rappresentano da sole il 37% del consumo di energia elettrica e ben il 99% dei punti di prelievo totali esistenti sul territorio.

Se la scelta di orientarsi verso i grandi Clienti business garantisce un margine elevato grazie all'allocazione di volumi importanti, la profittabilità del segmento residenziale risulta di difficile stima. Infatti, gli obiettivi di crescita spesso elevati si scontrano con la realtà dei segmenti basso-consumanti, dove per mantenere un'alta profittabilità è necessario rivedere i propri modelli di business, storicamente sviluppati attorno ai clienti industriali e ai mercati non competitivi.

La complessità nella valutazione della redditività del Cliente dipende dalla forte frammentazione del segmento residenziale in termini di esigenze e comportamenti.

Le caratteristiche specifiche del Cliente hanno un impatto diretto sul suo valore e non possono essere escluse dall'analisi sulla profittabilità.

In quest'ottica, abbiamo condotto un'analisi per cercare di comprendere la reale profittabilità del segmento residenziale elettrico, adottando politiche di massimizzazione del margine.

In particolare, l'analisi si è proposta l'obiettivo di:

- Analizzare la redditività del portafoglio clienti mass market;
- Individuare le potenziali caratteristiche del segmento residenziale, in termini di recettività all'offerta, in modo da evidenziare fattori positivi di aumento del margine per Cliente;
- Individuare e predisporre metodologie di analisi volte ad un possibile tentativo di segmentazione del mercato mass market, allo scopo di indirizzare efficacemente le strategie di business;
- Identificare alcune possibili azioni operative di massimizzazione del margine.

L'analisi è stata effettuata cercando di misurare l'*attrattività* del segmento residenziale, utilizzando la nota matrice GE-McKinsey e applicandola al caso in esame. Le conoscenze che ho acquisito nei precedenti anni di ingegneria gestionale sono state fondamentali per il team e per il raggiungimento degli obiettivi dell'analisi.

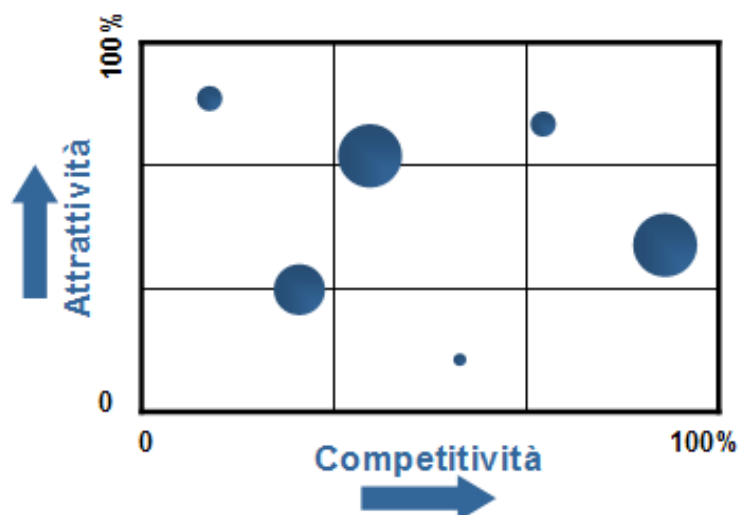
L'attrattività può essere definita la dimensione in base alla quale un'organizzazione sceglie il segmento su cui puntare i propri sforzi strategici. Rappresenta quanto il singolo segmento aiuta a raggiungere gli obiettivi aziendali e perché viene scelto un determinato segmento/cliente piuttosto che un altro.

L'attrattività viene solitamente valutata attraverso una serie di indicatori, che cambiano a seconda del segmento ed in funzione dell'analisi di segmentazione precedentemente effettuata.

Nello specifico, decidendo a priori di considerare il segmento residenziale, abbiamo deciso di considerare alcune variabili sociodemografiche:

- Stile di vita
- Reddito
- Utilizzo di tecnologie informatiche (PC/Internet)
- Livello di istruzione
- Consumo energia e potenza disponibile
- Domiciliazione

Per l'analisi di questi fattori si è costruita la matrice di attrattività, attraverso una nostra rivisitazione della matrice GE-McKinsey che prevede invece l'analisi di due dimensioni, attrattività e competitività.



Schema della matrice GE-McKinsey "base"

(i cerchi rappresentano solitamente i prodotti dell'impresa e la grandezza il loro fatturato)

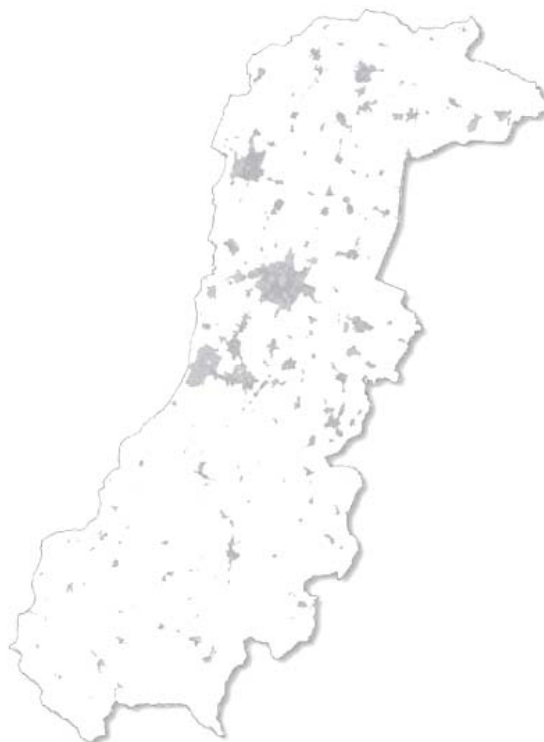
La matrice GE nasce per lo sviluppo e la gestione di un portafoglio di prodotti di un'azienda industriale, ma attraverso una serie di procedimenti è stata adattata ad un Cliente complesso come il segmento residenziale.

A partire da queste considerazioni, si sono individuati sul mercato mass market i cluster più attrattivi in base alle dimensioni chiave precedentemente scelte.

A titolo di esempio, un cliente con reddito elevato, buon livello di istruzione, utilizzo costante di PC e internet, consumo elevato in termini di kWh e domiciliato rappresenta un cluster più attrattivo, quindi su cui indirizzare l'offerta commerciale.

L'analisi dei cluster più attrattivi è stata effettuata su un campione di dati residenziali della provincia di Modena, in particolare:

- Campogalliano
- Castelnuovo Rangone
- Fanano
- Fiumalbo
- Guiglia
- Lama Mocogno
- Marano sul Panaro
- Modena
- Montecreto
- Montese
- Pavullo nel Frignano
- Pievepelago
- Polinago
- Riolunato
- San Cesario sul Panaro
- Savignano sul Panaro
- Sestola
- Spilamberto
- Vignola
- Zocca



L'analisi è stata effettuata attingendo dalle seguenti fonti dati⁷⁷ ed elaborandole opportunamente in base agli obiettivi del progetto:

<i>Dati puntuali per singolo cliente</i>	<i>Dati sociodemografici a livello comunale</i>
<ul style="list-style-type: none"> ▪ Provincia ▪ Località ▪ Potenza (kW) ▪ Consumo (kWh) ▪ Domiciliazione 	<ul style="list-style-type: none"> ▪ ISTAT: reddito e condizioni di vita delle famiglie italiane, tavole ICT ▪ Banca d'Italia – Indagine sui bilanci delle famiglie italiane ▪ Rapporti Terna, AEEG, GME ▪ Statistiche Modena, Emilia Romagna, Camera di commercio di Modena ▪ ISTAT: censimento popolazione Modena e tavole ICT



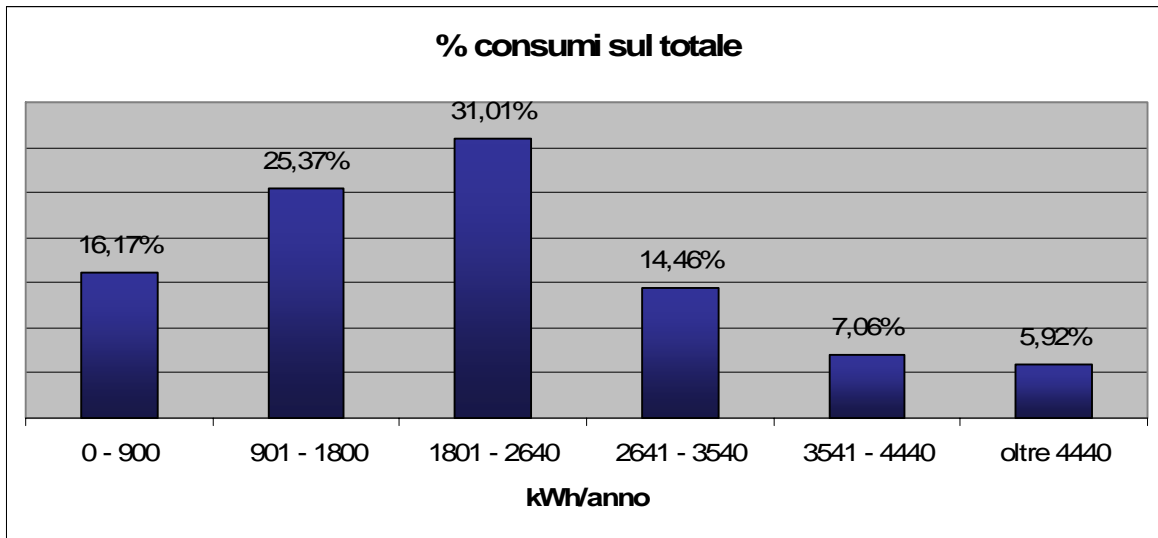
ANALISI DI ATTRATTIVITÀ

I dati puntuali (ad esclusione dell'informazione sulla domiciliazione) sono liberamente reperibili dalle aziende di vendita tramite l'estrazione "Delibera AEEG ARG/COM n° 15/08 – Accesso ai dati di base Clienti Finali Domestici".

L'informazione sulla domiciliazione l'ho invece estratta da SAP accedendo alla base dati aziendale ed effettuando un'opportuna selezione.

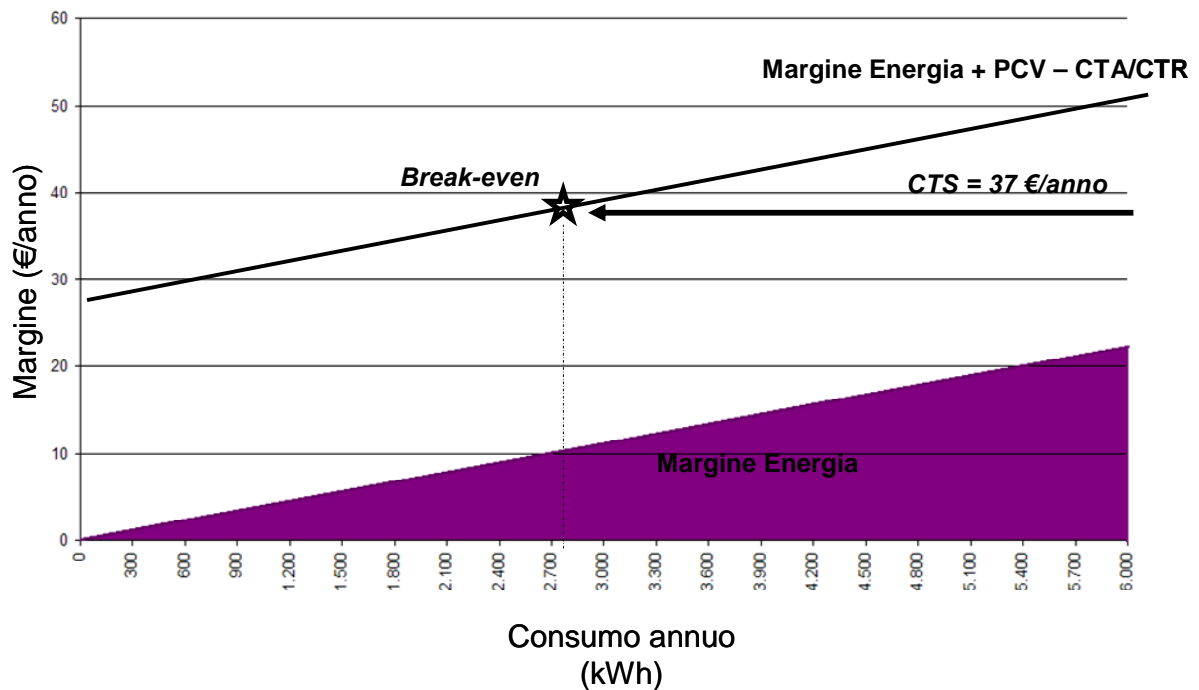
Dai dati puntuali ho effettuato un sotto campionamento di circa 50.000 record. Per verificare la bontà del campione ho calcolato il consumo medio per fascia (si noti la figura di pagina seguente).

⁷⁷ Provincia di Modena (2006), "Modena in cifre", Pubblicazione informativa sulle caratteristiche istituzionali, socio-economiche ed ambientali della provincia di Modena; Provincia di Modena (2009), "Indagine sulla qualità della vita in provincia di Modena", Documenti per il P.T.C.P. ; CRC Regione Emilia-Romagna, a cura di Gian Carlo Covini, Madallena Lolli, Sandra Lotti, Marco Mancini, Dimitri Tartari, Roberto Zarro (2006), "Dossier territoriale: la provincia di Modena nella società dell'informazione" ; ISTAT (2008), "Indagine multiscopo annuale sulle famiglie 'Aspetti della vita quotidiana'" "Distribuzione del reddito e condizioni di vita in Italia", "Le tecnologie dell'informazione e della comunicazione: disponibilità nelle famiglie e utilizzo degli individui", "Cittadini e nuove tecnologie – Anno 2008", Banca d'Italia (2008), "I bilanci delle famiglie italiane nell'anno 2006"; Banca d'Italia (2008), "La ricchezza delle famiglie italiane - Anno 2007" ; Federconsumatori (2008), a cura di Rosario Trefiletti e Mauro Zanini (2008), "La spesa delle famiglie italiane sulle bollette di energia elettrica e gas metano" ; Osservatorio statistico energetico del Ministero dello sviluppo economico (2008), "Bilancio energetico nazionale 2007".



La distribuzione che ho ottenuto risulta perfettamente in linea con le percentuali dei consumi domestici fornite dall'AEEG⁷⁸. Si è pertanto reputato il campione prescelto indicativo anche per estrapolazioni su altre aree italiane.

A questo punto si è stimata la redditività di un cliente residenziale per un venditore di riferimento, ipotizzando un'offerta commerciale pari a quella regolata e un costo commodity per ogni fascia pari a PUN-10%.



⁷⁸ AEEG (2009), *Stuttura, prezzi e qualità nel settore elettrico*.

Ragionevolmente, data la natura di commodity dell'energia e focalizzandoci sui soli ricavi variabili, il margine è dato da:

$$\text{Margine} = \Delta\text{Prezzo} * \text{Consumo} - \text{CTS} \quad [\text{€/anno}]$$

dove

ΔPrezzo = differenza tra prezzo di vendita e prezzo di acquisto dell'energia [€/kWh];

Consumo = quanto il Cliente consuma in termini di kWh/anno;

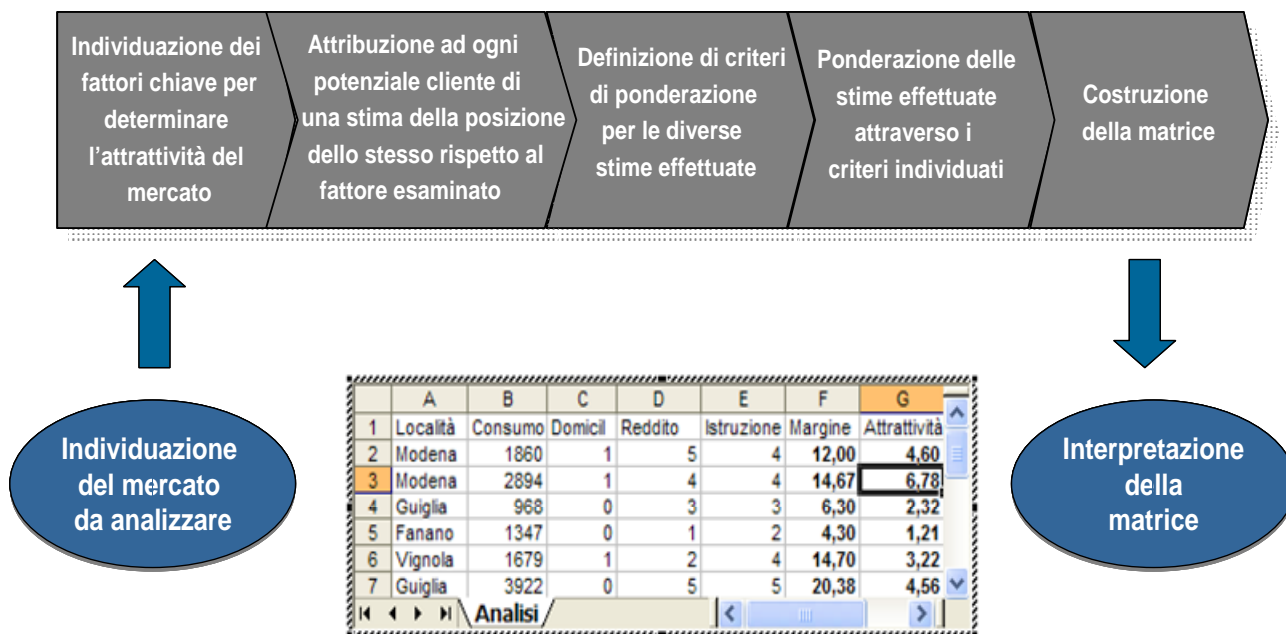
CTS = Cost to Serve [€], ovvero il costo per servire il Cliente, che verrà approfondito con maggior dettaglio durante il corso della trattazione.

Dall'analisi della figura di pagina precedente, si evince come i margini ottenuti sulla sola componente energia rendono difficilmente profittevole un cliente medio, pur di fronte a CTS contenuti.

La situazione cambia considerando anche la componente PCV, presentata ad inizio dell'analisi. In questo caso, il venditore raggiunge il break-even per un cliente tipo (2.700 kWh/anno) con un CTS pari a circa 37 €/anno ma una parte consistente del mercato continua a non essere redditizia. La diminuzione del CTS può però rendere profittevoli anche i clienti basso-consumanti.

Lasciamo per ora in sospeso il concetto di CTS per proseguire con l'analisi: nei prossimi paragrafi sarà dato maggior peso al CTS e alle componenti che lo costituiscono, oltre che alle possibili metodologie per ridurlo. In particolare, si presenterà una soluzione di riduzione del cost to serve, a cui ho lavorato in prima persona assieme al team di Engineering, implementata nel tentativo di misurare il livello di efficienza ed efficacia dei call center di contatto commerciale delle imprese che operano nel mercato dei settori energetici, prendendo a titolo di esempio un'azienda cliente multiutility.

Proseguendo con l'analisi, misurata la redditività in termini di margine per cliente, ho costruito la matrice di attrattività per il campione dei dati precedentemente analizzati attraverso i seguenti passi:

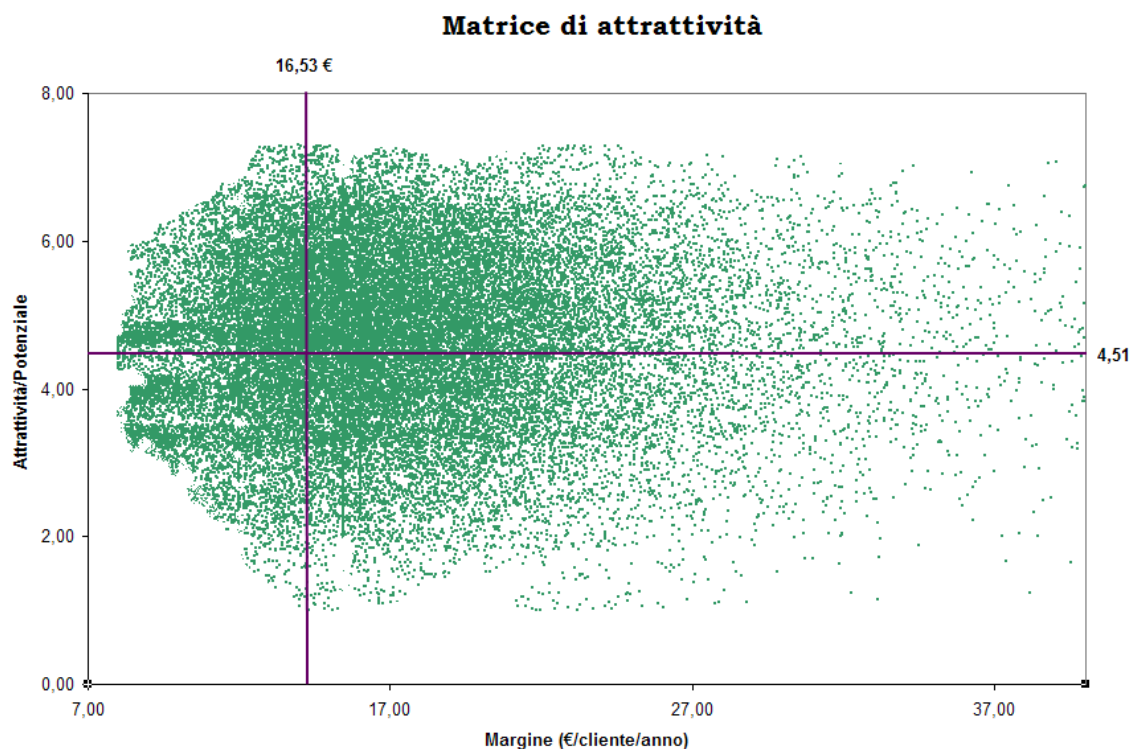


Processo di creazione della matrice di attrattività e dettaglio analisi

Ogni fattore individuato in precedenza è stato opportunamente “ponderato” in base agli obiettivi aziendali, ottenendo così una serie di valori in scala (solitamente da 1 a 5) per ogni parametro.

Si è inserito al centro dello schema del processo un estratto dell'analisi a titolo di esempio. L'analisi dei dati è stata opportunamente effettuata utilizzando il pacchetto Office, in particolare Excel e Access, implementando opportune query e funzioni statistico-matematiche.

L'analisi dei dati seguendo le stime di valutazione precedentemente effettuate ha permesso di costruire una matrice di attrattività, scorporata in termini di margine e potenziale di crescita del margine per Cliente. È stato così possibile mappare i dati (circa 50000 record) del campionamento su questi due valori, allo scopo di individuare direttamente e graficamente i cluster con potenziale di crescita del margine più elevato.



Matrice di attrattività “scorporata” in termini di margine e potenziale per Cliente

Gli assi tracciati in corrispondenza del margine medio e del potenziale medio permettono di distinguere 4 quadranti, che rappresentano i diversi cluster di attrattività.

Una riduzione del CTS permette di “condurre” i clienti costituenti il cluster con maggior potenziale di crescita ma attualmente a basso margine verso una maggiore redditività.

La matrice di attrattività evidenzia che:

- il cluster più attrattivo, il secondo quadrante in alto a destra, ad elevato margine e potenziale di crescita, copre il 22,5% dei Clienti totali;
- circa il 61% dei Clienti ha un margine inferiore alla media;
- circa il 17% dei Clienti ha un margine superiore alla media ma un potenziale di crescita ridotto (il cluster costituito dal quarto quadrante in basso a destra).

La suddivisione realizzata permette a questo punto di indirizzare strategie mirate sui diversi cluster:

- azioni di mantenimento dei Clienti più attrattivi;
- la massimizzazione della redditività per i Clienti con basso margine ma alto potenziale di crescita;
- lo sviluppo di politiche di riduzione dei costi su Clienti con attrattività minore.

8.2.1 Possibili soluzioni alla questione della bassa redditività

Il mercato domestico, a seguito dell'aggiornamento della componente PCV, è sicuramente diventato più appetibile per i venditori, che possono collocare l'energia in un mercato poco volatile e con elevati margini unitari per MWh. La questione della bassa redditività rimane comunque centrale, anche in vista del futuro probabile aumento della competizione.

Come abbiamo detto in precedenza, nel mercato a maggior tutela la tariffa rimane fissata dall'AEEG e l'esercente può fare margine solo sulla componente a remunerazione dell'attività di vendita (l'approvvigionamento dell'energia è affidato all'AU). In questo caso, l'ottimizzazione dei costi di gestione è l'unica strada perseguibile per aumentare la redditività.

I venditori sul mercato libero possono invece agire anche su altri parametri. Da una parte, possono ottimizzare il margine sulla componente energia:

- *lato costi*, tramite l'ottimizzazione delle strategie di sourcing;
- *lato ricavi*, tramite la creazione di offerte a valore aggiunto (energia verde, offerte a prezzo garantito, programmi fedeltà).

Dall'altra, possono diminuire il Cost to Serve tramite:

- la creazione di offerte *dual fuel*;
- l'incentivazione all'utilizzo di canali a basso costo;
- l'ottimizzazione dei processi interni attraverso *tecniche Lean*.

Dall'analisi effettuata si comprende come in un mercato di clienti basso-consumanti come quello residenziale, con margini annui inferiori ai 20€/cliente, il Cost to Serve assume una rilevanza strategica per ogni azienda di vendita.



Come agire per la crescita del margine cliente

8.3 Il Cost to Serve e le sue componenti

Come illustrato nel paragrafo precedente, la bassa redditività “strutturale” dei segmenti di recente liberalizzazione e l’aumento della pressione competitiva dei prezzi di vendita sugli altri segmenti ha reso rilevante il tema del Cost to Serve.

Costi di gestione del contatto	Costi di gestione amministrativa	Costi operativi di infrastruttura
Contatti telefonici inbound ‘no sales’ (es: Fatturazione, Pagamenti, Reclami, Volture)	Costi operativi di billing non relativi all’infrastruttura ICT (es: application mgmt, SLA reporting)	Controllo, reporting, integrity management (es: applicazioni, costi generali ICT)
Comunicazioni inbound documentali (es: lettere, fax, corrispondenza)	Costi per gestione modalità di pagamento (es: RID bancari, assegni, carte di credito, prepagate per l’energia)	Rottamazioni, hosting, manutenzione, licenze, consulenza
Risposte ai contatti inbound dei clienti (es: chiamate, lettere, fax)	Costi per la gestione solleciti pagamenti (es: 1° e 2° reminder, sms, email)	
Stampa, gestione del processo di stampa, costi di spedizione	Amministrazione del cliente e del contratto (es: pricing, tariffe, lettere)	
Costi personale processi post sales/ service personale interno e outsourcing (es: Voltura, Modifiche contrattuali, gestione informazioni, allacci, etc...)		
Inefficienze di processo (lavorazioni multiple, contatti ripetuti, rilavorazioni scarti)		

Le componenti del CTS

Come si evince dalla tabella precedente, le principali componenti del Cost to Serve si possono suddividere in:

- **Costi di gestione del contatto** (non finalizzato alla vendita):
 - Inbound telefonico e Inbound documentale;
 - Outbound customer response – indotto da richiesta inbound;
 - Print & Mail – stampa, gestione del processo di stampa, costo associato all’invio delle mail;

- **Costi di gestione amministrativa del cliente:**

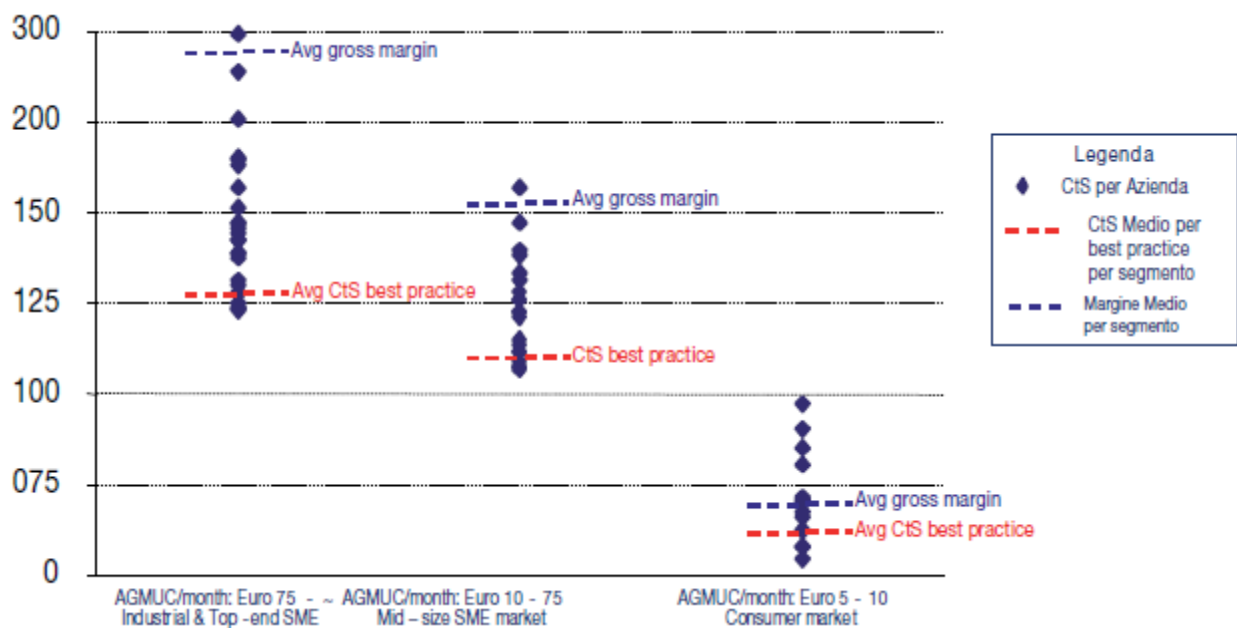
- Operazioni di fatturazione non correlate ai costi ICT;
- Processo di pagamento – gestione delle modalità;
- Collection & debt management – solleciti di pagamento attraverso mail, etc.;
- Amministrazione del cliente e del contratto – prezzi, tariffe, comunicazioni;

- **Costi operativi di infrastruttura:**

- Data quality - controllo, reporting, integrity management;
- Costi dei sistemi ICT - hosting, licenze, manutenzione.

In una struttura di mercato liberalizzato molte aziende entrano sul mercato affrontando un Cost to Serve per cliente che corrisponde nella maggior parte dei casi ad una perdita, come si evince dalla seguente analisi realizzata da Capgemini:

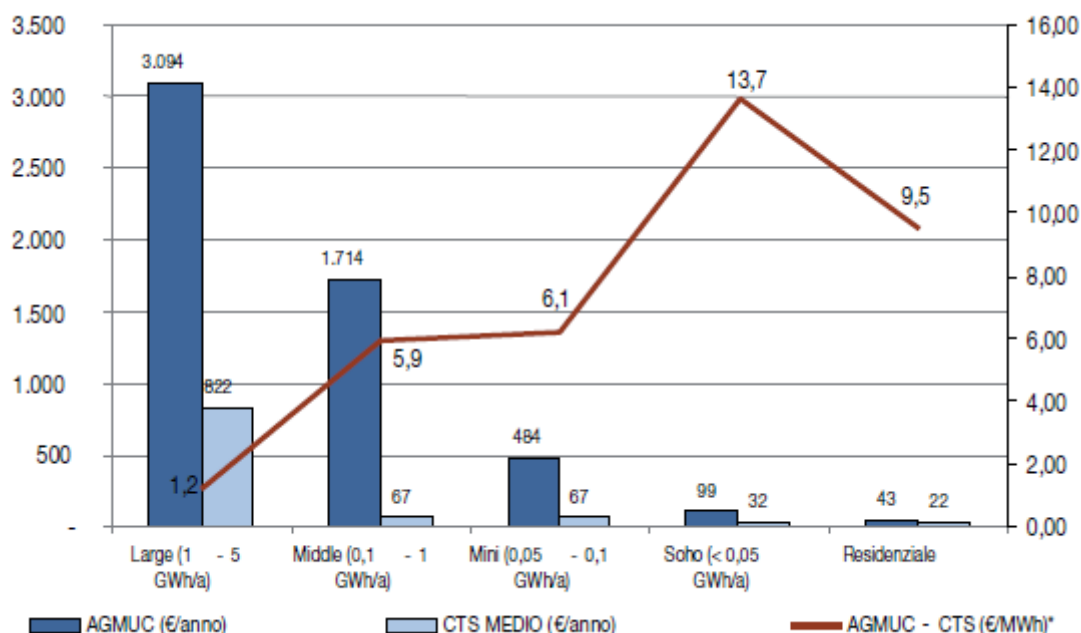
Retail CTS OPEX Cliente Energy, NL (anno)
 (AGMUC = Annual Gross Margin per Unit Customer)



Fonte: elaborazione benchmarking Capgemini

Il CTS sui segmenti di consumo

Il seguente grafico mostra invece il CTS medio per diversi segmenti consumatori. Esso viene presentato a solo scopo indicativo, in quanto il CTS effettivo, soprattutto per il cliente residenziale, risulta di complessa misurazione:



* Considerando il consumo annuo medio per categoria

Fonte: Analisi Caggemini su dati 2007

AGMUC - Annual Gross Margin per Unit Customer, Italia

8.4 Un esempio di riduzione del Cost to Serve: la metodologia Lean

La metodologia Lean può apportare un notevole contributo all'abbattimento del CTS attraverso una continua ricerca di miglioramento delle prestazioni.

L'applicazione di cicli iterativi di *Problem Solving* consentono di identificare gli interventi più significativi che eliminano le inefficienze più evidenti; si consideri per esempio la gestione del contatto inbound telefonico e documentale le cui leve di riduzione del CTS sono:

- l'abbattimento dei volumi delle chiamate attraverso:
 - la semplificazione del layout delle bollette e delle informazioni in essa contenute;
 - l'adeguamento del canale Web con un insieme di informazioni e funzionalità che abilitino il cliente alle attività di self-care (esempio: presenza di informazioni

generali, informazioni sull'interpretazione della bolletta, dati per la visualizzazione dello stato dei consumi del cliente, presenza di modulistica per le principali richieste scritte verso l'azienda, funzionalità per l'aggiornamento automatico dell'anagrafica, funzionalità per l'esecuzione dei pagamenti, etc.);

- l'aumento dell'efficienza nella gestione del contatto (erogazione del servizio richiesto nel minore tempo possibile) attraverso:
 - il riconoscimento del cliente;
 - l'interfaccia con il CRM per accedere facilmente alle funzionalità che soddisfano le richieste più frequenti del cliente.

Entrambe, la riduzione dei volumi dei contatti e l'aumento dell'efficienza dei processi, inducono ad una migliore qualità del servizio erogato al cliente.

Secondo alcuni studi effettuati in letteratura sul team Lean⁷⁹, l'80% dei contatti telefonici inbound è generato da:

- ✓ Richiesta di informazioni sulle fatture (~45% dei contatti);
- ✓ Subentri e Volture (~12% dei contatti);
- ✓ Richiesta di aggiornamento dati anagrafici e comunicazione autoletture (~11% dei contatti);
- ✓ Richiesta di informazioni generiche (~10% dei contatti).

Inoltre, la riduzione del volume dei contatti inbound per le tipologie di richiesta indicati, compreso fra il 10% e il 30% (con un impatto complessivo del 20% sull'intero volume di chiamate), è raggiungibile attraverso l'istituzione di canali a basso costo (web e IVR) a supporto dei servizi di self-customer care.

In particolare, i processi su cui intervenire riguardano:

- ✓ l'inserimento delle informazioni rilevanti per il cliente di tipo generale;
- ✓ l'inserimento di informazioni puntuali sulle fatture del cliente;
- ✓ l'inserimento di funzionalità che consentano all'utente di modificare i propri dati anagrafici o inserire le proprie autoletture;
- ✓ l'inserimento della modulistica per il subentro e la voltura con le relative istruzioni di compilazione;
- ✓ la possibilità di comunicare il valore dell'autolettura (IVR);
- ✓ l'inserimento di maggiori informazioni reperibili da parte del cliente (IVR).

⁷⁹ Si rimanda per approfondimenti agli studi effettuati dal CUOA Lean Enterprise Center, alla pubblicazione *BENCHMARKING SERVIZIO CONTACT CENTER PUBLIC UTILITIES* di Gianluca Loparco, al report *“European Utilities Residential Cost-to-serve Metrics”* di DataMonitor e alla pubblicazione *“STRATEGIE DI CRM E TREND DEL CUSTOMER CARE IN ITALIA”* del Customer Management Forum.

L'aumento dell'efficienza del canale telefonico e documentale, compresa fra l'8% e il 25% (con impatto complessivo del 13%), si può ottenere invece attraverso:

- ✓ l'adeguamento delle maschere del sistema a supporto del contatto (es. adeguamento delle funzionalità velocemente accessibili in base alla frequenza di utilizzo della funzionalità stessa);
- ✓ la riduzione dei tempi di inserimento dei codici di riconoscimento del cliente (es. messaggi in IVR che illustrino i codici necessari, eliminazione richiesta di codici identificativi se non propedeutici all'erogazione di servizi personalizzati sul cliente).

In questa direzione, con la supervisione del team Engineering, ho analizzato un call center di un'azienda multiutility presente anche nel mercato di vendita dell'Energia.

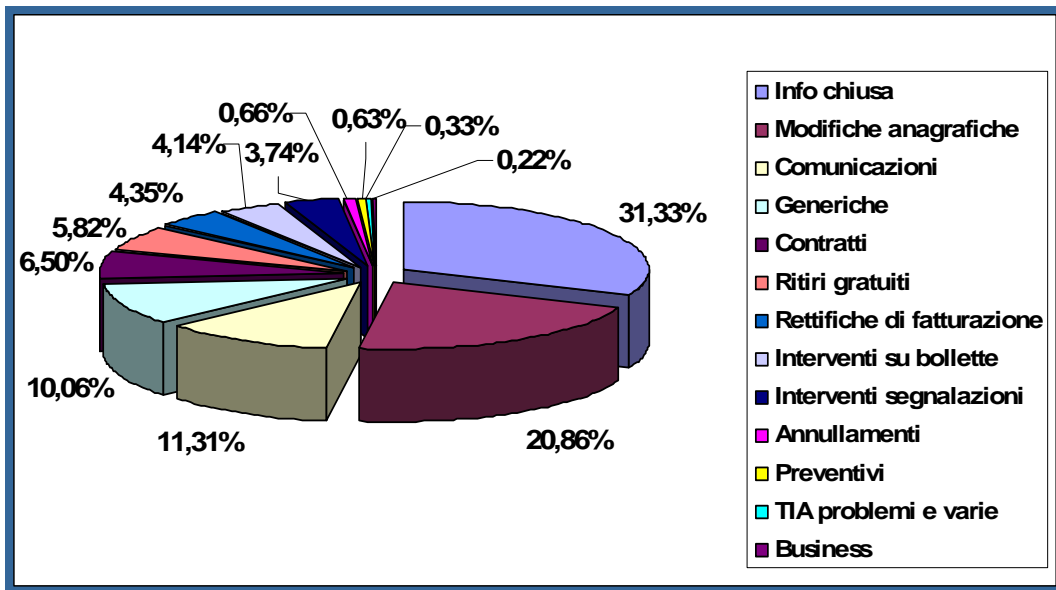
I servizi di contatto con la clientela, gestiti tramite call center telefonici, sono diventati il mezzo principale attraverso il quale gli utenti dei servizi pubblici possono comunicare con le imprese erogatrici per ottenere informazioni, richiedere attivazioni e interventi tecnici, stipulare e modificare contratti, realizzare transazioni e pagamenti.

I livelli di efficienza ed efficacia dei call center di contatto commerciale delle imprese che operano nel mercato dei settori energetici, si configurano, quindi, come un nodo fondamentale della relazione con i clienti e rappresentano una componente di grande importanza della qualità complessiva di tali servizi e delle attività di questi operatori.

L'analisi ha mostrato come i valori percentuali non si discostano molto da quelli presentati precedentemente in questa sede, nè da quelli pubblicati dall'Autorità⁸⁰. Infatti, sulla base delle sollecitazioni ricevute dalle associazioni dei consumatori per verificare i livelli di servizio forniti dai call center delle imprese di vendita di energia elettrica e di gas, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha avviato qualche anno fa un'attività di monitoraggio sulla qualità erogata e percepita dei call center commerciali delle imprese di vendita di energia elettrica e gas. L'indagine ha riguardato la percezione della qualità dei servizi telefonici resi dai call center commerciali e la soddisfazione dei clienti di energia elettrica e gas che hanno utilizzato effettivamente e recentemente i servizi di call center.

Si presentano di seguito i risultati a cui sono giunto in seguito all'analisi e all'estrazione dei dati dal database del CRM di Engineering.

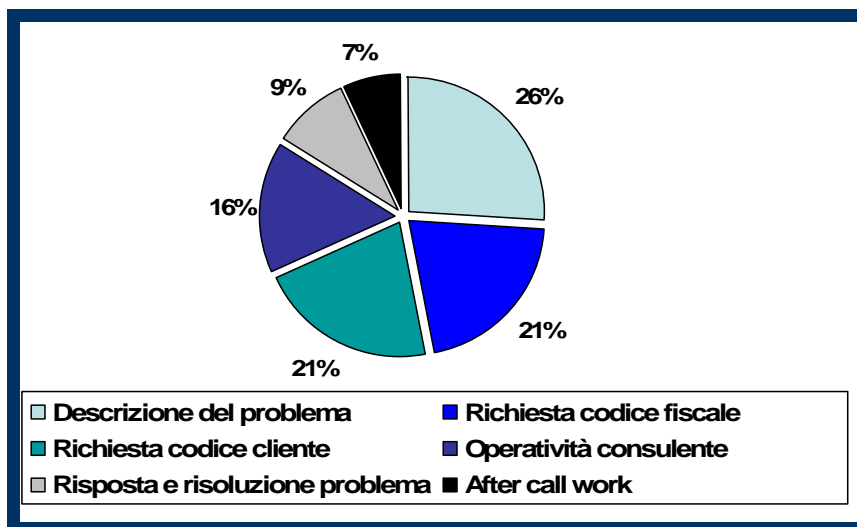
⁸⁰ AEEG (2007), *Sintesi dei risultati dell'indagine pilota dell'autorità per l'energia elettrica e il gas sui call center commerciali delle principali imprese di vendita di elettricità e di gas.*



* Dati in percentuale e relativi a due o più chiamate successive effettuate dallo stesso cliente.

Fonte: elaborazioni personali

Motivo principale delle chiamate al call center

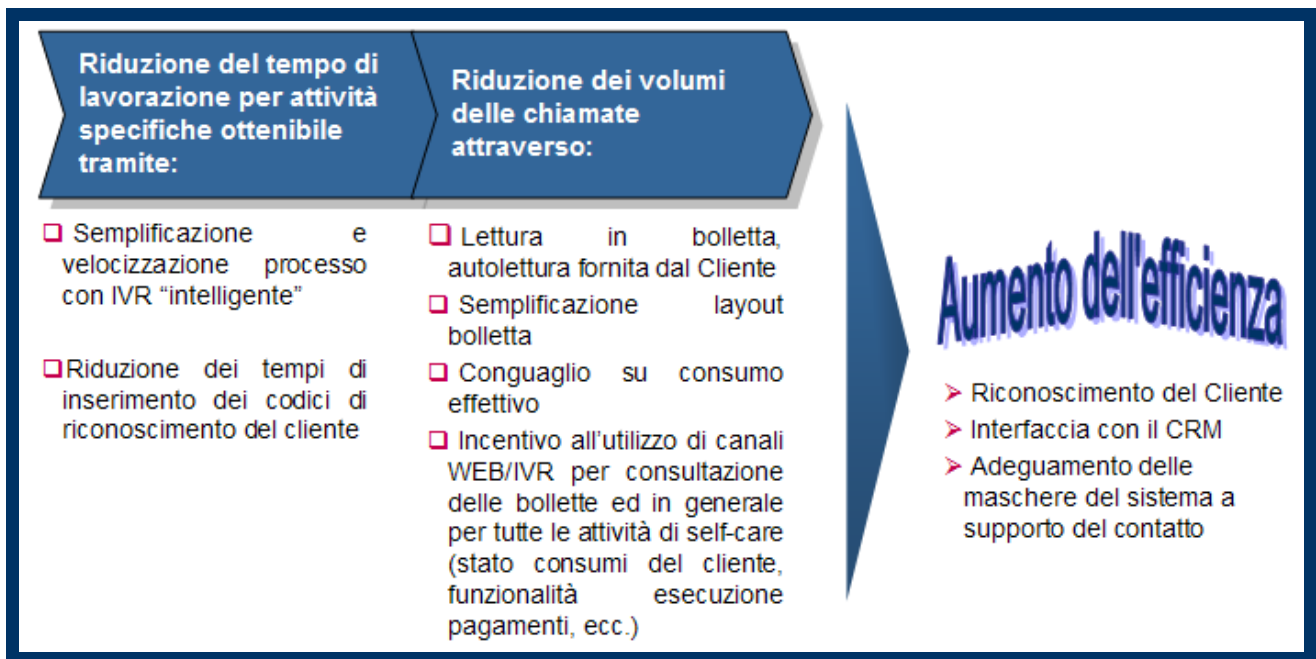


Fonte: elaborazioni personali

Tempo di lavorazione della chiamata (6-7 minuti) per tipologia di attività svolta

(Valori in percentuale)

Analizzando queste percentuali, si è pensato potenzialmente di applicare l'approccio Lean al caso in modo da poter sviluppare alcuni interventi di miglioramento, come si può notare dallo schema di pagina seguente.



Fonte: elaborazioni personali

Esempio di applicazione di tecniche Lean per la riduzione del CTS

La soluzione più efficiente al problema va ricercata nel raggiungimento di quella che abbiamo definito **One Call Solution**, ovvero fare rispondere lo stesso operatore, che deve divenire un vero e proprio "operatore personale", alle chiamate originate dallo stesso cliente, ottimizzando la potenzialità offerta dal sistema IVR attraverso l'integrazione con i sistemi CRM delle aziende del mercato dell'Energia.

I principi fondamentali della nostra analisi possono essere così individuati:

- ✓ Chiusura della problematica del cliente al primo contatto;
- ✓ Informazioni condivise in tempo reale da tutti gli operatori;
- ✓ Rendere più efficienti i processi, riducendo ulteriormente le attività *inbound* con operatore e quelle di gestione delle pratiche nel *back office*;
- ✓ Ottenere l'eccellenza nel controllo del sistema.

Le criticità che la nostra analisi ha invece evidenziato sono così riassumibili:

- Ridondanza nella richiesta delle stesse informazioni;
- Cliente che si sente inascoltato e quindi insoddisfatto;
- Rischio che gli operatori possano dare informazioni non coerenti.

Attraverso l'applicazione dell'approccio Lean, il sistema di IVR/CTI può essere integrato con il CRM dell'azienda di vendita in modo da rendere efficiente la chiamata ed efficace il contatto.

Il processo della soluzione può essere schematizzato come segue:



I vantaggi ottenibili dalla realizzazione di questo processo possono essere i seguenti, in aggiunta a quelli già citati in precedenza:

- il sistema seleziona il miglior operatore per la risposta cercando quello che ha già avuto modo di parlare con il cliente, possibilmente l'ultima volta;
- l'operatore diventa un "consulente personale" che ha ben note le esigenze del cliente;
- utilizzare lo stesso operatore aumenta l'efficienza dello stesso, inoltre si riduce il rischio di incoerenza fra le risposte di una chiamata e la successiva;
- l'operatore attraverso la "mappa iniziale" (ovvero la pagina personale del cliente, il suo profilo) ha totalmente sotto controllo la situazione del cliente e può dare informazioni puntuali "online".

La riduzione del CTS è dunque una via per l'aumento dell'efficienza nella gestione del cliente. Ma come può essere implementata? In quale strategia di business potrebbe essere inserita per poter diventare effettivamente efficace? A queste domande si cercherà di fornire una risposta nel prossimo capitolo.

LA SFIDA DELL'EFFICIENZA E DELLA QUALITÀ PER IL CLIENTE

9.1 Il cambiamento di mentalità necessario

Come abbiamo visto, il mutamento in atto nel settore delle public utilities locali si sostanzia nel passaggio da assetti sostanzialmente monopolistici a forme maggiormente concorrenziali, cosicché la sopravvivenza dell'impresa troverà sempre più ragione nella capacità di fornire beni e servizi a condizioni migliori rispetto ai concorrenti, nella duplice dimensione del contenimento dei costi e della qualità delle prestazioni. Bacini d'utenza "storicamente" attribuiti alle municipalizzate sulla base di concessioni dirette diventano quindi oggetto dello scontro concorrenziale fra imprese, nazionali ed estere, interessate al ricco mercato delle public utilities. D'altra parte, è mutato anche l'atteggiamento complessivo dei consumatori, che sono divenuti più istruiti e competenti, e quindi maggiormente in grado di discriminare tra offerta ed offerta.

In questo quadro, i clienti sono sempre meno "naturalmente fedeli": le ragioni sono molteplici e possono essere fatte risalire sia all'opportunità di continuo confronto con le *performance* garantite da altri settori di servizi, specie privati, sia alla maggior consuetudine della clientela con la sostituzione dei fornitori.

A conferma di questa tendenza, l'analisi che seguirà nel paragrafo successivo mostrerà la rappresentazione delle scelte di sostituzione del fornitore (il cosiddetto **switch**) da parte dei clienti europei in diversi mercati a vario grado di liberalizzazione, in relazione sia al servizio di fornitura del gas che dell'energia elettrica, i due mercati "tradizionali", nei quali il processo di apertura è decisamente avanzato negli ultimi anni.

Si tratta di una tendenza estremamente chiara, che vede tra i principali protagonisti le attività produttive industriali (anche in ragione dei volumi di consumo), ma che coinvolge significativamente sia le utenze commerciali che quelle domestiche, soprattutto là dove il passare del tempo e l'elevato grado di apertura dei mercati hanno consentito la sedimentazione di una nuova mentalità di consumo nei clienti.⁸¹

D'altra parte, la stragrande maggioranza delle imprese locali di pubblici servizi ha come punto di partenza – nella competizione che si apre con il processo di liberalizzazione dei

⁸¹ Antonio D'Amato (2005), "La creazione di valore nelle public utility: problematiche valutative" - G. Giappichelli editore.

mercati – il monopolio nel suo territorio: quindi, in prospettiva, può solo perdere clienti, dato che comunque detiene già il 100% del proprio mercato locale. Di qui l'importanza di attrezzarsi per “contenere le perdite” nel bacino di attività tradizionale, sostituendo ai criteri monopolistici di “controllo” del mercato strumenti manageriali compatibili con la liberalizzazione: segmentazione della clientela, qualità e *customer satisfaction*, in vista di una fidelizzazione dei clienti che divengono un vero e proprio *asset* per l'impresa. Strumenti che sono anche una condizione di partenza per poter procedere nella conquista di nuovi mercati e nell'ampliamento delle dimensioni aziendali complessive. Né può essere sottovalutata, in proposito, l'opportunità di continuo confronto delle *performance* garantite da altri settori di servizi, specie privati, che sempre più utilizzano la leva della *customer satisfaction* a fini competitivi.

Tutto ciò indubbiamente richiede un autentico “cambio di marcia” all'interno di imprese abituate ad una certa “autoreferenzialità”, non avvezze a preoccuparsi più di tanto delle aspettative e delle percezioni dei clienti, e di conseguenza ad operare con quegli strumenti che consentono di intercettare tempestivamente il divenire delle valutazioni della domanda.⁸²

In questo quadro, il rapporto che si è venuto ad instaurare tra l'azienda erogatrice ed il cliente ha relegato quest'ultimo in una funzione totalmente passiva, di soggetto beneficiario dell'attività fornita da altri, in una logica (nel migliore dei casi) di tipo paternalistico o (nel peggiore) di tipo burocratico.

In sostanza, come si è già avuto modo di ricordare, l'orientamento prevalente nelle imprese in esame si è caratterizzato come un orientamento “alla produzione”, in cui le esigenze del cliente sono state troppo spesso sacrificate alle priorità di semplificazione dei processi gestionali. La validità di questo orientamento viene, evidentemente, messa in crisi dall'evoluzione del contesto ambientale e dei singoli mercati finora tratteggiata. La necessità per l'impresa di essere competitiva, ovvero di proporre un'offerta che venga preferita rispetto a quella dei concorrenti, impone quanto meno di rompere l'autoreferenzialità del sistema facendovi “entrare il cliente”, finora estraneo o comunque esterno, favorendo l'aumento del suo livello di coinvolgimento, nella consapevolezza che l'attività svolta direttamente dal cliente contribuisce in misura fondamentale a determinare il livello di qualità del servizio stesso. Emerge quindi con forza l'importanza rivestita dal processo di comunicazione dell'azienda, rivolto ad agevolare l'informazione, la consapevolezza, la partecipazione dell'utente.

⁸² Antonio D'Amato (2005), “La creazione di valore nelle public utility: problematiche valutative” - G. Giappichelli editore.

Il cliente, cioè, non è più visto solo come passivo beneficiario di un servizio o come soggetto debole da tutelare. In alcuni sistemi di erogazione di servizi pubblici si inizia a far entrare il cliente nel processo produttivo, chiedendogli ad esempio di svolgere alcune funzioni (la lettura dei contatori o autolettura) tradizionalmente riservate agli addetti ai lavori, o di specificare esattamente i suoi bisogni (la scelta di un piano tariffario) o di contribuire agli sforzi per la sicurezza globale del servizio (la manutenzione degli impianti del gas a valle del contatore).

Tuttavia, questi sforzi embrionali dimostrano, caso mai, quanto lungo sia il percorso sulla via di una centralità del cliente che ha nella partecipazione un momento qualificante, ma che prevede anzitutto l'allestimento di un sistema in grado di cogliere il divenire delle esigenze del cliente e di guidare l'organizzazione verso i principi della *customer satisfaction* e della fidelizzazione.

Questo non significa che l'impresa debba passare, dopo decenni di "dominio" più o meno incontrastato sui clienti (chiamati significativamente utenti) ad adattarsi passivamente ad ogni istanza da questi proveniente. Ciò non sarebbe praticabile e nemmeno auspicabile: più utile per l'impresa parrebbe il puntare a conoscere, gestire ed orientare le aspettative della clientela, evitando che la presenza di asimmetrie informative finisca per impedire un reale processo di crescita e qualificazione della domanda. Successivamente si tratterebbe di organizzare il sistema di offerta in modo coerente con le esigenze espresse del cliente, nella consapevolezza che occorre iniziare a ragionare per processi enfatizzando l'interdipendenza delle funzioni, superando le tradizionali logiche di separazione e di specializzazione delle funzioni tipiche delle strutture burocratiche.⁸³

Ed è nella necessità di superare una mentalità consolidata che si vede il maggior ostacolo a tale processo di cambiamento nella direzione della centralità del cliente.

9.2 L'assetto dell'attuale mercato libero Mass Market

Fatta questa premessa concettuale, andiamo ora a presentare un modello di business volto alla riduzione del CTS, presentato nel capitolo precedente, e pertanto all'incremento dell'efficienza nella gestione del Cliente.

Il modello di business parte, oltre che dalle considerazioni effettuate nel paragrafo precedente, da una "tendenza" ad analizzare il mercato libero (cosiddetto *mass market*)

⁸³ Daniele Cerrato (2004), "I percorsi di sviluppo delle public utilities: risposte strategiche alla liberalizzazione nel settore dell'energia" – CEDAM editore.

che si è diffusa negli ultimi anni e che ha visto come protagonisti numerosi attori, tra i quali anche l’Autorità, analisi volte a quantificare gli impatti della liberalizzazione sul mercato.

Cercheremo a questo punto di riassumere i principali risultati di queste analisi “ufficiali” e andremo a presentare il nostro modello di business a conclusione del lavoro.

Recentemente si è svolto a Bologna il convegno “*Liberalizzazione del mercato elettrico italiano e comportamento del consumatore*”, organizzato dal RIE in collaborazione con Acquirente Unico e con il supporto, per le indagini di mercato, della GMPR.

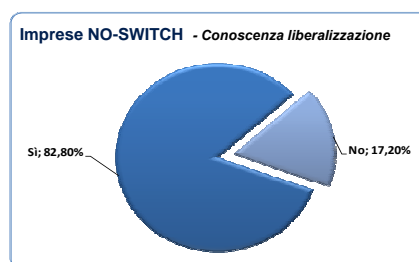
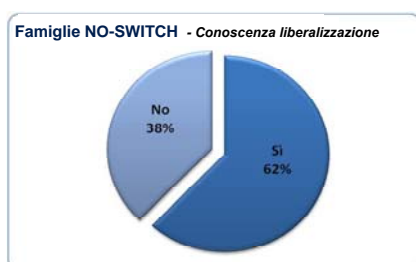
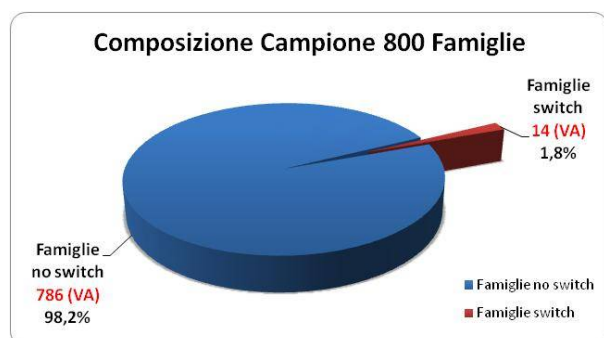
In base a questo studio effettuato dagli analisti del RIE, si desume come la liberalizzazione elettrica stenti a trasmettere i suoi benefici alle famiglie: nei primi cinque mesi di liberalizzazione elettrica “vera”, solo l’1,8% dei clienti domestici ha deciso di cambiare fornitore; questo, con scarsi incentivi all’operazione se è vero che una grande percentuale di consumatori domestici non ha ancora percezione di questa possibilità.

L’indagine che ora presentiamo è dedicata alla liberalizzazione del mercato dell’energia, ed in particolare sul livello di conoscenza e di gradimento delle nuove offerte commerciali da parte del mercato domestico.

La ricerca si è concentrata su un campione di 800 famiglie e 600 aziende italiane.

Il campione è stato così composto:

- famiglie individuate sulla base della ripartizione geografica (proporzionale alle aree Istat);
- imprese con fatturato inferiore ai 10 milioni di euro e meno di 50 dipendenti.



Composizione dei due campioni e conoscenza della liberalizzazione

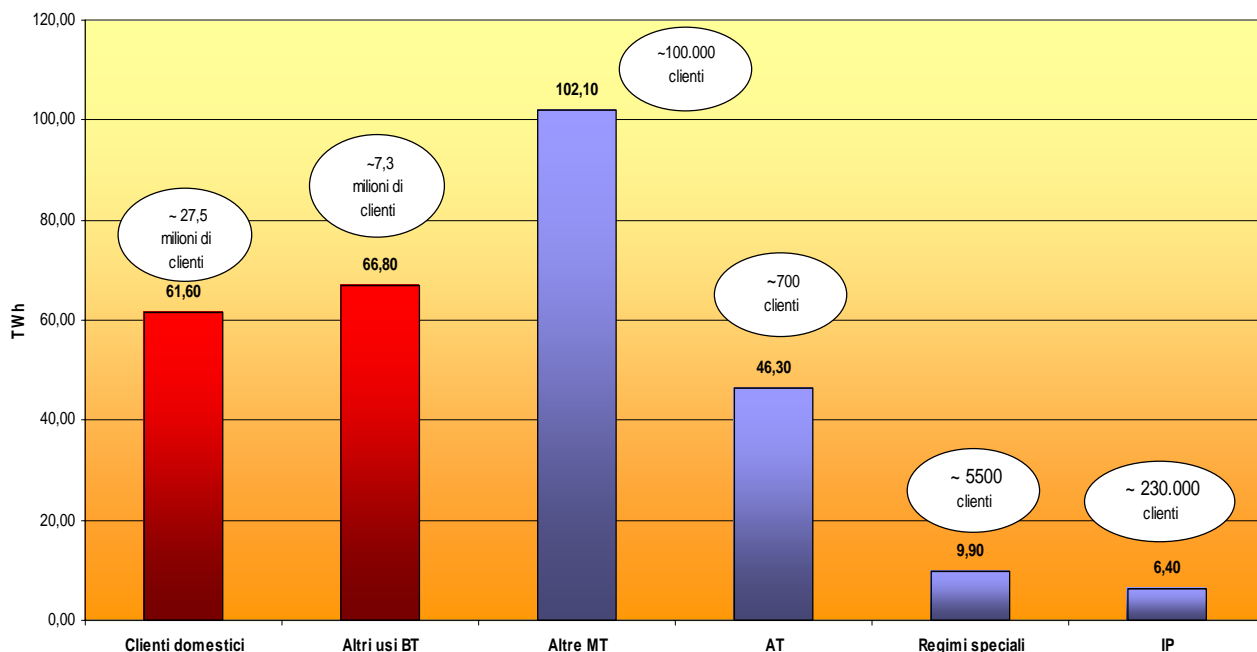
(Valori in percentuale)

Il punto di partenza è stato quello di indagare le motivazioni che inducono il tasso del cosiddetto **switch**, ovvero del cambio di fornitore da parte del cliente finale.

In particolare si può sostenere che:

- lo switch costituisce l'elemento che misura il grado di concorrenza;
- lo switch ha le seguenti finalità:
 - per i clienti, la possibilità di realizzare risparmi economici e miglioramenti della qualità del servizio;
 - per i fornitori, di sviluppare efficienza e servizi innovativi.

Il “perimetro dell'indagine” è costituito dalla dimensione del mercato elettrico, che può essere declinata come segue:



Fonte: RIE

I numeri del mercato elettrico

- Consumo di 293,1 TWh, al netto di perdite e autoproduzione/autoconsumo
- Circa 35 milioni di clienti divisi in categorie di utilizzo

L'indagine è stata svolta all'interno dei clienti rientranti nelle prime due categorie che rappresentano il 99% dei clienti (34,7 milioni) e il 44% dei consumi (128,1 TWh).

All'interno delle categorie indagate la quota di mercato contendibile ha due aspetti da tenere in considerazione ed estranei al livello di consumo di elettricità:

- per i domestici: la quota di clienti vulnerabili o cosiddetti in fascia sociale per motivi finanziari e/o di salute;
- per gli altri usi BT: individuare la fascia delle piccole aziende con meno di 50 dipendenti e fatturato annuo non superiore a 10 milioni di euro.

Per quanto riguarda la fascia sociale:

- prima della riforma del luglio 2007 vi erano: 17,6 milioni di clienti in fascia sociale totale o parziale (individuata in base al consumo) pari a 35 TWh che rappresentavano il 57% del mercato domestico;
- dopo il 1° luglio 2007 i sussidi incrociati presenti nell’approvvigionamento e la vendita sono stati trasferiti nelle tariffe di distribuzione e dovrebbero gradualmente ridursi;
- con il nuovo regime dei prezzi la fascia sociale (legata al reddito e alle condizioni di salute), con tariffe elettriche agevolate in corso di applicazione, si ridurrà secondo prime stime dell’AEEG a circa 5,2 milioni di clienti domestici per un consumo complessivo stimabile in circa 12 TWh.

Per gli altri usi BT: la quota relativa alle aziende fuori dai parametri individuati si può stimare, in prima analisi, in 32 milioni di kWh consumati ad inizio 2008.

Il mercato contendibile, tenendo conto di quanto detto precedentemente, è definibile in circa 85 TWh e comprende 22 milioni di famiglie (50 TWh) e 5 milioni di altre utenze (35 TWh). Ovvero il 77% dei clienti ed il 30% dei consumi.

Dal 1° luglio al 30 novembre 2007 hanno cambiato fornitore:

- circa il 2,2% delle famiglie pari a 482.000, circa 3.150 famiglie al giorno; a questo ritmo occorrerebbero circa 19 anni per il passaggio completo della categoria contendibile in maggior tutela al mercato libero;
- circa il 2% delle piccole aziende pari a 80.000; occorrerebbero circa 21 anni per il passaggio completo della categoria al mercato libero.⁸⁴

Tra le **imprese switch**, più si alza il livello del consumo di elettricità più il fattore determinante diventa il prezzo (oltre a tutti gli altri aspetti qualitativi) e si nota un maggiore orientamento alle scelte che possono incidere su una sua riduzione:

- l’86% vs 42,8% giudica le offerte abbastanza positivamente ma spera di poter risparmiare di più in futuro;
- circa il 71% ha cambiato per insoddisfazione del fornitore precedente, in particolare il 71,4% per i costi elevati;

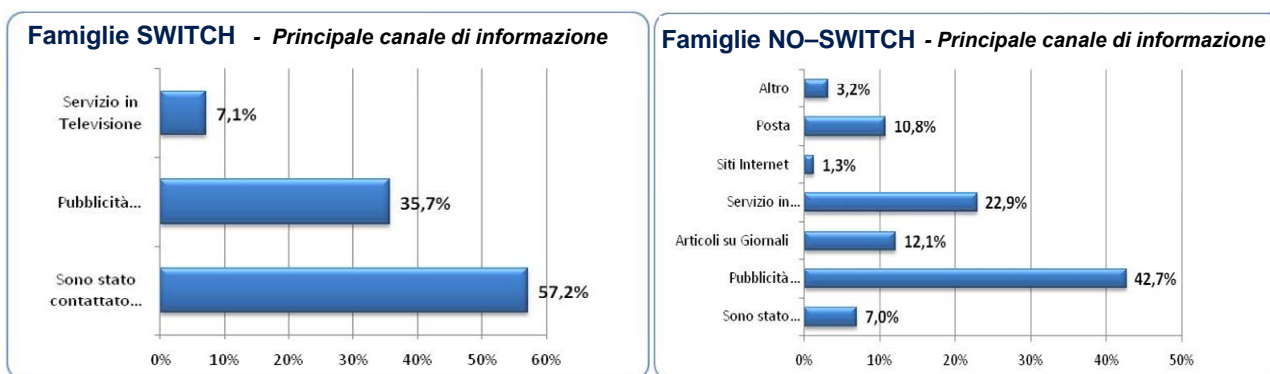
⁸⁴ RIE, 2008, “Il mercato dell’energia in Italia post-liberalizzazione”.

- la semplificazione del fornitore unico per più servizi non è vista al momento come un alto valore aggiunto (il 43% vi da poca importanza);
- non hanno intenzione di pagare di più per ottenere energia da fonti rinnovabili (71% vs 53,4%);
- tutte hanno cambiato fornitore perché contattate direttamente da altri operatori (100%); l'86% vs 56,8% ha poi sottoscritto un'offerta a prezzo fisso.

Tra le **imprese no switch**, più si alza il livello del consumo di elettricità più la propensione a cambiare fornitore, rimane pressoché invariata (14% vs 13%) anche se aumenta la resistenza allo switch rispetto ad una soglia di risparmio annuo del 5%:

- il 59,3% vs 38,1% chiede un risparmio annuo tra il 5% ed il 15% per cambiare fornitore (il 22,2% vs 33,2% tra il 15% ed il 30%);
- il 40,9% vs 30,8% giudica le nuove offerte negativamente (non gli sembra ci sia un risparmio rilevante) mentre il 31,8% vs 38,1% crede che nel tempo sarà possibile risparmiare di più;
- il 41,7% vs 21,9% conosce bene le offerte commerciali (infatti il 40,9% è stato contattato direttamente da venditori) e comunque non ha cambiato fornitore. Il 58,3% ne ha solo sentito parlare tramite pubblicità indiretta o non le conosce affatto;
- vi è una maggiore propensione per tipologie di offerte basate su prezzi variabili anche se la maggioranza ancora preferisce il prezzo fisso (51,9% vs 75%).

Per quanto riguarda **le famiglie**, esse sono state contattate attraverso i seguenti canali informativi:

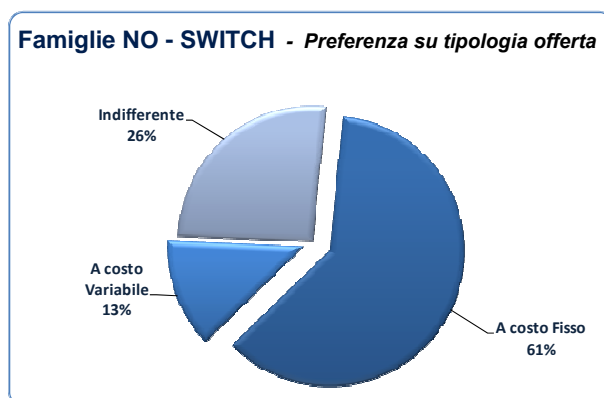
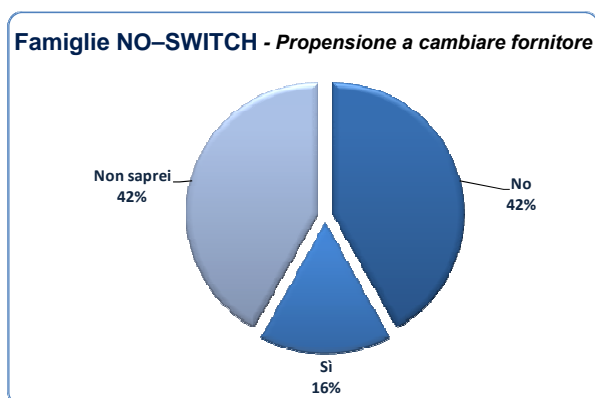


I principali canali di informazione

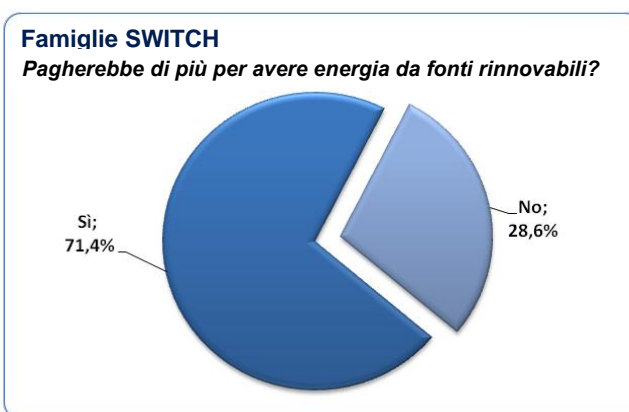
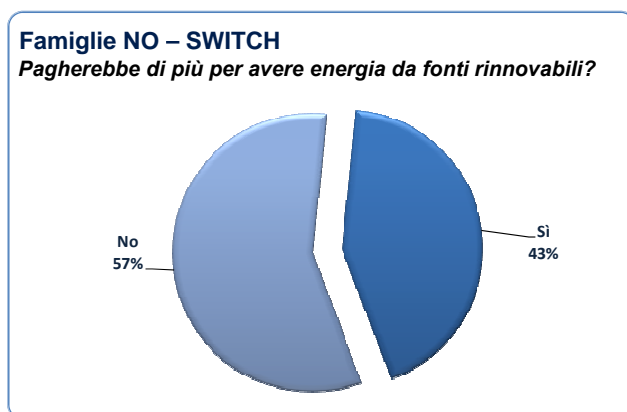
Il numero esiguo di famiglie indagate rende meno precisa l'analisi condotta rispetto alle altre categorie. Dati più puntuali potranno essere ottenuti in futuro con il probabile aumento delle percentuali di switching.

All'aumentare del livello di consumo di elettricità, il fattore più determinante diventa il prezzo (oltre a tutti gli altri aspetti qualitativi) e si nota un maggiore orientamento alle scelte che possono incidere su una sua riduzione.⁸⁵

Nel segmento famiglie no-switch, si preferisce nettamente un contratto a prezzo fisso rispetto ad un'offerta a tasso variabile e vi è un'elevata propensione ad un cambio di fornitura:



Inoltre, sempre per il campione no-switch non si ha intenzione di pagare di più per ottenere energia da fonti rinnovabili:



Si parteciperebbe infine con entusiasmo ad un consorzio di acquisto (circa il 66,6%).

Per l'utente domestico il risparmio, nel caso di offerte a prezzo variabile, si aggira al massimo sul 4,2% della quota energia (escluse le spese di trasporto e le imposte), traducibile in un risparmio di 10 €/anno per una famiglia media (consumo di 2700 kWh/anno), con un'incidenza dello sconto sul prezzo complessivo (comprese le imposte) del 2,2%.

⁸⁵ RIE, 2008, "Il mercato dell'energia in Italia post-liberalizzazione".

Nel caso di prezzo fisso per uno o due anni, l'aumento, rispetto ai prezzi di riferimento dell'AEEG del periodo 2007, andava dal 4% al 7,5%. Con gli aumenti del I trimestre 2008 il differenziale si è ridotto tra l'1% di aumento ed il 5% di sconto. Ma occorrerà confrontare il valore con il prezzo di riferimento medio degli anni di validità dell'offerta.

Il prezzo fisso riguarda anche la maggioranza delle offerte biorarie.

A questo si aggiungono spesso altri servizi, quali:

- Sconti nella grande distribuzione, su acquisti beni commerciali e altre *commodities*, buoni di accumulo punti per omaggi, ecc.;
- Bolletta unica elettricità e gas;
- Certificazione da fonti rinnovabili.

Per le piccole imprese invece:

- Prezzo bloccato per uno o due anni con prezzi generalmente in aumento rispetto ai prezzi di riferimento (es. al 1° gennaio 3% di aumento per utenze monorarie);
- Prezzo variabile con formule di indicizzazione (es. al 1° gennaio -1,8% sul prezzo energia di riferimento, circa 15 € per un consumo di 9000 kWh/a);
- Offerta di certificazione di energia rinnovabile da offrire come leva di marketing e comunicazione.

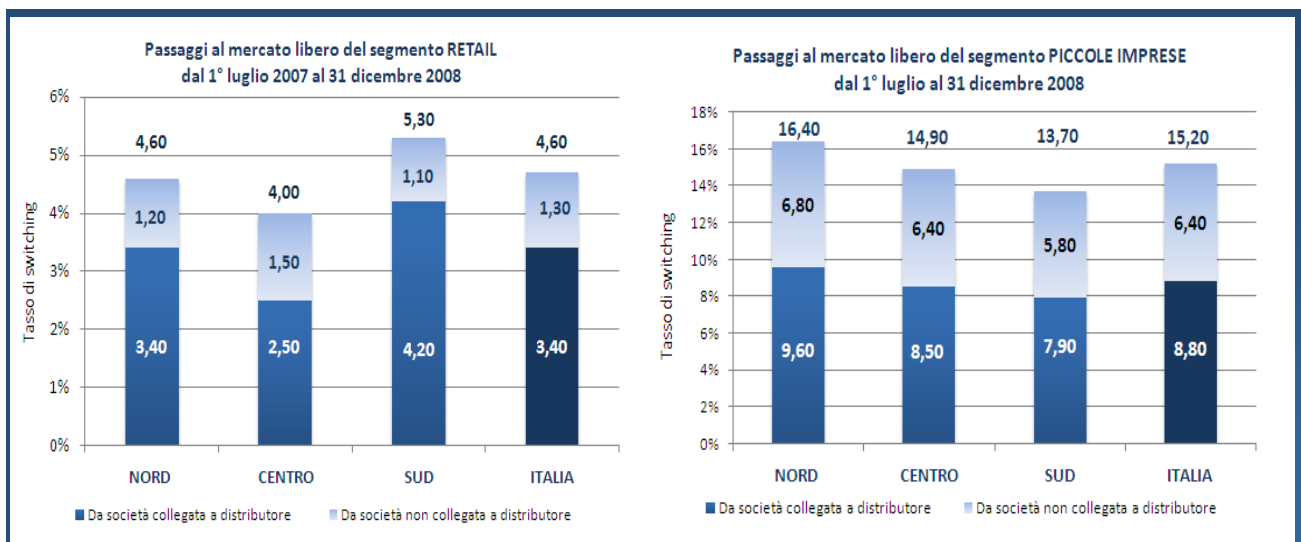
Solo pochissime aziende pubblicano tutte le condizioni economiche e le comparazioni di prezzo richieste dall'Autorità sui propri siti internet; la maggioranza chiede di venir contattata direttamente dal potenziale cliente.

Nella pagina seguente si riporta a titolo indicativo un benchmark dei tassi di switching del mercato energetico nei principali paesi europei, presentando la data della completa apertura del mercato, il tasso di switching annuo e quello cumulato e l'eventuale compresenza di prezzi regolati e prezzi liberi.

	ITALIA		FRANCIA		GERMANIA		SPAGNA		INGHILTERRA	
	EE	GAS	EE	GAS	EE	GAS	EE	GAS	EE	GAS
Data completa apertura del mercato	Luglio 2007	Gennaio 2003	Luglio 2008	Luglio 2007	1998	1998	2003	2003	1999	1998
Tasso di switching annuo (fornitore alternativo)	1,5% (media stimata 2007-2008)	1% (media stimata 2006-2008)	1% (2008)	2,9% (2008)	0,8% (media stimata 1998-2007)	1% (2007)	2% (2007)	5% (2007)	18% circa (media 2006-2007)	18% circa (media 2006-2007)
Tasso di switching cumulato (fornitore alternativo)	7% (dato Sole24 ore – 10/2009)	4,7% (dato Sole24 ore – 10/2009)	1,7% (fino a 09/2008)	2,9% (fino a 09/2008)	7,8% (fino al 2008)	< 3% (fino al 2007)	6,8% circa (fino al 2007)	40% circa (fino al 2007)	54% (2007)	54% negli ultimi 5 anni
Prezzi regolati / prezzi liberi	Coesiste nza	Coesiste nza	Coesiste nza	Coesiste nza	Prezzi liberi (da 07/2007)	Prezzi liberi	Coesis tenza	Prezzi regolati	Prezzi liberi	Prezzi liberi

Fonte: ERGEG, CRE, CNE, BNetzA, OFGEM, RIE – gennaio 2009

N.B. Le percentuali di switching si riferiscono al numero dei clienti



Fonte: Elaborazioni da dati AEEG

Dai dati si nota facilmente come, per l'energia elettrica in particolare, l'Italia sia, dopo la Francia, il paese con il tasso di switching cumulato più basso.

Riassumendo, in base ai risultati dell'indagine precedentemente presentata, il risparmio derivante dallo switching, quantificabile in soli 10 euro all'anno per una famiglia media, corrisponde al vantaggio ottenibile con il cambio di fornitore, o meglio con il passaggio dal servizio di maggior tutela al mercato libero. Il campione intervistato, composto da 800 famiglie e 600 aziende con fatturato inferiore ai 10 milioni di euro e meno di 50 dipendenti, evidenzia dunque che tra il 1° luglio e novembre 2007, solo l'1,8% delle famiglie ha cambiato fornitore, percentuale che sale al 19% per le imprese, che sin dal 2004 possono optare per il mercato libero. Tra i molti dati rilevati, significativa la percentuale di quanti non hanno cambiato fornitore a causa della "non conoscenza" della liberalizzazione, pari al 38% per le famiglie e al 17% per le imprese. Tra quanti sono consapevoli della liberalizzazione, c'è pure conoscenza delle offerte commerciali, appresa principalmente attraverso il canale della pubblicità (per quanti non hanno switchato) e dal contatto diretto (che rappresenta il 75,9% dei canali di informazione tra le imprese che hanno cambiato fornitore). Tuttavia ci sono molti clienti che non sembrano essere adeguatamente informati, elemento che insieme alla soddisfazione per l'attuale fornitore rappresenta un freno al cambiamento. Mentre per il 94% delle famiglie e l'85% delle imprese, il fattore prezzo rappresenta un elemento molto importante nella scelta del fornitore, tanto che solo il 6% cambierebbe per un risparmio del 5% sulla bolletta e sono molto elevate le attese di risparmio. Una percentuale molto elevata (che raggiunge il 71% tra le famiglie intervistate che hanno cambiato) si dichiara poi disponibile a pagare di più per avere energia da fonti rinnovabili. Interesse per il prezzo, dunque, ma non senza contraddizioni: tra quanti sono forniti dal mercato libero, un'impresa su tre non conosce la tipologia di offerta scelta, se a prezzo fisso o variabile. L'offerta a prezzo fisso sembra comunque più appetibile tra quanti sono ancora nel servizio di maggior tutela (61% delle famiglie e 75% delle imprese).

Anche l'AEEG ha dato il proprio contributo in questo senso. Recentemente infatti, l'Autorità ha avviato un'indagine demoscopica sulla qualità del servizio elettrico per i clienti domestici e non domestici, per la rilevazione delle aspettative e della conoscenza degli standard di qualità⁸⁶. La ricerca ha avuto come obiettivo principale quello di rilevare le aspettative e la soddisfazione delle famiglie e delle piccole imprese, cercando anche di capire il reale atteggiamento verso le tematiche della liberalizzazione.

Sette famiglie italiane su dieci sono a conoscenza della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica e il 7% di queste si dice pronto a cambiare venditore nei prossimi

⁸⁶ L'Indagine è inserita nella Relazione di analisi di impatto della regolazione del *Testo integrato della regolazione della qualità dei servizi di distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica nel periodo di regolazione 2008-2011*, ed è disponibile sul sito Internet dell'Autorità.

mesi. Circa la metà dei clienti domestici, inoltre, si dichiara “interessato” alle nuove offerte, ma quasi la stessa percentuale manifesta alcune preoccupazioni nei confronti del passaggio a un nuovo fornitore.

Dai risultati dell'indagine emerge il ritratto di un cliente in generale interessato alle opportunità offerte dal mercato aperto alla concorrenza, soddisfatto della qualità tecnica del proprio servizio (anche se certamente non dei prezzi), ma non a piena conoscenza dei propri diritti a tutela della continuità ed efficienza della fornitura.

Relativamente al mercato dell'energia elettrica, si evidenzia che il 72% delle famiglie è a conoscenza della completa liberalizzazione dal luglio 2007, mentre l'86% delle aziende è consapevole del fatto che il mercato per i clienti non domestici (imprese, utenti con partita IVA ecc.) sia liberalizzato già dal 2004. Gli utenti propensi a cambiare fornitore nei prossimi mesi, cioè coloro che dichiarano che certamente o probabilmente non continueranno a rivolgersi all'attuale fornitore, sono il 7% delle famiglie e l'8% delle aziende. Circa la metà dei clienti domestici, inoltre, si dichiara “curiosa” verso le offerte dei nuovi fornitori, ma quasi la stessa percentuale manifesta alcune preoccupazioni nei confronti del passaggio a un nuovo fornitore, temendo soprattutto che questo possa avere come conseguenza maggiori interruzioni, una bolletta più alta o comunque che il processo di switching sia troppo complicato (tra i non domestici questi timori riguardano poco più di un quarto dei clienti).

Se si concentra l'attenzione sul livello di conoscenza da parte dei consumatori del meccanismo di indennizzi automatici in caso di mancato rispetto degli standard di qualità commerciale (tempi massimi per attivazioni o disattivazioni, preventivi, esecuzione lavori ecc.), si osserva che solo il 19% ne è consapevole, nel caso sia delle famiglie sia delle aziende, mentre il 43% e il 40% dichiara di essersi accorto che una volta all'anno, insieme alla bolletta, vengono comunicate alcune informazioni sulla qualità del servizio.

Il 14% della clientela domestica e il 18% della clientela non domestica dichiara poi di aver contattato negli ultimi 12 mesi il fornitore di energia elettrica per informazioni o reclami: la modalità di contatto nettamente più utilizzata è il telefono, mentre appare ancora decisamente basso il numero di reclami effettuati via Internet.

9.3 L'idea: una community del mercato energy

Il panorama che deriva da queste analisi e dalle considerazioni effettuate nel capitolo precedente vede un mercato appetibile, fortemente concorrenziale ma complesso da gestire, dove il potenziale sconto è fortemente ridotto dagli oneri di sistema, caratterizzato dall'esistenza di grandi aspettative di risparmio ma che l'attuale offerta non è in grado di soddisfare pienamente.

In particolare, persiste nel mercato energy una forte resistenza al cambiamento dovuta ad un insufficiente appeal delle offerte proposte e alla difficoltà nell'attivare un contatto efficace con il Cliente.

Come conseguenza di queste considerazioni e grazie all'affiancamento ad un team esperto in Engineering, ho potuto lavorare in prima persona ad una originale idea di business volta all'efficienza nella gestione del Cliente finale, con l'obiettivo ultimo di ottenere benefici sia per il Cliente, attraverso l'incremento della redditività che si è cercato di quantificare nei capitoli precedenti, sia per le aziende di vendita, che possono così attrarre in un modo totalmente innovativo nuovi target, fidelizzandoli e accrescendo la loro partecipazione attiva.

Si sono innanzitutto rilevate le seguenti aree di azione:

	Cosa si rileva	Cosa fare	
Vastità del mercato	I potenziali clienti sono oltre 20 milioni ma sono uno diverso dall'altro	I contatti devono essere personali, mirati, continui, efficaci, non invadenti, interattivi	Contatto "smart"
Resistenza al cambiamento	Poca capacità di penetrazione degli strumenti tradizionali	Il miglior sponsor è rappresentato da una persona che si conosce (passaparola)	Canale peer to peer
Appeal dell'offerta	Il cliente è interessato ad un forte risparmio, amplificato dalla attuale congiuntura economica	Trasformare in risparmio per il cliente il saving derivante da: <ul style="list-style-type: none"> • comportamenti "virtuosi" del cliente • economicità del canale commerciale rispetto ai canali tradizionali (es. pubblicità) 	Partecipazione attiva

L'idea è quella di costituire più comunità di acquisto i cui membri condividano informazioni e opinioni e possano da lì aderire alle offerte e alle condizioni contrattuali dell'azienda di vendita. In particolare i membri della community:

- devono accettare di utilizzare modalità avanzate di comunicazione e relazione;
- devono essere incentivati ad aggiungere membri alla comunità a cui appartengono e a rimanerci (attraverso un meccanismo a punti);
- devono avere la possibilità di partecipare alla vita della comunità per accumulare incentivi;
- devono poter essere sempre informati dei punti accumulati e della situazione sulla comunità di appartenenza;
- possono gestire i punti accumulati come "credito" di cui disporre liberamente.

L'idea, certamente originale ma anche non poco "coraggiosa", di applicare il concetto di community ad un "segmento" come quello dell'energia, creando quindi una vera e propria community del mercato mass market per il segmento Energy, caratterizzata da un meccanismo di bonus e punti convertibili in risparmio e sconti anche sulla bolletta, è venuta quasi spontanea dalle precedenti analisi ma anche in particolare dalla "rivoluzione" a cui si è assistito sul web (e non solo) negli ultimi anni.

Da quando nel 2005 Tim O'Reilly ha lanciato il concetto di Web 2.0 come evoluzione radicale di Internet e del World Wide Web, abbiamo assistito ad un susseguirsi di articoli, convegni, seminari, tutti tesi a spiegare come il Web 2.0 sia qualcosa di radicalmente diverso dal "vecchio" e sorpassato Web 1.0, qualcosa destinato a sconvolgere i modelli di business delle imprese e il rapporto tra gli utenti e la rete.

A fronte di questo si è assistito anche all'emergere di numerose tesi dialetticamente contrapposte, per le quali non ci sarebbe in realtà nulla di nuovo ed il termine Web 2.0 non sarebbe altro che un disperato tentativo di rilanciare l'interesse di media e investitori verso un mondo, quello del web, che stenta a riaffermare la sua credibilità dopo la bolla speculativa di cui è stato protagonista.

Il tema cruciale in realtà è che si rischia ancora una volta di cadere in un grande errore: così come sull'altare dell'e-commerce e dei "soldi facili" della new economy si trascurò di guardare all'effetto che - dentro le imprese e non fuori - la rete aveva sulle persone, i processi e i modelli organizzativi, così oggi l'attenzione verso nuovi fenomeni mediatici ed imprenditoriali come Wikipedia, You Tube o Second Life, rischia di far passare in secondo piano l'impatto più lento e progressivo - ma non per questo meno rilevante - che il

diffondersi delle tecnologie del social computing e la crescente consumerizzazione dell'ICT stanno avendo sulle organizzazioni ed i modelli professionali di relazione e collaborazione.

Le aziende moderne dovrebbero far proprie il concetto di *Enterprise 2.0*, che costituisce un forte cambiamento nel modo stesso di pensare l'organizzazione, una rivoluzione lenta ed inesorabile che è già in atto e sta portando all'emergere di modelli organizzativi e stili di gestione fondati sul coinvolgimento diffuso, la collaborazione emergente, la condivisione della conoscenza e lo sviluppo e valorizzazione di community e reti sociali interne ed esterne all'organizzazione.

L'Enterprise 2.0 non è in sé un fenomeno tecnologico, ma il risultato di una progressiva evoluzione sociale ed organizzativa che trova nelle nuove tecnologie ICT un importante fattore di accelerazione.⁸⁷

Tra queste tecnologie abilitanti vanno annoverate certamente le tecnologie del social computing – come blog, wiki, RSS e folksonomie – ma anche l'adozione di nuovi approcci infrastrutturali ed applicativi come SOA, BPM, RIA e di nuovi modelli di offerta come il Software-as-a-Service. Engineering si è dotata negli ultimi anni di queste tecnologie, creando non poche soluzioni (cito a titolo di esempio le soluzioni *Spago World*, una iniziativa di software libero e open source che coinvolge una comunità di aziende, sviluppatori e utenti, caratterizzata da un approccio collaborativo per aggiungere valore all'ecosistema open source, o ancora il *Citizen Relationship Management* progettato ad hoc per la PAL, la soluzione di Engineering Sanità Enti Locali per semplificare e migliorare i rapporti tra i Comuni e i cittadini).⁸⁸

Ma se le tecnologie esistenti appaiono già oggi pronte a svolgere un ruolo da fattori abilitanti, apparendo a volte come “soluzioni in cerca di problemi”, le vere barriere sono destinate ad emergere a livello politico e organizzativo. L'affermarsi dell'Enterprise 2.0, infatti, rischia di mettere in discussione culture, competenze e strutture di potere consolidate, ponendo manager e organizzazioni di fronte al dilemma del cambiamento.

Tra i primi a dover affrontare questo dilemma ci saranno proprio i CIO (*Chief Information Officer*) che, di fronte ad un fenomeno che vede l'ICT protagonista e che rischia di mettere in discussione il ruolo e la governance dei Sistemi Informativi nell'impresa, avranno due possibilità: giocare in attacco, anticipando il fenomeno evolutivo e cercando di stimolare e orientare le richieste degli utenti, oppure arroccarsi in un comportamento difensivo, cercando di porre freni e vincoli ad un cambiamento che rischia di trovarli non attrezzati.

⁸⁷ Riferimenti <http://www.enterprise20.it/blog>

⁸⁸ Si veda per approfondimenti www.eng.it

Il nucleo centrale del problema, alla base del nostro modello, è pertanto quello di domandarsi se le aziende possano davvero “scegliere” se adottare o meno soluzioni orientate al Web 2.0, in un mercato in cui gli utenti tale scelta l’hanno già fatta.

Engineering questa scelta l’ha già intrapresa da tempo e l’idea di una community per il mercato energy ne è una prova esemplare. Engineering è infatti un’azienda altamente tecnologica, in grado oggi di mutuare esperienze e tecnologie dai vari mercati (Telco, Energy & Utilities, PAL, etc) offrendo soluzioni globali.

Il gruppo Engineering con l’acquisizione di AtosOrigin e Xaltia è divenuta una delle aziende più forti nel mercato Telecomunicazioni.

Engineering ha una presenza pervasiva del mercato, specialmente negli operatori di telefonia mobile, con due centri di competenza complementari e dedicati totalmente ai VAS (Value Added Services).

La soluzione VAS è capace di gestire grandissimi volumi di traffico e di adattarsi a tutte le esigenze. Grazie ai VAS, si ha la possibilità di veicolare al Cliente finale contenuti di qualsiasi tipo:

- *Communications* (one way e both way, real e non-real time): Voice, SMS, e-mail, conferencing, surveillance, alerting, ...
- *Information*: Web search, news, download, e-learning, e-bill, ...
- *Transaction*: e-commerce (B2B, B2C, C2C, ..), banking, ordering, e-payment, voting, charity, ..
- *Entertainment*: gaming, video, music, sports, ...



La piattaforma VAS - Interfacce

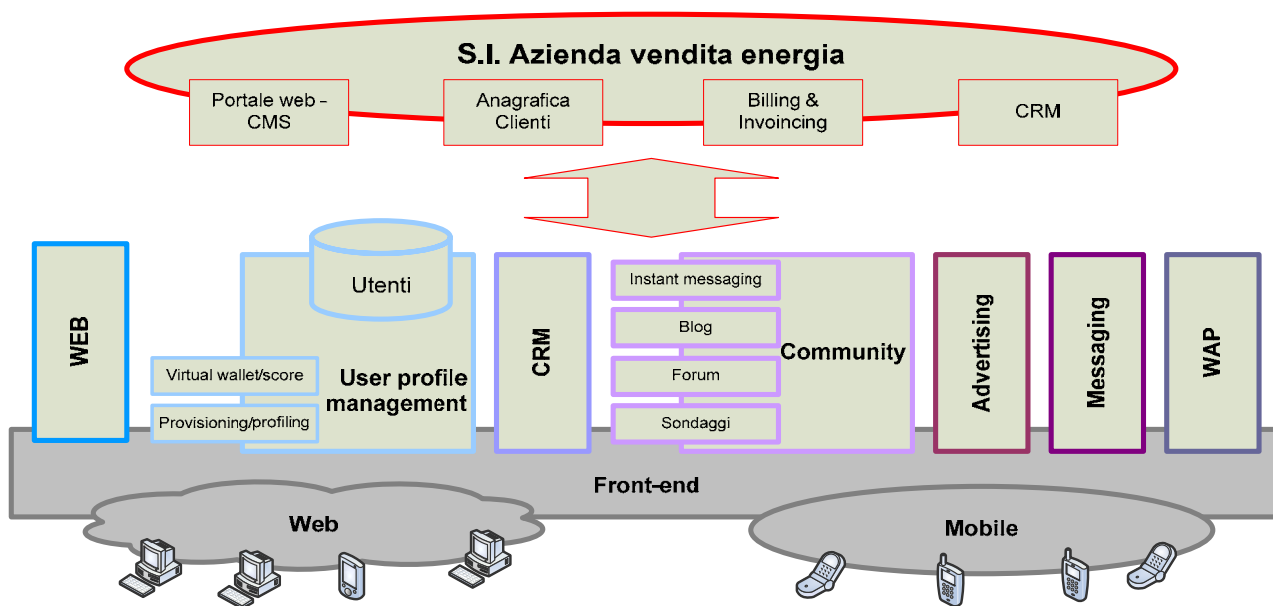
L'acquisizione di Xaltia è stata fondamentale in questo senso. Xaltia dispone infatti di piattaforme applicative e componenti che, insieme, hanno realizzato un framework per la costruzione di servizi di community, convergenti su tecnologie web 2.0 e mobile.

L'infrastruttura applicativa permette la costruzione di servizi di social network evoluti, basati su capability SRM, LBS, tool di gestione community/profiling dell'utente.

La piattaforma è dotata di componenti che permettono di sfruttare i meccanismi di interazione con i principali SNS (*Social Network Sites*), utilizzando le interfacce ed API (*Application Programming Interface*) disponibili, allo scopo di permettere l'allargamento delle community con l'utilizzo delle relazioni tra gli utenti stabilite all'interno dei social network esistenti.

La piattaforma è dotata di componenti modulari specializzati per la realizzazione di:

- gestione customer base e profilo utenti;
- servizi di community, convergenti su canali mobile/web: forum, blog, messaging;
- gestione canali di accesso web e mobile (wap, sms/mms).



La piattaforma applicativa – Architettura Logica

L'architettura mostra il framework di gestione community, applicato allo scenario di integrazione dedicato alla gestione delle Comunità di Acquisto – Mercato Energia.

I componenti standard sono:

- integrati con moduli custom per la gestione di funzionalità specifiche;

- interfacciati ai sistemi informativi dell’Azienda di distribuzione dell’energia per garantire il supporto ai flussi di content management, CRM, bolletta elettronica, e-payment, etc.

La piattaforma comprende i moduli seguenti:

- ✓ **User profile management:** modulo comprendente il DB utenti, logiche di provisioning, sistema di gestione virtual wallet;
- ✓ **Community:** modulo comprendente i moduli di logica necessari alla gestione delle relazioni tra gli utenti e i tool di costruzione di applicazioni forum, blog, messaging, sondaggi;
- ✓ **CRM:** componente di logica applicativa necessario alla gestione del servizio specifico ed all’integrazione con i sistemi omologhi dell’Azienda;
- ✓ **Advertising:** engine per la gestione di campagne pubblicitarie intraprese dall’Azienda;
- ✓ **WEB:** front-end di accesso al servizio su tecnologie web (browsing web, mail, etc);
- ✓ **WAP:** front-end di accesso al servizio tramite connessione dati da mobile; il componente supporta browsing WAP, download di oggetti multimediali, etc;
- ✓ **Messaging:** tool di messaggistica mobile integrati per la gestione di SMS/MMS ed MT/MO.

Secondo alcune nostre ricerche su base Istat, la tecnologia è inoltre abbastanza matura nelle famiglie italiane, le quali vedono nel SMS e in internet uno strumento comodo di comunicazione.

	Telefonare	Video chiamate	Chat, newsgroup o forum	Instant Messaging	Leggere Blog	Gestire Blog
%	15,9	15,9	22,3	21,3	28,5	7,8
V.A. in k	3.365	3.365	4.702	4.501	6.014	1.643

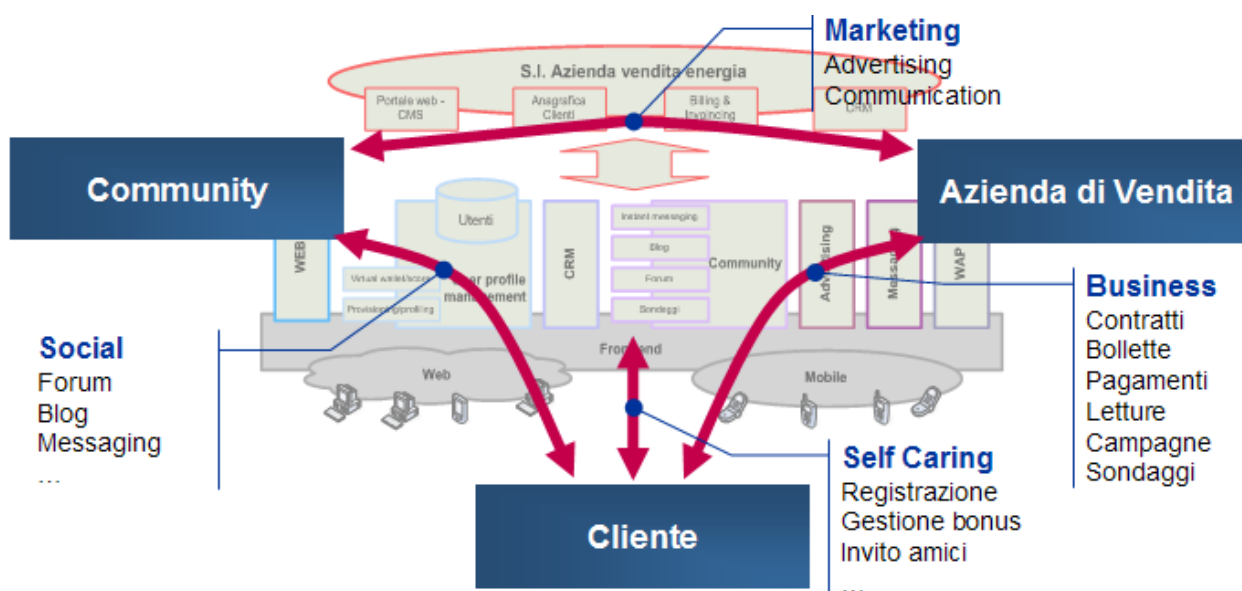
Fonte: Elaborazioni personali da ISTAT (2009), “Cittadini e nuove tecnologie – Anno 2008”

Leggere weblog o blog è un’attività svolta dal 28,5% delle persone di 6 anni e più che hanno usato Internet nei 3 mesi precedenti l’intervista. Segue l’inserimento di messaggi in chat, newsgroup o forum (22,3%) e i servizi di instant messaging (21,3%).

A titolo di esempio, come ulteriore conferma di questa tendenza, SMS Consumatori, un servizio innovativo di pubblica utilità che informa l'utente sui prezzi dei principali prodotti agro-alimentari, ha raggiunto in poco più di un anno i seguenti numeri:

- 540.963 utenti hanno richiesto, tramite SMS, il prezzo di almeno un prodotto del paniere;
- 70.062 utenti si sono registrati alla community web.⁸⁹

L'implementazione dell'idea richiede che il framework VAS di gestione della community si integri con i sistemi informativi dell'azienda di vendita energia in maniera flessibile e non invasiva, abilitando la comunicazione tra azienda di vendita, Community e Cliente finale.







Le aree di interazione possibili con la soluzione VAS di Engineering

L'azienda di vendita deve pertanto lanciare una campagna attraverso l'apertura di un nuovo sito, una community, come può essere Facebook o TimTribù. Quest'ultima infatti è l'esempio di un portale WEB/WAP di successo con integrazione di messaging SMS/MMS. Tramite il WEB e WAP è possibile creare il proprio blog, trovare gli amici, fare dei gruppi e curare i propri interessi.

Chi aderisce alla community può "invitare" altri membri, così come accade in un social network, sia tramite e-mail che tramite sms.

⁸⁹ Fonte: <http://www.smsconsumatori.it>

Il cliente che decide di aderire all'offerta deve stipulare il contratto con l'azienda di vendita. L'offerta di fornitura di energia elettrica e/o gas naturale prevede i seguenti vantaggi:

Gestione contrattuale efficiente	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Inserimento on line dei propri dati ✓ Download dei documenti contrattuali in formato pdf ✓ Firma e spedizione dei documenti contrattuali all'azienda di Vendita 	
Massima semplificazione	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Nessun vincolo di struttura tariffaria (prezzo fisso vs sconto, ...): riuso delle offerte esistenti! ✓ Bassi impatti sui sistemi informativi della Vendita attraverso integrazioni semplici 	
Forte automatizzazione	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Bolletta elettronica via e-mail ✓ Domiciliazione o pagamento elettronico ✓ Autoletture via sms ✓ Richieste commerciali via Portale 	
Incentivazione tramite Bonus a punti	<ul style="list-style-type: none"> ✓ Punti di ingresso (benvenuto nella Community) ✓ Punti a soglia di gruppo (numerosità di Clienti attivi che appartengono alla Community) ✓ Punti per altri eventi <ul style="list-style-type: none"> ✓ alla presentazione di un altro cliente ✓ alla comunicazione dell'autolettura ✓ alla partecipazione a sondaggi ✓ ... 	

Il processo di fatturazione viene effettuato dalla società di Vendita tramite le proprie procedure:

- Prima dell'emissione della fattura:
 - si può richiedere al cliente autolettura tramite sms;
 - la lettura è immessa via sms o portale.
- All'emissione, la fattura:
 - è resa disponibile sul portale;
 - è comunicata via sms sul cellulare;
 - è spedita via e-mail sul terminale del Cliente.
- Dopo l'emissione della fattura il Cliente può:
 - decidere se utilizzare i bonus accumulati per pagare tutta o in parte la fattura;
 - pagare la stessa online, con uso prepagato, attraverso paypal, etc.

La proposta comporta incentivi crescenti per il cliente (ad esempio se riesce ad invitare 100 iscritti alla community può ottenere 10.000 punti, che possono essere convertiti in risparmio sulla bolletta, premi, solidarietà o altri programmi di fidelizzazione) ma anche minori costi per l'azienda di vendita, che può convertire in punti/risparmio per il Cliente.

Attività Cliente	Saving Azienda	Operazioni / anno	Costo Complessivo	Saving
Contatto passaparola	Pubblicità	20	ND	ND
Iscrizione amico	Acquisizione cliente prospect	10	ND	ND
Stipula contratto	Provvigioni agente (*)	5	€ 20,00	€ 100,00
Comunicazione lettura	Gestione cartolina	2	€ 5,00	€ 10,00
Bolletta elettronica	Stampa, imbustamento, spedizione (*)	6	€ 1,00	€ 6,00
Pagamento elettronico	Oneri finanziari e costi incasso	6	ND	ND
Uso prepagato	Oneri finanziari	1	ND	ND
Sondaggi, promozioni	Costi di marketing	1	ND	ND
Appartenenza alla community	Fidelizzazione cliente	NA	ND	ND
			TOT SAVING	€ 116

(*) Da nostre analisi:

- provvigione di acquisto di un cliente domestico ~ 30 €
- costo di spedizione di una bolletta ~ 1 €

I saving riconosciuti al cliente si andrebbero ad aggiungere a quelli dell'offerta commerciale e non andrebbero pertanto ad incidere sui margini.

L'integrazione del portale della Community permetterebbe inoltre all'azienda di vendita di aumentare le capability di gestione contatto con il cliente, facendo arrivare il messaggio a persone che difficilmente sarebbero raggiungibili. Il network diventa così un patrimonio a disposizione dell'azienda, ad esempio per sviluppare anche attività di cobranding.

Aderire alla soluzione Engineering potrebbe quindi portare a numerosi vantaggi anche perché:

- la tecnologia è matura;
- la soluzione applicativa è già disponibile (in base a esperienze Xaltia);
- il modello comportamentale dei consumatori è ricettivo;
- la tecnologia abilita un contenimento del Cost to Serve riducendo i costi di contatto.

La tecnologia infatti si sta sempre più adattando alle necessità e allo stile di vita del consumatore, che richiede servizi e informazioni veloci e accessibili ovunque.

Un esempio della maturità tecnologica del mercato è sicuramente l'INQ1, il telefonino definito dalla Tre come "primo social mobile", espressamente dedicato al social networking. È un apparecchio nato per assicurare una connessione costante alle principali community del Web, così da essere sempre raggiungibili dagli amici e contribuire, ovunque ci si trovi, a infarcire il proprio profilo. Permette di visualizzare gli aggiornamenti dei propri contatti senza doversi necessariamente collegare a Facebook, oltre a consultare gli status e vedere le foto dei profili anche dalla rubrica telefonica.

Non manca nemmeno la possibilità di accedere a YouTube, Google e ai siti preferiti direttamente dalla schermata principale del telefonino.

La soluzione Engineering si inserisce dunque in un mercato "ricettivo", passando attraverso le soluzioni VAS ad un "CRM di tipo 2.0" – se così possiamo definirlo – dove il contatto evolve dal comunicare al conversare. La figura seguente esplicita i vantaggi in termini di contenimento del cost to serve della soluzione.



Gli impatti sul CTS della soluzione VAS

In particolare, la soluzione comporta un impatto molto positivo sulle seguenti componenti del CTS:

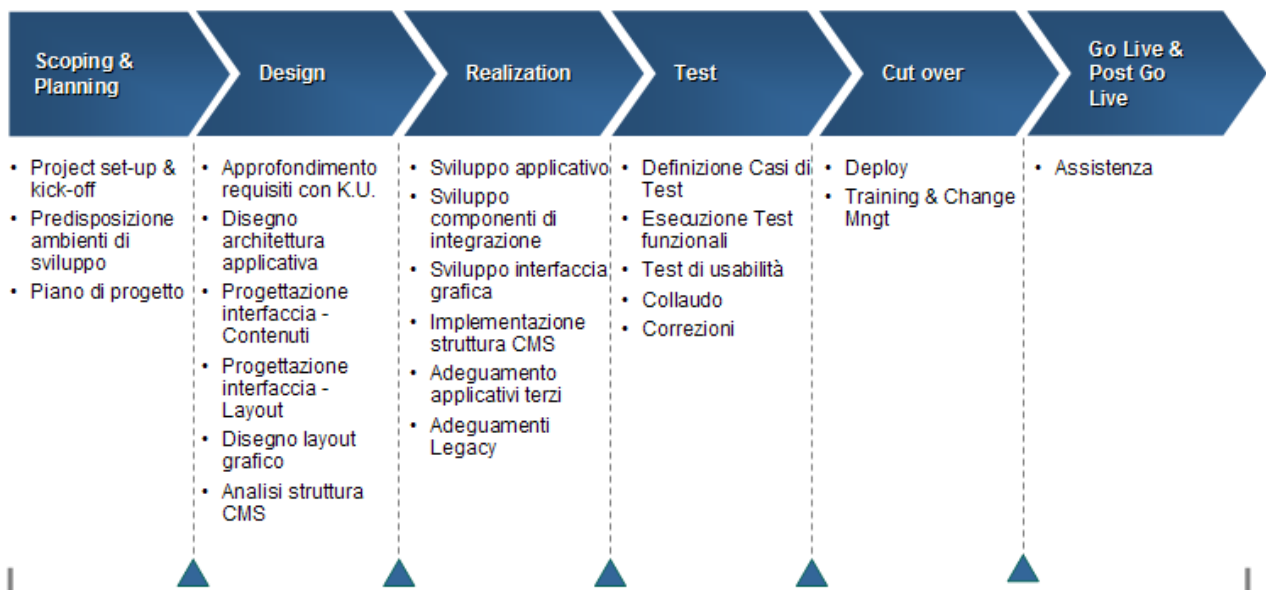
- Contatti telefonici inbound (fatturazione, pagamenti, reclami, volture, etc.);
- Comunicazioni inbound documentali (lettere, fax, corrispondenza);
- Risposte ai contatti inbound dei clienti (chiamate, lettere, fax);
- Stampa, gestione del processo di stampa, costi di spedizione;

- Costi per gestione modalità di pagamento (RID bancari, assegni, carte di credito, prepagate per l'energia, etc.);
- Costi per la gestione solleciti pagamenti (primo e secondo reminder, sms, email, etc.);
- Costi personale processi post sales/service personale interno e outsourcing (voltura, modifiche contrattuali, gestione informazioni, allacci, etc...);
- Inefficienze di processo (lavorazioni multiple, contatti ripetuti, rilavorazioni scarti).

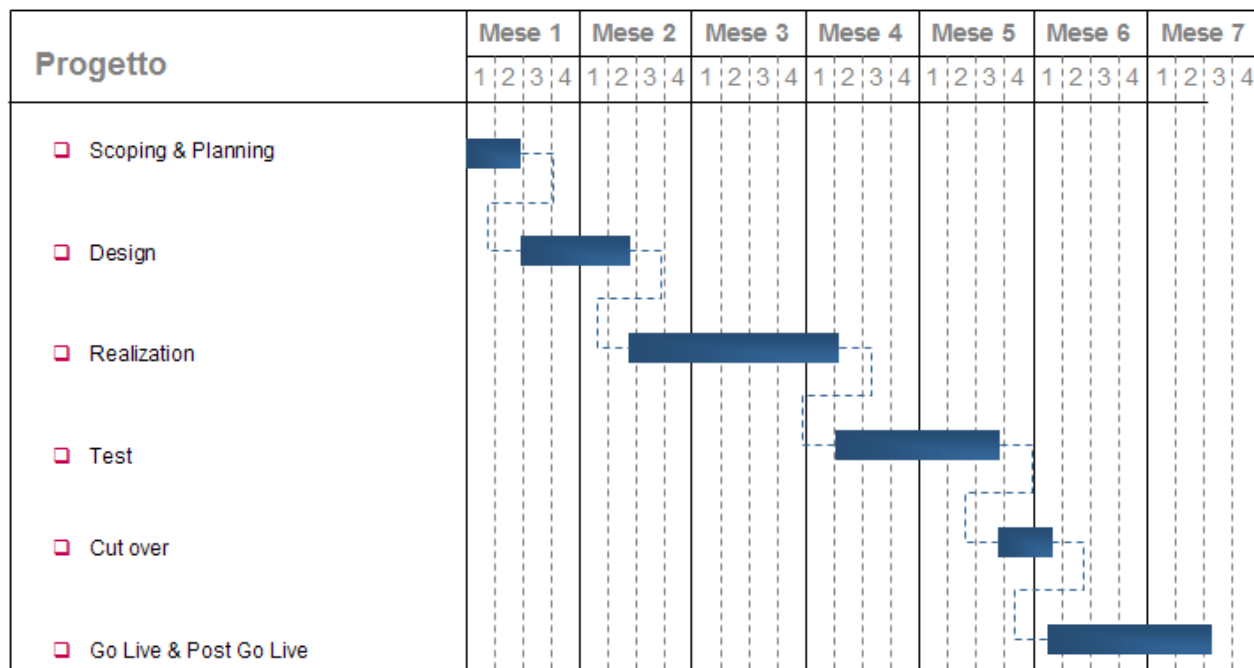
A questo punto, possiamo passare con la parte più “operativa” dell’idea, ovvero le tempistiche ed i costi derivanti dall’implementazione della soluzione.

L’idea è già stata proposta (unicamente a livello “espositivo”) ad alcune aziende di vendita ed è piaciuta; è chiaro che il passaggio dall’idea all’investimento risulta molto complesso, così come prevedere tempi e costi effettivi dell’implementazione, che dipende in gran parte dalla capacità di credere effettivamente nell’idea da parte delle aziende di vendita oltre che dall’integrazione dei nuovi contenuti tecnologici e delle nuove piattaforme applicative con i sistemi legacy di queste imprese. Questi costi risultano chiaramente di impossibile stima da parte di Engineering. Attingendo dal database Engineering e confrontando precedenti esperienze in altri settori (come ad esempio alcuni progetti nel settore Telco), si è comunque potuto tracciare una stima abbastanza attendibile per la soluzione, sia a livello di tempi che a livello di costi.

Si presenta di seguito uno schema riassuntivo che descrive il processo ed i vari step di implementazione della soluzione:



Di seguito ho inserito invece un possibile GANTT del progetto:



Per quanto riguarda i costi di avvio della soluzione, possiamo così suddividerli:

Costo	Una tantum	Anni successivi	Note
Costo soluzione base	€ xxxxxxxx	€ xxxxxxxx	Valutazioni fornite da Xaltia
- Verticalizzazione	€ xxxxxxxx	€ xxxxxxxx	Servizi baseline di esercizio per la soluzione Spese traffico dati web Per ogni SMS
- Esercizio	€ -	€ xxxxxxxx	
- Infrastruttura	€ -	€ xxxxxxxx	
- Costi a consumo	€ -	€ xxxxxxxx	
Costo di integrazione	€ xxxxxxxx	€ -	Costo medio valutazioni
- Esperienza Xaltia	€ xxxxxxxx	€ -	
- Esperienza Engineering	€ xxxxxxxx	€ -	
Costi sistema Legacy	NA	NA	A cura Cliente
Costo soluzione opzionale	€ xxxxxxxx	€ xxxxxxxx	
- Infrastruttura	€ xxxxxxxx	€ xxxxxxxx	HW, SW, connettività, hosting, manutenzione ed esercizio
Costo totale = Costo soluzione + Costo di integrazione + Costo sistema legacy			

Dove:

- **Costo soluzione:** costi di creazione soluzione per utility energy residenziale (“costi di verticalizzazione”);
- **Costo di integrazione:** costi di interfacciamento soluzione con sistemi legacy e di personalizzazione (layout, contenuto, adattamento ed interfacciamento);
- **Costo sistema legacy:** costi di adeguamento del sistema legacy a fronte dell'integrazione con la soluzione.

Si precisa che non si sono inseriti volutamente i valori di costo effettivi per salvaguardare la privacy aziendale.

CONCLUSIONI

*“What matters is not the idea a man holds,
but the depth at which he holds it “.*

(Ezra Pound)

“Quello che conta non è tanto l’idea, ma la capacità di crederci fino in fondo”, sosteneva Ezra Pound, poeta statunitense e protagonista del modernismo e della poesia di inizio XX secolo. Ed è proprio in questa frase che può riassumersi l’esito del modello di business che ho appena presentato.

A quanto pare il momento è maturo perché avvenga il vero switching rispetto all’ex monopolista e cambi notevolmente la situazione nel mercato Energy residenziale. Secondo le stime di Edison, solo il 7% di utenti, per un totale di 1,8 milioni di famiglie, ha cambiato contratto, ma spesso non fornitore. Come mai? *“Gli esborsi non sono esagerati: - spiega Umberto Quadrino, amministratore delegato di Edison – una bolletta residenziale media varia dai 400 ai 500 euro all’anno. Ma soprattutto molti freni sono legati al fatto che le famiglie pensano che il passaggio sia complicato e oneroso”.*

La capacità di credere all’idea riguarda dunque sia le aziende di vendita che il cliente finale: si deve verificare un duplice cambio di mentalità perché l’idea possa essere davvero efficace. Le aziende devono credere nel cliente e avere la volontà e la capacità di fidelizzarlo con strumenti nuovi, che potrebbero condurre il mercato verso un vero e proprio cambio di marcia, che è quello che ci si aspetta ormai da alcuni anni.

Pensiamo infatti a quanto sia difficile ancora il solo passaggio alla bolletta elettronica, in un mondo in cui oggi ognuno di noi usa internet, anche più volte al giorno.

Ricevere bollette elettroniche presenta diversi vantaggi non solo per le imprese ma anche per i clienti – non ultimo, ridurre il rischio di furto d’identità che spesso deriva dal furto di documenti cartacei “offline”. In sostanza, chi passa alla bollettazione elettronica è generalmente soddisfatto e non chiede di tornare indietro. Come mai allora qualcosa che piace a tutti – clienti, banche, utility/telco – non riesce a decollare? A causa del “come” il servizio viene offerto. Quasi sempre una nota sulla bolletta o un link sul sito invita il cliente a richiedere l’invio della bolletta elettronica. Quasi sempre il messaggio viene visto solo da una piccola percentuale dei clienti. Quasi sempre solo pochissimi clienti rispondono

all'invito - dal 4 all'8% dopo 2-3 anni, secondo alcune nostre indagini. Quasi sempre, a quel punto, l'utility ha perso ogni interesse in una iniziativa che non fa risparmiare e che – evidentemente – non piace.

Alcuni operatori USA hanno provato un approccio diverso. Invece di aspettare che il cliente chieda l'invio della bolletta elettronica, di propria iniziativa inviano per mail la bolletta al cliente e nel contempo continuano a spedirgliela per posta. La bolletta elettronica non è semplicemente la versione PDF della bolletta cartacea, ma qualcosa di più utile e attrattivo. È accompagnata da grafici che permettono al cliente di capire come sta spendendo i suoi soldi o da un semplice pulsante che permette di pagarla online. Ed è sempre possibile scaricarsi una vecchia bolletta qualora non la si trovi più. È facile monitorare automaticamente quali clienti la mail non la aprono neanche, e quali invece sembrano apprezzare il nuovo servizio. Questi ultimi, dopo 3-4 bollette elettroniche, ricevono una comunicazione nella quale si dice che la prossima sarà l'ultima bolletta inviata anche per posta. Se lo desidera, il cliente può chiedere con un semplice click di continuare a ricevere bollette cartacee. Pochissimi lo fanno, meno del 10%.

Inoltre, non è cosa da meno sapere che la bolletta online contribuisce a salvare l'ambiente. Si pensi solo che il 90% delle bollette in Italia viaggia ancora in formato cartaceo. Uno studio americano ha rilevato che ogni famiglia può salvare fino a 7 metri quadri di foresta all'anno se effettua pagamenti online e riceve le bollette online. Addirittura se una famiglia su cinque optasse per le bollette e pagamenti elettronici l'impatto sarebbe equivalente a salvare 2 milioni di alberi, o ridurre di 2 milioni di tonnellate le immissioni di gas serra. Purtroppo i fornitori di energia elettrica e gas non premiano a sufficienza i clienti che decidono di ricevere la bolletta elettronica.

La soluzione Engineering è una spinta verso questa direzione e permette di premiare i Clienti dai comportamenti "virtuosi": l'idea di una community del mercato Energy è un tentativo di diffondere una filosofia aziendale nuova che porti a personalizzare il servizio sul cliente e successivamente con il giusto supporto degli strumenti informatici e l'utilizzo degli stessi da parte del personale. La direzione strategica aziendale avrà quindi il compito di riconoscere il CRM come funzione strategica per il cambiamento e la reingegnerizzazione dei processi. Dovrà essere in grado di trasformare la filosofia aziendale, affinché diventi veramente CRM-Oriented.

Per come si sta muovendo il web cosiddetto 2.0, appare evidente la pretesa del consumatore di interagire, consigliare e, in alcuni casi, modificare processi, prodotti e servizi del fornitore. Oggi il consumatore si è trasformato in un membro potenziale del

processo produttivo. Pretende per alcuni versi di avere voce in capitolo nei processi di realizzazione del prodotto-servizio. Prima l'azienda organizzava focus group per capire la direzione delle esigenze, ora invece sono i clienti che, utilizzando i "social network", commentano in positivo o in negativo un servizio o un prodotto. E ogni opinione è visibile da tutti gli altri appartenenti al network. Il network deve necessariamente divenire un patrimonio informativo a disposizione dell'azienda, un nuovo canale da cui attingere spunti e idee, per poi declinarli in nuove strategie di business. Non cavalcare questa dinamica può rivelarsi a mio parere altamente negativo per le aziende del futuro.

Bibliografia

- Maurizio Duse (2008), ***“Il CRM strategico: come migliorare la competitività aziendale fidelizzando e centralizzando il cliente”***, Milano, edizione Franco Angeli.
- Giovanna R. Contaldo, Tommaso Largo (2008), ***“La gestione del rapporto con i clienti nelle imprese: il CRM per le PMI”***, Milanofiori, Assago - IPSOA Editore.
- Antonio D’Amato (2005), ***“La creazione di valore nelle public utility: problematiche valutative”*** - G. Giappichelli editore.
- Cristina Corazza; prefazione di Pierluigi Bersani; postfazione di Andris Piebalgs (2008), ***“La guerra del gas: i nuovi padroni dell’energia, i rischi per l’Italia e l’Europa”*** - Milano: Il sole-24 ore.
- Massimo Beccarello, Francesco Piron (2008), ***“La regolazione del mercato del gas naturale: aspetti metodologici e operativi sul piano economico e giuridico”*** – Rubbettino editore.
- Luca Dezi, A. Gilardoni, F. Testa, A. Miglietta; prefazione di Gaetano M. Golinelli (2005), ***“Economia e management delle imprese di pubblica utilità : contesto competitivo e governance delle public utilities locali”*** – CEDAM editore.
- A cura di Maurizio Dallochio, Stefano Romiti, Guido Vesin; prefazione di Giulio Del Ninno (2001), ***“Public utilities : creazione del valore e nuove strategie”*** – EGEA editore.
- Daniele Cerrato (2004), ***“I percorsi di sviluppo delle public utilities: risposte strategiche alla liberalizzazione nel settore dell’energia”*** – CEDAM editore.
- A cura di Maria Martellini (2007), ***“Dal monopolio alla concorrenza: la liberalizzazione incompiuta di alcuni settori”*** – edizione Franco Angeli.
- Hunt S., Shuttleworth G. (1997), ***“Competition and choice in electricity”*** – Wiley editore.
- Marzi Graziella (2006), ***“Concorrenza e regolazione nel settore elettrico”*** – Carocci editore.
- AEEG (2006), ***“Istruttoria conoscitiva sui comportamenti posti in essere dagli operatori nel mercato della vendita del gas naturale ai clienti finali”***.
- AEEG (2009), ***“Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull’attività svolta”***.
- AEEG (2009), ***“Struttura, Prezzi e Qualità nel settore del gas”***.
- AEEG (2009), ***“Struttura, Prezzi e Qualità nel settore dell’energia elettrica”***.
- AEEG (2009), ***“Contesto nazionale ed internazionale”***.
- AGCM, AEEG (2004), ***“Indagine conoscitiva sullo stato della liberalizzazione dei settori dell’energia elettrica e del gas naturale”***.
- Bernardini O., Italian Regulatory Authority for Electricity and Gas, ***“The regulation of the gas sector and it’s implications for gas trade”***, Natural gas in south east Europe: investment, transit, trade.
- Cavaliere A. (2003), ***“Competition in Natural Gas Industry: European Liberalisation Issues and Regulatory Reform in Italy”***, paper presentato al II European Economy Workshop, Università Statale di Milano.
- Giussani G., Giandrone R., (2003), ***“Liberalizzazione del mercato del gas e tariffe”***, AEEG, Area Gas, Divisione Tariffe.

- Erbeta F., Fraquelli G. (2003), **“Produttività e redditività nella distribuzione locale di gas naturale in Italia: proprietà, diversificazione e scala operativa”**, L'Industria 4, pp.745-768.
- Cremer H., Laffont J-J (2002), **“Competition in gas market”**, European Economic Review 46, pp. 928-935.
- Capgemini (2008), **“Approccio Lean a supporto della riduzione del Cost to Serve e dell'aumento del livello di servizio”**, Energy, Utilities and Chemicals Division.
- Capgemini (2008), **“European Energy Markets Observatory”**, Energy, Utilities and Chemicals Division.
- Capgemini (2007), **“From trading to portfolio management: the transformation of Energy Utilities' business model”**, Energy, Utilities and Chemicals Division.
- Capgemini (2008), **“Overview of electricity distribution in Europe. Summary from Capgemini's 2008 European benchmarking survey”**, Point of View by Philippe Chanel, Energy, Utilities and Chemicals Division.
- Capgemini (2007), **“Opening of the Gas and Electricity Markets to Retail Competition”**, Point of View by Philippe Coquet, Energy, Utilities and Chemicals Division.
- Acquirente Unico (2007), **“Rapporto di previsione del mercato tutelato per gli anni 2008, 2009 e 2010”**.
- A cura di Gabriella Cattaneo e Rosanna Lifonti (2009), **“Innovazione, sviluppo umano e competitività del sistema paese”**, Forum dell'Innovazione Digitale 2009.
- Terna (2009), **“Rapporto mensile sul sistema elettrico”**, consuntivo febbraio 2009.
- Provincia di Modena (2006), **“Modena in cifre”**, Pubblicazione informativa sulle caratteristiche istituzionali, socio-economiche ed ambientali della provincia di Modena.
- Provincia di Modena (2009), **“Indagine sulla qualità della vita in provincia di Modena”**, Documenti per il P.T.C.P.
- CRC Regione Emilia-Romagna, a cura di Gian Carlo Covini, Madallena Lolli, Sandra Lotti, Marco Mancini, Dimitri Tartari, Roberto Zarro (2006), **“Dossier territoriale: la provincia di Modena nella società dell'informazione”**.
- Bain & Company, 2007, **“La creazione di valore nei processi di fusione ed integrazione”**
- ISTAT (2008), **“Indagine multiscopo annuale sulle famiglie ‘Aspetti della vita quotidiana’”**, settore Famiglia e Società.
- ISTAT (2008), **“Distribuzione del reddito e condizioni di vita in Italia”**.
- ISTAT (2008), **“Le tecnologie dell'informazione e della comunicazione: disponibilità nelle famiglie e utilizzo degli individui”**, settore Famiglia e Società.
- ISTAT (2009), **“Cittadini e nuove tecnologie – Anno 2008”**, settore Famiglia e Società.
- Banca d'Italia (2008), **“I bilanci delle famiglie italiane nell'anno 2006”**.
- Banca d'Italia (2008), **“La ricchezza delle famiglie italiane - Anno 2007”**.
- Federconsumatori (2008), a cura di Rosario Trefiletti e Mauro Zanini (2008), **“La spesa delle famiglie italiane sulle bollette di energia elettrica e gas metano”**, anni 1998-2008.
- Osservatorio statistico energetico del Ministero dello sviluppo economico (2008), **“Bilancio energetico nazionale 2007”**.
- ENEA, a cura di: Ufficio di Presidenza, M. Teresa Chironi, Laura Gaetana Giuffrida (2008), **“I numeri dell'energia 2007”**.

RIE, 2008, ***“Il mercato dell’energia in Italia post-liberalizzazione”***.

AEEG (2006), ***“Sintesi dei risultati dell’indagine pilota dell’Autorità per l’energia elettrica ed il gas sui call center commerciali delle principali imprese di vendita di elettricità e di gas”***.

Fondazione Civicum (2009), ***“Le società controllate dai maggiori comuni italiani: costi, qualità ed efficienza”***, a cura dell’Ufficio Studi di Mediobanca.

REF (2009), ***“Il mercato del gas: panorama europeo e proposte per l’Italia”***.

Ing. Davide Mariani (2006), ***“Mercato del gas naturale in Italia”***, CSE Srl.

Autorità regionale per la vigilanza dei servizi idrici e di gestione dei rifiuti urbani Regione Emilia Romagna (2007), ***“Il Settore Acqua: sintesi delle relazioni annuali”***.

Fabio Cipriani (2008), ***“Social CRM: a call for reviewing current CRM Strategy, Processes and Mindset throughout companies”***.

Fabernovel Consulting (2007), ***“Social Network websites: best practices from leading services”***.

Malgarini M. (2000), ***“Le privatizzazioni in Italia negli anni Novanta: una quantificazione”***, in de Nardis, S. (ed.) *Le privatizzazioni italiane*, Bologna, Il Mulino.

Marangoni A. (2003), ***“Le strategie di ingresso in Italia dei player internazionali”***, Management delle utilities.

G. Lorenzoni, R. Corrado (2003), ***“La sfida delle capacità relazionali”***, in A. Gilardoni, G. Lorenzoni (eds.) *“Public Utilities Locali. Alleanze e Aggregazioni”*, Milano: Egea.

Renaël (2004), ***“Vademecum sulle tecnologie del risparmio energetico. Il teleriscaldamento”***

Value Partners, a cura di Enrico Lanzavecchia, Alessandro Leona (2007), ***“La liberalizzazione del mercato elettrico domestico e gli impatti sul pricing”***, Milan Energy Forum, 24 Ottobre 2007
Value Partners

Riferimenti online:

<http://www.qualetariffa.it>

http://www.key4biz.it/archivio_2009_Telecomunicazioni_Rete%20Mobile.html

<http://www.energiaperleimprese.it/index.php?menu=elettricit&pag=a5>

<http://www.gruppohera.it>

<http://www.mercatoelettrico.org>

<http://www.federconsumatori.it>

<http://energia24club.it/>

<http://www.snamretegas.it>

<http://www.e-gazette.it>

<http://www.quotidianoenergia.it>

http://www.egl-italia.it/int/it/it/mercati/energia_elettrica.html

<http://www.eng.it>

<http://www.slideshare.net>

