

LA LIBERALIZZAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO SVIZZERO.
ANALISI DELL'IMPATTO SULL'ORGANIZZAZIONE DELLE AZIENDE ELETTRICHE TICINESI

RAPPORTO PER LA CONSULTAZIONE , GENNAIO 2013

Gennaio 2013



Barbara Antonioli Mantegazzini, Ph. D
Economista
Docente Usi e Bocconi
barbara.antonioli@usi.ch

Gennaio 2013



barbara.antonioli@unibocconi.it

OBBIETTIVO DEL DOCUMENTO

Il processo di apertura dei mercati elettrici europei ha conosciuto negli ultimi anni una forte e decisa accelerazione. Gli esecutivi nazionali, in adempimento ai dettati legislativi imposti dai vari pacchetti energetici europei, hanno provveduto a recepire in misura diversa, anche in considerazione e nel rispetto delle implicazioni in termini di politica industriale nazionale, i principi cardine della liberalizzazione contenuti nelle direttive e nei regolamenti comunitari.

In questa rinnovata prospettiva la Svizzera, in considerazione dell'attuale ruolo di primo piano giocato all'interno del mercato energetico europeo, nonché della precisa volontà di valorizzare e potenziare tale ruolo anche mediante consistenti investimenti in infrastrutture e fonti rinnovabili, ha adattato il proprio quadro normativo di settore coerentemente con il nuovo quadro regolatorio comunitario attraverso l'adozione della Legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI) e dell'Ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEI)¹. La volontà sembra essere quella di armonizzare il più possibile il quadro di regolazione elvetico con quello europeo in un'ottica di miglioramento della sicurezza degli approvvigionamenti, puntando sull'importanza strategica degli scambi commerciali.

Il processo di riforma innescato dalla revisione della normativa potrebbe avere rilevanti riflessi sull'organizzazione e sulla competitività delle aziende elettriche sia nel breve che nel medio-lungo periodo. In particolare, in considerazione del rinnovato contesto operativo di riferimento, caratterizzato oltre che da precise scelte in materia di strategia energetica anche dalla rimozione di barriere all'entrata e dal corrispondente maggior grado di competitività, potrebbe delinearsi la necessità di rivedere gli attuali modelli organizzativi aziendali e di settore al fine di renderli maggiormente aderenti alle mutate caratteristiche del mercato.

Il presente documento vuole contribuire efficacemente alla discussione in atto mediante un'analisi articolata essenzialmente in due parti.

Nella prima parte si evidenzieranno i punti chiave del processo di liberalizzazione dell'industria elettrica in Europa e le relative reazioni strategiche delle imprese. L'obiettivo è di delineare i vari percorsi di ristrutturazione intrapresi e le conseguenze in termini di assetto di mercato. Particolare attenzione sarà dedicata alla descrizione dei vari modelli aziendali adottati, anche al fine di valutarne l'eventuale adottabilità – e adattabilità – al contesto svizzero e ticinese. Al termine dell'analisi si fornirà un quadro descrittivo sufficientemente dettagliato sulla scorta del quale individuare e collocare i possibili modelli di riorganizzazione dell'industria elettrica ticinese.

Nella seconda, dopo una breve descrizione dei tratti caratterizzanti l'industria elettrica svizzera e ticinese e dei punti salienti del progetto di riforma del settore, l'attenzione si focalizzerà sulla presentazione di possibili modelli di riorganizzazione aziendale. Sulla scorta di quanto emerso nella prima parte, saranno individuati una serie di possibili modelli gestionali per l'industria

¹ Costituiscono le basi legali del mercato svizzero dell'elettricità la legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI; RS 734.7), l'ordinanza sull'approvvigionamento elettrico (OAEI; RS 734.71) come pure la legge sull'energia (LEne; RS 730.0) e l'ordinanza sull'energia (OEn; RS 730.01). A livello cantonale si evidenzia la Legge cantonale di applicazione della legge federale sull'approvvigionamento elettrico del 23 marzo 2007 (LA-LAEI) (del 30 novembre 2009).



elettrica locale, evidenziandone i pregi ed i difetti. Particolare attenzione sarà dedicata al tema delle economie di scala e d'integrazione verticale, anche mediante una rassegna dell'evidenza empirica in materia. La verifica della presenza o meno delle suddette economie permette, infatti, di formulare alcune interessanti considerazioni con riguardo innanzitutto alla convenienza economica delle scelte strategiche operate dalle imprese locali produttrici, distributrici e venditrici e, ponendosi in un'ottica più generale, alla politica di progressiva liberalizzazione del settore perseguita nell'ultimo decennio dai legislatori.

Lo studio avrà anche un orizzonte prospettico e terrà conto dei recenti orientamenti federali e cantonali in materia energetica.

Il taglio dell'analisi sarà al contempo economico e aziendale e cercherà, per quanto possibile, di tener conto degli interessi dei principali *stakeholders* coinvolti (aziende, istituzioni, cantoni, comuni, consumatori).

Preme evidenziare come i modelli che si andranno a tracciare rappresentino una prima proposta utile, da affinare ulteriormente sotto il profilo economico, finanziario e giuridico, tenendo conto delle possibili considerazioni che potrebbero emergere durante un seminario di lavoro appositamente organizzato.



INDICE

PARTE A: LA RISTRUTTURAZIONE DELL'INDUSTRIA ELETTRICA IN EUROPA

1. I punti chiave del quadro regolatorio di riferimento
2. Le risposte strategiche delle Utilities elettriche
3. Le aggregazioni d'impresa: modelli organizzativi
4. Conseguenze in termini di assetto/struttura del mercato
5. Gli scenari futuri

PARTE B: POSSIBILI MODELLI ORGANIZZATIVI PER IL TICINO

1. La liberalizzazione del mercato interno
2. Le risposte strategiche delle Utilities elettriche
3. Le possibili soluzioni organizzative

APPENDICE A: LA LETTERATURA IN MATERIA DI ECONOMIE DI INTEGRAZIONE VERTICALE E DI SCALA



6.

PARTE A: LA RISTRUTTURAZIONE DELL'INDUSTRIA ELETTRICA IN EUROPA

La Svizzera ha deciso di recepire le direttive europee in materia di riorganizzazione del mercato elettrico, comprese quelle relative all'incentivazione dell'utilizzo delle fonti rinnovabili.

La principale conseguenza di una siffatta decisione è la progressiva integrazione della Confederazione all'interno del mercato elettrico europeo; diviene quindi di grande importanza comprendere la razionalità e la portata del mutamento degli scenari operativi per gli *stakeholders* coinvolti (aziende, istituzioni, enti territoriali, consumatori) laddove il mutamento del quadro normativo sia già consolidato. Si tratta, in altri termini, di individuare delle *best practices* sulla base delle quali delineare i possibili scenari di riorganizzazione strategica del contesto svizzero e ticinese in particolare.

In particolare, la disamina del quadro europeo metterà a fuoco i punti chiave del processo di ristrutturazione dell'industria elettrica; questo permetterà di formulare delle osservazioni relativamente alle strategie di risposta delle imprese e ai modelli organizzativi privilegiati, fornendo a sua volta le basi per l'individuazione delle possibili strategie di riassetto per il contesto svizzero, coerentemente con la strategia energetica nazionale e le caratteristiche del mercato di riferimento.

1. I PUNTI CHIAVE DEL NUOVO QUADRO REGOLATORIO DI RIFERIMENTO

L'industria elettrica presenta delle peculiarità che la differenziano da tutte le altre e che possono essere così riassunte:

- l'elettricità è un bene omogeneo;
- rappresenta un input fondamentale per l'industria e le famiglie;
- la domanda è inelastica in quanto non esistono sostituti;
- i costi di produzione sono eterogenei e dipendono dalla tecnologia e dal mix produttivo utilizzato;
- a differenza del gas, si tratta di norma di una *commodity* non stoccabile, con necessità di bilanciare costantemente domanda e offerta;
- trasmissione e distribuzione dipendono dalla distanza ma anche dalla resistenza della rete².

Per queste ragioni, fino agli anni '90 il settore presentava un elevato grado di regolazione diretta (cd. *conduct regulation*) ed una significativa presenza di imprese verticalmente integrate operanti in regime di monopolio, nella quasi totalità dei casi di proprietà pubblica.

Il ripensamento dell'assetto di mercato e delle relative regole del gioco trae origine dalla volontà di creare, coerentemente con i pilastri alla base dell'Unione Europea, un mercato unico, all'interno del quale scambiare liberamente la *commodity*, facendo convergere rispettivamente i differenti prezzi all'ingrosso e al dettaglio nel lungo periodo, e favorendo gli operatori caratterizzati da elevati livelli di efficienza.

² Potrebbe quindi accadere che, in caso di congestione delle infrastrutture di rete, generatori inefficienti collocati in una zona specifica provvedano elettricità ad un costo inferiore rispetto ad altri collocati altrove.



Il fondamento economico alla base delle politiche di liberalizzazione è ravvisabile nella possibilità di introdurre un certo grado di concorrenza – e quindi, di conseguenza, un possibile miglior livello di efficienza - in alcune fasi della filiera produttiva, di norma non caratterizzate dalla presenza di monopoli naturali. Per questi ultimi, tipici delle attività basate sullo sfruttamento di un network di infrastrutture, il perseguimento del paradigma della concorrenza perfetta non appare plausibile stanti i limiti legati alla presenza di cosiddetti *sunk costs*³; si è quindi optato per il ricorso a forme di regolamentazione, orientate all'approvazione di una serie di misure in grado di garantire un accesso neutrale alla rete di trasmissione e distribuzione. In altri termini, l'obiettivo è di creare una rete "terza", accessibile indiscriminatamente da parte di tutti gli operatori legittimati i quali potranno entrare nel mercato della generazione e/o della vendita senza dover costruire o acquistare le infrastrutture necessarie per trasportare l'energia elettrica. In una prospettiva di medio-lungo termine si dovrebbe giungere alla creazione di una rete europea (cd. *TEN-E, Trans-European Network for Electricity*), indipendente dagli operatori, perfettamente funzionale e interconnessa, priva dei cosiddetti "*bottlenecks*" (colli di bottiglia) nelle zone di confine; solo in tal modo i mercati nazionali potranno dar vita ad un unico mercato europeo. Il potenziamento di una siffatta rete permetterebbe inoltre il corretto sfruttamento del potenziale delle energie rinnovabili, coerentemente con quanto disposto dall'UE con la Direttiva 20-20-20.

Relativamente alla stratificazione dei provvedimenti normativi adottati, la prima direttiva è stata la 96/92/CE, che stabiliva regole comuni tra i paesi UE per la generazione, trasmissione e distribuzione di energia elettrica all'interno dei singoli mercati nazionali. La seconda direttiva è la 2003/54/CE che ha sostituito la precedente e regolamentato altri aspetti critici del settore (tra cui il livello della competizione interna) al fine di creare un mercato unico europeo stabilendo al contempo come data ultima per la completa liberalizzazione di ogni singolo mercato elettrico nazionale il 1° luglio 2007. Nel settembre 2009 l'UE ha emanato un terzo pacchetto di direttive (quella riferibile al mercato elettrico è la 2009/72/CE) per incrementare ancor più la competizione nel settore, anche grazie al ruolo crescente delle Authorities.

Complessivamente, tali direttive hanno cercato di regolamentare quattro aspetti critici dell'industria elettrica europea (Pollit e Jamasb, 2005):

- *Organizzazione industriale*: le filiere elettriche nazionali sono state completamente "disintegrate" per mezzo del cosiddetto *unbundling* (vedi capoverso successivo). In molti paesi, ciò ha permesso l'entrata di molte imprese indipendenti nelle diverse fasi della filiera. Inoltre, le direttive europee hanno fissato un tetto massimo per le quote di mercato delle imprese a ogni stadio della *supply-chain*, favorendo anche in tal caso l'ingresso di nuovi operatori e la riduzione del grado di concentrazione del mercato;
- *Competizione interna*: parzialmente legato al punto precedente. L'UE ha cercato di incrementare il livello della competizione interna in ogni paese facilitando l'accesso di nuove imprese entranti nelle fasi della generazione, distribuzione, trasmissione e vendita di elettricità;

³ I costi irrecuperabili (o costi affondati - Sunk Costs) sono quei costi in cui si è già incorsi e che non possono essere recuperati in alcuna maniera significativa. I costi irrecuperabili sono generalmente contrapposti ai costi variabili. I sunk costs rappresentano delle importanti barriere all'uscita dal mercato; in tal senso, la loro presenza contribuisce a rendere non concorrenziale un mercato.



- *Regolazione settoriale*: l'UE ha creato istituzioni e meccanismi di regolazione comuni per i suoi paesi membri, per esempio tramite la nascita di agenzie e *authorities* nazionali e sovranazionali;
- *Privatizzazione*: le direttive UE hanno determinato l'avvio in molti paesi di processi di privatizzazione di tante compagnie elettriche sia nazionali sia regionali.

Nel dettaglio, la deregolamentazione della filiera elettrica è stata realizzata come segue:

- generazione, importazione, commercializzazione e vendita sono attività completamente libere. Per quanto concerne il downstream, l'apertura del mercato ha interessato dapprima i grandi clienti, con soglie di eleggibilità diverse (industrie, aziende di distribuzione, etc..) quindi i consumatori finali;
- trasmissione e distribuzione; sono attività di interesse pubblico e quindi, in quanto tali, regolamentate. Come già osservato, l'obiettivo è quello eliminare le barriere all'entrata e all'uscita dal mercato rappresentate dalla presenza di infrastrutture, rendendole disponibili a tutti gli operatori che intendano operare nelle fasi liberalizzate. La "neutralità" della rete si realizza attraverso l'*unbundling*, cioè la separazione delle fasi infrastrutturali dalle altre, di concerto con il TPA, *Third Party Access*, cioè l'accesso dei terzi alla rete. L'*unbundling* può essere di diversi tipi:
 - a) contabile: le imprese verticalmente integrate debbono tenere, nel loro bilancio, contabilità separate per le attività di generazione, trasmissione e distribuzione⁴;
 - b) societario – funzionale: quando il gestore del sistema di trasmissione (e distribuzione) (TSO, *Transmission System Operator*, e DSO, *Distribution System Operator*) è parte di una impresa verticalmente integrata questo deve essere indipendente dal punto di vista della forma giuridica e organizzativa (due diverse società) e del sistema decisionale (funzionale) da tutte le altre attività non connesse alla trasmissione/distribuzione⁵;
 - c) proprietario: completa separazione da parte dell'impresa verticalmente integrata dell'attività relativa alla trasmissione le società operanti nella generazione e fornitura, che non possono detenere partecipazioni nel TSO.

Il passaggio da un orizzonte nazionale ad uno comunitario ha mutato la natura dei processi di regolazione economica: da una tradizionale regolazione sui comportamenti, la già citata *conduct regulation*, finalizzata a disciplinare il comportamento di un ben identificato soggetto (il monopolista integrato), si è passati ad una regolazione riferita alle strutture generali delle relazioni che intercorrono fra più soggetti della medesima industria, la cosiddetta *structural regulation*, che ha l'obiettivo di definire un quadro minimo di norme essenziali per consentire la realizzazione di una piena ed efficiente accessibilità alle reti infrastrutturali attraverso le quali erogare i servizi in modo competitivo⁶.

⁴ Dir. 96/92/CE, art. 14,3.

⁵ Dir. 2003/54/CE, art. 10.1.

⁶ Per un'analisi approfondita della problematica si rimanda a Kahn A.E. (1971), *The Economics of Regulation*, J. Wiley and Sons, New York; si veda, inoltre, Henry C. (1993), "Public Service and Competition in the European Community Approachs to Communications Networks", *Oxford Review of Economics Policy*, vol. 9, n.1.



In particolare, i servizi a rete sono stati sottratti alla gestione diretta dello Stato (attuata mediante la proprietà pubblica dei gestori e il comando e controllo da parte del governo nazionale e delle amministrazioni locali) e affidati alla regolazione esterna (demandata quando possibile allo stesso mercato o a meccanismi di regolazione in grado di simulare il mercato), confidando nell'efficacia della stessa e nel corretto funzionamento del mercato concorrenziale.

Il presupposto alla base di questo nuovo modello di fornitura del servizio è, quindi, il valido funzionamento del mercato, in cui il profitto esprima il grado di efficacia ed efficienza raggiunta dalle imprese di pubblica utilità, in termini di raggiungimento di condizioni di durevole equilibrio economico nella gestione aziendale e di soddisfacimento delle richieste degli utenti del servizio. Questa impostazione teorica ha guidato i processi di liberalizzazione dei servizi di pubblica utilità e di privatizzazione delle imprese operanti nel settore.

Allo stato attuale, l'integrazione di mercati nazionali storicamente differenti e indipendenti in un unico mercato concorrenziale non è ancora completa, e il problema della loro armonizzazione è ancora una sfida cruciale per i *policy-makers* e le istituzioni europee (Midtunn et al., 2003; Serralles, 2006). Come avremo occasione di rilevare, tali differenze hanno influenzato anche le strategie competitive degli operatori: imprese elettriche eterogenee e provenienti da paesi d'origine molto differenti si sono trovate improvvisamente concorrenti dirette all'interno neonato mercato elettrico continentale (Schiavone, 2009). Il consolidamento e l'omogeneizzazione economica dell'Unione Europea hanno fatto sì, infatti, che le utilities, e soprattutto i grandi operatori ex monopolisti delle varie nazioni, considerino ormai come proprio mercato di riferimento l'Europa e non più il solo mercato nazionale. Ne consegue la necessità di riorganizzazione del business in funzione del rinnovato contesto di riferimento e delle linee di tendenza manifestatesi a partire dagli anni immediatamente successivi al varo delle politiche di liberalizzazione.

Come osserveremo nelle prossime pagine, dall'analisi del nuovo contesto competitivo conseguente alle riforme sopra citate emerge come fattori ambientali esterni, connessi alla struttura del settore e del quadro normativo, e fattori aziendali, quali dimensione dell'impresa, capacità manageriali e finanziarie, assetti istituzionali e proprietari, incidano notevolmente sulle scelte strategiche di sviluppo e, conseguentemente, sulle performance operative e gestionali delle aziende.

2. LE RISPOSTE STRATEGICHE DELLE UTILITIES ELETTRICHE

La risposta delle aziende ai mutamenti della situazione socioeconomica di riferimento, prevalentemente la liberalizzazione ma anche la crisi finanziaria, la politica ambientale e l'evoluzione delle relazioni con i clienti, non si sono fatte attendere. Le aziende elettriche hanno, infatti, intrapreso un percorso di riassetto strategico volto alla creazione di valore che, pur declinandosi in maniera diversa in funzione del precedente modello gestionale e del contesto socio-culturale nazionale, presenta delle linee comuni a livello europeo.

In linea di massima, la condotta delle aziende può riassumersi secondo la seguente sequenza:

- ▶ 1997 - 2001: Inizio implementazione delle direttive e prime reazioni degli operatori.
- ▶ 2002 - 2004: Massicce politiche di ristrutturazione finanziaria e di ritorno al *core business*.



- ▶ 2004 - 2005: Adozione di modelli di riorganizzazione aziendale (concentrazione, diversificazione, integrazione verticale/orizzontale).
- ▶ 2006 - 2007: Internazionalizzazione/Verso le cosiddette “mega-fusioni”.
- ▶ 2008 - oggi⁷: Razionalizzazione del business, espansione nelle rinnovabili, Fusioni&Acquisizioni ed aggregazioni, espansione nel downstream.

Le predette strategie devono essere interpretate alla luce del fatto che le imprese, prima operanti su mercati protetti e con ritorni sugli investimenti garantiti, si trovano ora a competere con nuovi entranti, divenendo al contempo potenziali entranti sui mercati dai quali erano in precedenza escluse.

In generale, le strategie di risposta che hanno impattato maggiormente sui modelli organizzativi aziendali e di business possono essere riassunte come segue:

- i. Razionalizzazione/Efficientamento delle gestioni
- ii. Percorsi di crescita
 - a. Interna (diversificazione, internazionalizzazione)
 - b. Esterna (Fusioni&Acquisizioni, aggregazioni)

i. Razionalizzazione/Efficientamento delle gestioni

La limitata efficienza delle aziende operanti nel settore delle utilities rappresenta da sempre un tema di cruciale importanza; anche le utilities elettriche, seppure in termini minori rispetto ad altre quali quelle operanti nell'idrico o nei rifiuti, scontano questo problema. In un rinnovato contesto, caratterizzato da una marcata flessione degli utili e dal crescente inasprimento dei vincoli finanziari cui le aziende sono sottoposte, la necessità di recuperare margini di efficienza rappresenta uno dei punti chiave sui quali basare le strategie di riorganizzazione aziendale⁸.

Le strategie di razionalizzazione intraprese dalle aziende elettriche hanno spesso coinciso con la dismissione di assets reputati minori o non prioritari e con la tendenza a concentrarsi su un portafoglio investimenti più redditizio possibile; ciò anche per cogliere al meglio le opportunità legate a eventuali segnali di ripresa del mercato.

Esse rispondono a una serie di obiettivi così sintetizzabili:

- Miglioramento della posizione finanziaria netta.

La contrazione dell'esposizione debitoria rappresenta un obiettivo condiviso dalla maggioranza degli operatori. La solidità finanziaria, del resto, è uno dei presupposti per una maggiore flessibilità gestionale, in grado di favorire la crescita aziendale.

⁷ Negli ultimi quattro anni i mercati energetici europei hanno registrato una serie di cambiamenti senza precedenti: l'operare congiunto di fattori economici, finanziari, sociali, tecnologici e regolatori hanno determinato condizioni di domanda instabili. La riduzione del consumo di energia, la volatilità dei prezzi, il credit crunch, sono solo alcune delle circostanze che hanno reso questa fase particolarmente complicata.

⁸ Un esempio recente è rappresentato dal Gruppo Axpo. La significativa flessione degli utili è stata controbilanciata da una importante politica di riassetto, spesso coincidente con la riduzione del numero delle società del gruppo, al fine di evitare la superflua duplicazione di alcuni costi comuni. Ancora, il gruppo Alpiq, dopo una serie di importanti dismissioni, ha da poco deciso di mettere sul mercato la propria quota di partecipazione nella società di distribuzione SES Locarno.



Diverse aziende hanno quindi intrapreso percorsi di razionalizzazione che hanno come focus principale proprio la generazione di importanti cashflow, al centro di un rinnovato interesse.

Sempre all'interno delle strategie di rifocalizzazione si inseriscono le operazioni di cessione delle reti energetiche a fondi d'investimento privati. In Inghilterra, ad esempio, la rete di distribuzione di proprietà di EDF è stata acquistata da Cheung Kong Infrastructure e Power Assets per sette miliardi di euro.

- Miglioramento del bilanciamento del portafoglio tra attività regolate e attività non regolate

Nell'ambito della razionalizzazione del portafoglio di attività si evidenzia una generale tendenza a mantenere una quota di attività regolate: queste, infatti, in un contesto di generale inasprimento della concorrenza, possono beneficiare di un rischio ridotto, di una sostanziale stabilità della redditività e, quindi, di una minore volatilità dei ricavi, quantomeno per il periodo regolatorio considerato.

Le attività regolamentate permettono inoltre di potenziare il presidio sul territorio di riferimento.

- Concentrare maggiori risorse nelle strategie di crescita delle attività core

Dopo i vari tentativi di ampliare il ventaglio delle attività svolte, spesso guidati da obiettivi di crescita e dalla volontà di ridurre il rischio di gestione, sembra che le aziende intendano concentrare gli sforzi sul *business core* che storicamente le rappresenta. In un contesto di crescente inasprimento della concorrenza l'idea è quella di creare un modello organizzativo flessibile, che sfrutti i vantaggi competitivi guadagnati e consolidati nel tempo nelle attività tipiche e che si presti al tempestivo adattamento ai mutamenti del contesto economico di riferimento. Questo processo dovrebbe essere rafforzato dalla dismissione delle attività non core, tramite la quale liberare le risorse utili da reinvestire.

ii. Percorsi di crescita

La gestione strategica delle aziende elettriche in risposta al mutamento dello scenario competitivo appare fortemente incentrata sulla questione della crescita aziendale, sia in termini dimensionali (raggiungimento di una massa critica adeguata per competere a livello nazionale e internazionale) sia in termini di sviluppo del mercato – a livello geografico (internazionalizzazione) e a livello di business (diversificazione). La ricerca di nuove traiettorie di sviluppo rappresenta pertanto uno degli aspetti più significativi del processo di cambiamento che interessa le aziende elettriche e, più in generale, l'industria delle public utilities.

L'orientamento verso percorsi di crescita è stato determinato da (Dezi, 1997):

- a. sfruttamento delle interrelazioni/sinergie per il conseguimento di economie di scala, di integrazione verticale, di integrazione orizzontale, di scopo ecc... nell'utilizzo di asset e know-how a vantaggio di nuovi business;
- b. disponibilità di flussi di cassa e/o altre risorse in eccesso⁹. Le imprese che diversificano dopo la deregolamentazione seguono pattern strategici influenzati sia dalle

⁹ È stato constatato che le grandi imprese sono più capaci delle piccole nell'approfittare delle opportunità, offerte dalla liberalizzazione, di entrare in nuovi mercati (Haveman, 1993). Questo riscontro conferma l'idea che le imprese con un'ampia dotazione di risorse tendono a diversificare più delle altre organizzazioni. Inoltre, si è



caratteristiche aziendali (risorse e competenze) sia dagli aspetti proprietari e dai nuovi dettami della regolamentazione industriale (Ingham e Thompson, 1995);

- c. vincoli posti alla crescita della quota di mercato a causa delle normative nazionali e dei processi di liberalizzazione.

Come già accennato, una delle principali modalità di riorganizzazione aziendale è passata attraverso il processo di crescita dimensionale degli operatori di mercato. Nel settore energetico si assiste, infatti, da qualche tempo a un processo di concentrazione dei soggetti operanti, parallelo all'apertura dei mercati nazionali e apparentemente in contrasto con questa.

Se il primo è spinto dalla globalizzazione dei mercati e dalla crescente pressione competitiva, il secondo è oggetto di diffuse ristrutturazioni volte all'affermazione di modelli di mercato contendibili, aperti agli scambi e alla concorrenza internazionale. Il mutamento dei confini dei mercati nazionali, come si è detto in precedenza, costituisce una delle principali ragioni delle strategie di espansione e riorganizzazione dei grandi gruppi operanti in quei mercati fino ad ora sostanzialmente chiusi.

La continua necessità di ridurre i costi allo scopo di usare tale riduzione come vantaggio competitivo porta, allo stato attuale, sia a processi di consolidamento, orizzontale e verticale, sia a processi di re-integrazione (tra operatori *upstream* e *downstream*) del settore. Sembra essere ormai giunta a termine la strategia aziendale del "go-it-alone": le imprese trovano ormai alquanto difficile ridurre ulteriormente il costo medio di produzione ricorrendo all'ottimizzazione del processo produttivo, a miglioramenti tecnici o altro. Esistono pochi altri modi per incrementare l'efficienza. L'industria elettrica ha ormai già trasformato la sua struttura dei costi dimezzando quelli del personale, ristrutturandosi, riorganizzandosi ed esternalizzando parte delle attività. Il passo successivo per ridurre i costi (e incrementare i profitti) pare essere quello di esplorare nuove forme di collaborazione o alleanza. Il consolidamento avviene non solamente attraverso operazioni di acquisizione e fusione ma anche attraverso altre strategie, maggiormente flessibili, quali alleanze o *joint-ventures*, modalità mediante le quali è possibile superare il "geographic overlap".

▪ ***Necessità (e volontà) di esplorare nuove forme di collaborazione e/o alleanza sia tra aziende simili sia tra aziende diverse.***

L'analisi delle recenti operazioni di acquisizione e fusione in Europa evidenzia un chiaro trend di riorganizzazione in chiave "gigantistica" delle diverse imprese energetiche (*cf. paragrafo "I (piccoli) giganti dell'energia"*).

In Austria, a seguito della liberalizzazione del mercato elettrico, è stato creato un consorzio formato da compagnie pubbliche che ha assorbito parte delle imprese regionali messe all'asta; si è rinforzato tale consorzio mediante partecipazioni incrociate. Nel mercato nordico, completamente liberalizzato, molte operazioni di acquisizione e fusione e *joint ventures* hanno

verificato che il profilo delle risorse di un'impresa influenza il suo percorso di diversificazione (Montgomery e Hariraran, 1991).



coinvolto diverse imprese pubbliche¹⁰. In particolare, le compagnie pubbliche statali di generazione dell'energia elettrica hanno acquistato parte del capitale sociale delle municipalizzate (integrazione verticale). In Germania, due grandi municipalizzate (Kraftwerke Mainz-Wiesbaden e Darmstadt HEAG) si sono fuse allo scopo di rafforzare la loro posizione sul mercato. Una complessa fusione tra Badenwerk ed EVS (municipalizzate) è avvenuta in campo energetico. Badenwerk ha inoltre rilevato il 20% della Stadtwerke Karlsruhe.

Anche la diversificazione orizzontale è stata una strategia molto adottata dalle imprese. Ciò si deve anche all'elevata complessità e alla specializzazione tecnologica dell'industria elettrica le quali rendono molto ampio lo spettro dei settori ad essa collegabili per una qualche sinergia tecnologica o manageriale. Infine, la diversificazione laterale implica l'entrata dell'impresa in mercati completamente scollegati con il business elettrico. A tal fine, la privatizzazione è stata un'importante condizione per aumentare la libertà strategica delle imprese elettriche e, di conseguenza, anche il loro orientamento verso l'entrata non solo in mercati vicini (come ad esempio il gas) ma anche in altri business del tutto autonomi da quello elettrico.

Da evidenziare che la crescita dimensionale e l'allentamento della relazione diretta e immediata con i territori di riferimento determinano una più avanzata emancipazione dell'impresa pubblica rispetto agli enti proprietari. Questo perché è ragionevole attendersi che l'aumento dei fabbisogni finanziari, l'allargamento dei bacini d'utenza, delle aree di business, della gamma dei servizi offerti ridimensionerà il ruolo determinante dell'ente proprietario riconducendolo ad uno spazio significativo ma non critico, importante ma non essenziale.

▪ ***Crescita dimensionale come strategia per emancipare l'impresa pubblica dagli enti proprietari. Pro e contro.***

○ ***Crescita interna: diversificazione***

In una prima fase, la principale risposta adottata dalle maggiori utilities al mutamento dello scenario competitivo, e al conseguente aumento del grado di concorrenza presente sul mercato, è stata la diversificazione del business e l'adozione del modello multiutility in senso lato.

Questa scelta strategica, che si ricollega al concetto di network industry e di valorizzazione delle reti, comporta l'ampliamento delle aree strategiche d'affari dell'impresa, ossia delle combinazioni prodotto/mercato in cui l'impresa sceglie di operare, e si realizza attraverso l'entrata in nuovi business e/o in nuovi mercati. Per le aziende elettriche, la scelta più ovvia è quella dell'integrazione tra l'approvvigionamento del gas naturale e la produzione termoelettrica: i produttori termoelettrici, soprattutto di maggiori dimensioni, cominciano ad operare direttamente sui mercati internazionali dell'approvvigionamento di gas naturale; gli importatori di gas entrano direttamente nella produzione termica. Conseguenza di ciò è l'incentivo, per alcuni operatori elettrici, a entrare nella distribuzione finale di gas naturale in modo da ottenere un

¹⁰ Per quanto riguarda la natura proprietaria, in generale le imprese pubbliche si comportano nello stesso modo di quelle private quando si trovano a operare in contesti di mercato, proiettandosi in politiche di ristrutturazione attraverso *take overs* e *joint ventures*. Esse non sono – e non debbono essere – soggetti passivi, bensì attivi. Queste tendenze hanno sicuramente stimolato lo sviluppo e la crescita delle imprese pubbliche così come l'accorpamento delle medesime. Nel caso di competizione tra pubblico e privati, il pubblico ha registrato un buon tasso di successo.



mercato captive per il gas in eccesso, laddove il vincolo di regolazione sull'attività di distribuzione non sia troppo stringente e quindi consenta margini adeguati.

In particolare si osserva che, nella strategia di diversificazione, è fondamentale il nuovo ruolo assunto dal rapporto con l'utenza. L'importanza e l'attenzione verso il cliente finale nascono, ovviamente, dai processi di liberalizzazione e privatizzazione. Infatti, Le imprese di pubblica utilità dovranno sempre più fare attenzione alla creazione del valore per avviare la riduzione dei margini tradizionali guadagnati in situazioni di maggior rigidità dei mercati. Il portafoglio clienti diviene, pertanto, un asset cruciale per le aziende che tendono a perdere il supporto generatore di reddito derivante dalla proprietà degli asset fisici: la nuova creazione di valore deriva dall'instaurarsi di rapporti privilegiati con i clienti in una logica di fidelizzazione degli stessi.

▪ **Portafoglio clienti come asset cruciale per la creazione di valore.**

○ **Crescita interna: focalizzazione**

In una seconda fase, le aziende europee hanno invece privilegiato la strategia di focalizzazione sul *core business*. In particolare, la focalizzazione è una scelta strategica di ridimensionamento che implica la liquidazione di una o più attività produttive e funzionali, non strettamente correlate alle attività centrali dell'impresa, allo scopo di concentrare tutte le risorse su un unico segmento di mercato. Questa risposta strategica è particolarmente favorita dall'attuale tendenza di deintegrazione della catena del valore dei servizi di pubblica utilità, che apre la strada verso la specializzazione degli operatori del settore¹¹.

La strategia di focalizzazione sul *core business* viene in genere accompagnata da una strategia di concentrazione, che si realizza prevalentemente attraverso operazioni di *Merger & Acquisition* in servizi di pubblica utilità contigui, ed è guidata dalla ricerca di economie di scala e del rafforzamento dei presidi territoriali. Questa scelta strategica può seguire tre diverse direzioni:

- orizzontale, se la concentrazione avviene all'interno dello stesso servizio;
- laterale, se l'integrazione si verifica o nella stessa area della catena di fornitura o allo stesso livello della catena di fornitura, ma in un diverso settore;
- diagonale, se la concentrazione avviene tra utility operanti in diverse parti della catena di fornitura di diversi settori di pubblica utilità.

La strategia di focalizzazione sul *core business* è un fenomeno di ampia portata, che ha coinvolto tutte le aziende operanti nel settore energetico. Si osserva, infatti, una tendenza generale verso il consolidamento delle attività svolte nel settore dell'energia elettrica e il contemporaneo sviluppo

¹¹ La separazione dei vari anelli della catena del valore dei servizi di pubblica utilità favorisce lo sviluppo, a livello globale, del fenomeno degli operatori di nicchia. Possono essere considerati operatori di nicchia anche le utility virtuali, le quali costituiscono certamente il modello di business più innovativo. Si tratta di operatori, spesso new entrant privi di asset fisici, che operano esclusivamente come trader nella vendita del prodotto (magari elaborato da altri) ai clienti finali. Sono soggetti molto dinamici e aggressivi, che hanno come obiettivo la minimizzazione dei costi di fornitura e, parallelamente, la conquista e la fidelizzazione dei clienti; attività entrambe ad alto rischio e con modesti margini (si pensi, ad esempio, al caso Enron). Tali attori tendono a comparire dapprima in un settore (storicamente il gas naturale in USA, l'energia elettrica in Europa) per poi espandere la loro attività in quelli confinanti. Inoltre, sono spesso tra i primi operatori a implementare Internet come compendio dell'attività di vendita, creando portali che permettono non solo di acquistare le commodity commerciate dalla società, ma anche servizi a essi connessi, come la gestione delle curve di carico.



dell'operatività nel settore del gas naturale, mediante l'integrazione a monte e a valle in entrambi i business energetici.

○ **Crescita interna: internazionalizzazione**

È infine possibile rintracciare nelle strategie adottate dalle aziende europee una tendenza verso l'internazionalizzazione. Funzionale anch'essa alla crescita, l'espansione oltreconfine, che si realizza di norma attraverso l'acquisizione di altre società operanti nella generazione o nella distribuzione (integrazione verticale) in mercati considerati particolarmente profittevoli o comunque vicini alla propria area di business, è finalizzata all'ottenimento di margini nei mercati caratterizzati da prezzi medi più elevati. Questi ultimi anni sono ricchi di esempi di acquisizioni; gli operatori più attivi sono quelli più grandi, che prediligono tendenzialmente operatori di medio-piccola dimensione, dotati di minore forza finanziaria. La politica aggressiva di internazionalizzazione è stata finalizzata alla conquista di nuovi mercati geografici in Europa ed altri continenti, tra cui gli Stati Uniti e l'America Latina. Può essere espansiva verso l'estero o passiva, in entrata, qualora operatori nazionali registrino l'ingresso nel loro capitale sociale di altri operatori d'oltreconfine.

Spesso tale strategia si accompagna al consolidamento nel core business e al recupero di efficienza; di norma passa attraverso la tessitura di un'intricata ragnatela di partnership, acquisizioni e alleanze.

Le performance derivanti dall'attuazione dei comportamenti strategici descritti sembrano generare una serie di effetti, quali:

- la riduzione e il controllo dei costi (*cost cutting*), necessari non solo a fini competitivi ma anche per il rispetto delle risoluzioni delle authority di settore;
- la riallocazione delle risorse finanziarie, con la conseguente creazione e gestione di un portafoglio diversificato di business (prevalentemente concentrato nel settore dell'energia);
- la ricerca di un più stabile equilibrio economico-patrimoniale anche attraverso un più esteso ricorso a nuovi capitali raccolti a titolo di debito e/o di rischio.

○ **Crescita esterna: Aggregazioni e Fusioni&Acquisizioni**

Il processo di crescita esterna si è articolato secondo diverse forme di aggregazione/integrazione tra aziende, simili e non.

Per una corretta disamina delle dinamiche in questione occorre differenziare tra operatori nazionali/internazionali e aziende locali.

- **Operatori nazionali/internazionali:** già da qualche anno si assiste a operazioni di Fusione&Acquisizione, sempre più spesso transnazionali (cosiddette "mega-mergers"), o comunque a forme di collaborazione/accordi/partenariato con operatori omologhi. In alternativa, si registra il ricorso a "campagne acquisti" a discapito di operatori di dimensioni minori, quasi sempre operanti nelle fasi a valle della filiera.



La figura 1 evidenzia le dinamiche in termini di strategie di crescita per il settore elettrico attraverso operazioni di Fusione&Acquisizione nel mercato Pan-Europeo¹². Nel 2011, trenta aziende sono state protagoniste di 141 accordi, con una media di 4,7 operazioni per azienda. La figura 2 riporta il focus geografico degli accordi individuati. In generale, si rileva che mentre alcune aziende scelgono di perseguire strategie di penetrazione di mercati esteri, altre privilegiano il mercato nazionale, prevalentemente a causa di significativi rischi-paese, in grado di minare la redditività delle operazioni di riassetto aziendale.

Figura 1. Numero di accordi per il settore elettrico, 2011

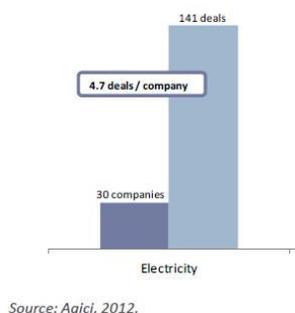
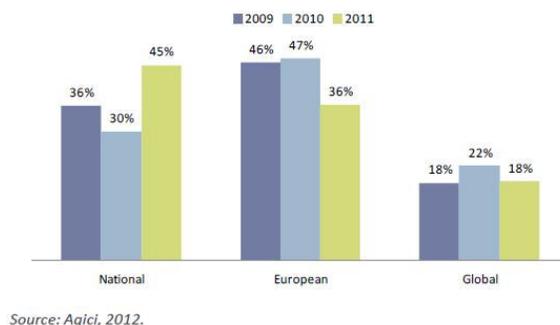


Figura 2. Focus geografico degli accordi nel settore elettrico, 2009-2011

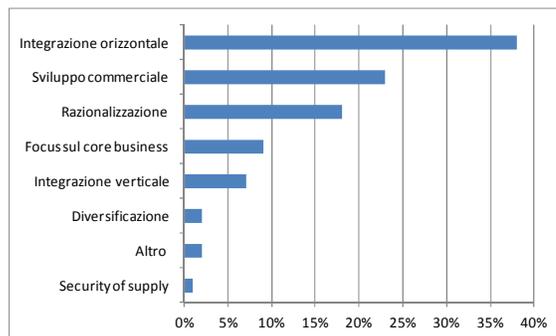


La figura 3 riporta il focus strategico degli accordi mappati. Il principale obiettivo è rappresentato dall'integrazione orizzontale (38% del totale degli accordi); seguono lo sviluppo commerciale (23%) e la razionalizzazione (18%).

Figura 3. Focus strategico degli accordi, 2011

¹² Rapporto Internazionale Agici-Accenture "Observatory on Alliances and Strategies in the Pan-European Utility Market. Strategic actions in a time of sustained uncertainty", febbraio 2012.

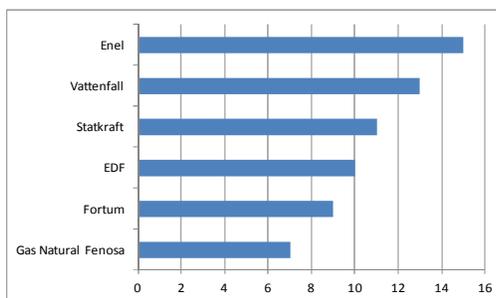




Fonte: Agici-Accenture, 2012

La figura 4 riporta gli operatori protagonisti del maggior numero di accordi. Tutte le imprese coinvolte presentano una struttura verticalmente integrata, a conferma di come questo modello si presenti come particolarmente efficace in termini di competitività e crescita.

Figura 4. Operatori maggiormente attivi nel mercato elettrico, 2011



Fonte: Agici-Accenture, 2012

Riguardo alla fase della filiera interessata, il numero di acquisition & disposal nell'energia elettrica dal 2008 a oggi evidenzia una significativa dinamicità delle imprese nelle fasi *upstream*, di norma caratterizzate da una migliore redditività, ed un minor peso delle operazioni con focus sul *midstream*.

In particolare, gli investimenti nell'*upstream* appaiono giustificati dalla volontà degli operatori industriali di assicurarsi autonomia e flessibilità sul mercato di riferimento; rilevanti le operazioni che hanno avuto a oggetto aziende operanti nel settore delle energie rinnovabili.

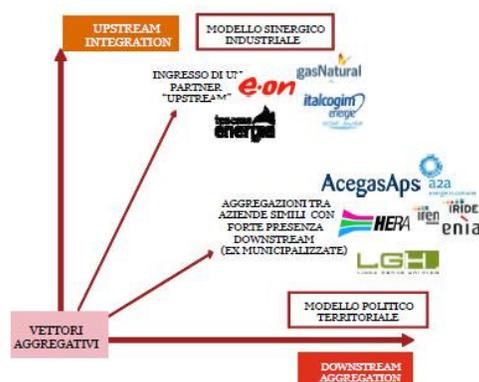
Nel *downstream* si registra un'attività di Fusione&Acquisizione da parte dei grandi ex monopolisti nazionali piuttosto contenuta, alla luce del contesto regolatorio di liberalizzazione; maggiore enfasi viene invece posta sulla crescita organica attraverso investimenti in marketing e sviluppo delle reti di vendita.

- **Operatori locali:** un'interessante prospettiva di studio si basa sull'analisi dei vettori aggregativi che hanno orientato le politiche di riassetto a livello locale (figura 5). In particolare:



- per le aggregazioni nelle fasi *upstream* l'obiettivo è quello di applicare un modello cosiddetto "sinergico-industriale": aziende locali operanti nelle fasi libere del downstream stringono accordi di partenariato con produttori, spesso di grandi dimensioni. In tal modo, le aziende locali si assicurano un accesso privilegiato alle fonti di approvvigionamento, mentre i produttori si assicurano uno sbocco sul mercato finale della vendita;
- per le aggregazioni nelle fasi *downstream* il modello prevalente è quello "politico-territoriale", in cui realtà a prevalente matrice pubblica (tipicamente le ex municipalizzate) hanno mirato in primis alla difesa dei propri territori. Di fatto, implica un'aggregazione tra aziende simili dal punto di vista dimensionale, di norma territorialmente contigue, fortemente sostenuta dagli esecutivi locali.

Figura 5. Vettori aggregativi per le fasi *upstream* e *downstream*.



In altri termini, le *local utilities* possono scegliere tra due strategie:

- o **Crescita inerziale**, ovvero la gestione dell'esistente, con particolare attenzione alle mutate condizioni di scenario. Si tratta della strategia più diffusa tra le utilities che ancora non hanno definito un piano per affrontare in maniera proattiva il cambiamento e che, se si prolungasse questa situazione di stallo, potrebbero diventare facile preda dei grandi gruppi, soprattutto stranieri;
- o **Sviluppo**, cioè l'adeguamento della strategia per affrontare proattivamente il nuovo contesto di mercato. Una strategia di sviluppo sostenibile può essere perseguita attraverso l'integrazione a monte o a valle, prevedendo investimenti e/o acquisizioni per ottimizzare il presidio della catena del valore nelle aree di business ove la liberalizzazione potrebbe indebolire il vantaggio competitivo dell'azienda. Poiché nel settore dell'energia le local utilities vantano tipicamente posizioni di forza nel segmento centrale della catena (distribuzione), lo sviluppo a monte si concretizza nel rafforzamento dell'area produzione, mentre quello a valle si traduce nel consolidamento delle attività di vendita. In alternativa, è perseguibile l'integrazione geografica con soggetti operanti in altre realtà territoriali. Tale opzione può concretizzarsi attraverso varie tipologie di accordi (alleanze, acquisizioni, fusioni, ecc...) con operatori di dimensioni differenti, insistendo su aree geografiche diverse (contigue o meno).



3. LE AGGREGAZIONI D'IMPRESA: MODELLI ORGANIZZATIVI

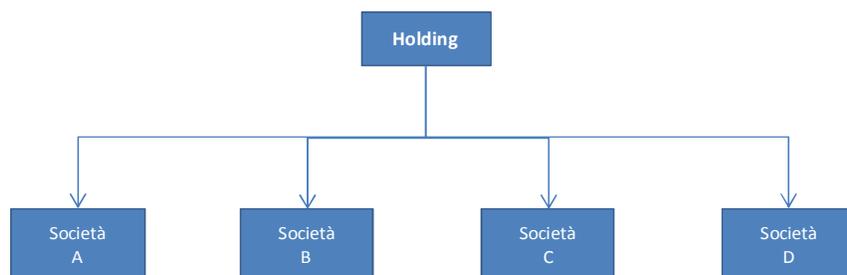
L'aggregazione tra realtà aziendali omologhe o meno è stata realizzata adottando diversi modelli d'impresa. Quelli prevalenti sono i seguenti:

- a. Modello Holding
- b. Modello dell'integrazione operativa
- c. Modello della fusione propria
- d. Modello federativo
- e. Joint ventures/Accordi d'impresa

a. *Modello Holding*

La società Holding, o capogruppo, detiene una serie di partecipazioni assunte al fine di dirigere e coordinare l'attività delle società partecipate.

Figura 6. Modello di Holding



Tutte le aziende sono, infatti, sotto l'influenza della holding, che direttamente o indirettamente le controlla, le coordina e le dirige secondo un disegno unitario. Di norma si parla di holding pura se nella direzione e nel coordinamento si esaurisce l'attività della società; di Holding mista se è previsto anche lo svolgimento di attività operative.

In termini di assetti proprietari, la holding può essere pubblica, mista o privata. Nei primi due casi è un mezzo con cui l'ente locale mira all'attuazione della propria azione in modo coordinato e unitario e, al contempo, all'organizzazione delle società partecipate secondo canoni di efficienza, efficacia ed economicità.

Sempre più spesso, di recente, il modello holding viene utilizzato per creare e gestire dei gruppi aziendali, pubblici o privati. Un gruppo aziendale è costituito dall'aggregazione di più società: la società capogruppo o holding, il cui soggetto economico ha di fatto un potere di controllo su tutte le altre società del gruppo; le società controllate, sulle quali si esercita l'influenza dominante della capogruppo, e le società collegate, cioè quelle sulle quali la capogruppo esercita direttamente o indirettamente di un'influenza notevole. Si tratta di imprese formalmente autonome ed indipendenti l'una dall'altra, ma assoggettate tutte ad una direzione unitaria. I



gruppi possono nascere tramite acquisto di partecipazioni in società già esistenti oppure tramite operazioni di scorporo (scissione), con le quali una società enuclea e stacca da sé uno o più rami di attività economica.

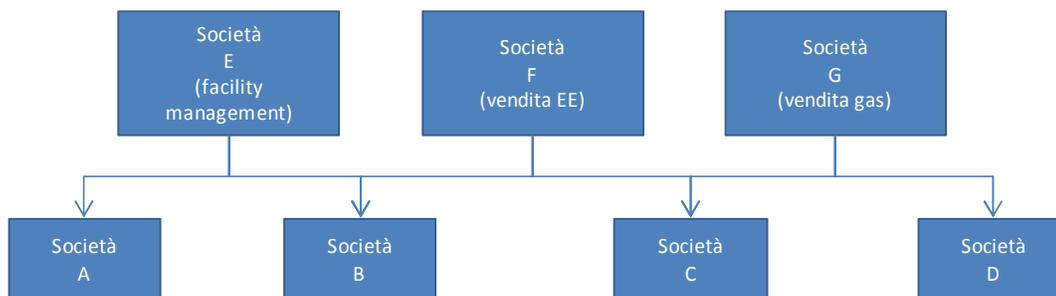
Punti di forza	<ul style="list-style-type: none">• Consente di realizzare un processo di integrazione meno traumatico perché in grado di adottare un modello di governance che, da un lato, mantiene le società operative in capo agli enti locali di riferimento territoriali, dall'altro consente l'ingresso, anche in fasi asincrone o successive, di nuove imprese, estendendo quindi la dimensione dell'aggregazione;• Rende possibili cessioni di partecipazioni detenute dagli enti locali nella capogruppo, per sostenere investimenti e sviluppo;• Garantisce un elevato potenziale di economie di scala, di specializzazione, e la contestuale creazione di valore attraverso il controllo operativo delle attività di gestione
Punti di debolezza	<ul style="list-style-type: none">• La necessità di assicurare la sopravvivenza delle società operative territoriali e le successive possibili estensioni evidenziano il rischio di sub-ottimizzazioni;• Elevato livello di complessità gestionale, in parte riconducibile alla necessità di perseguire il mantenimento di costanti equilibri nella rappresentanza territoriale all'interno della governance del gruppo;• L'esigenza di mantenere le strutture operative sul territorio rischia di ridurre parte delle opportunità di valorizzazione della gestione unitaria su scala territoriale vasta;• Le amministrazioni locali esercitano la propria azione proprietaria a livello di holding e, quindi, per via mediata da questa sulle società operative

b. Modello dell'integrazione operativa

Tale modello prevede di riconoscere piena autonomia strategica e operativa a ognuna delle aziende coinvolte nel processo di aggregazione. Il processo di aggregazione di sviluppa, pertanto, con scelte di aggregazione concentrate su specifiche aree di attività.

Figura 7. Modello d'integrazione operativa





Tale soluzione prevede lo sfruttamento flessibile e razionale di opportunità operative e di sinergie funzionali laddove e quando si concretizzano le condizioni di mercato, senza che – sul piano istituzionale – sorga l'esigenza di assumere decisioni formali di complessa e lunga formazione.

Punti di forza

- Riconosce piena autonomia strategica e operativa a ognuna delle aziende coinvolte nel processo di aggregazione;
- Prevede lo sfruttamento flessibile e rapido di opportunità operative e di sinergie funzionali senza che sorga l'esigenza di assumere decisioni formali di complessa e lunga formazione;

Punti di debolezza

- Difficoltà di mantenere unitarietà di immagine, di collocazione sul mercato e di visione strategica;
- Strumenti di governo frammentati e non coordinati (multi-corporate governante);
- Possibile sub-ottimalità della struttura dei costi a causa della creazione di diverse aziende di scopo

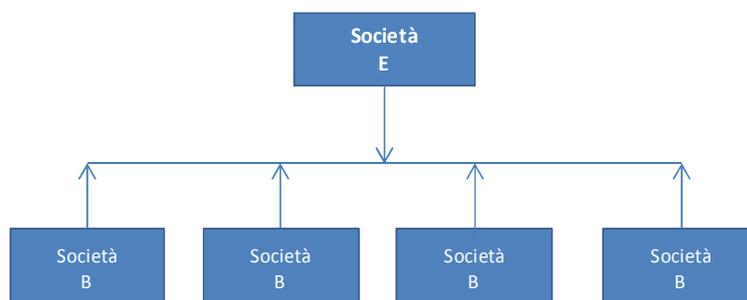
Modello della fusione propria

La fusione d'azienda rappresenta la modalità pratica con cui realizzare le cosiddette concentrazioni aziendali, in quanto, nella loro versione più completa, danno luogo alla cessazione dell'individualità delle aziende preesistenti per originare un organismo aziendale che prima non esisteva. La fusione propriamente detta ha, infatti, luogo quando due o più aziende conferiscono il loro patrimonio per dare origine a una nuova entità giuridica. Nella versione più diffusa, invece, la fusione d'azienda avviene per incorporazione di un ramo aziendale o di un'intera azienda (detta azienda incorporata) da parte di un'altra (azienda incorporante) che continua a esistere. La differenza principale rispetto alla acquisizione/cessione d'azienda consiste nel fatto che il corrispettivo sulla base del quale viene regolato il negozio giuridico non è costituito da denaro o mezzi di pagamento (i proprietari delle aziende fuse non vengono liquidati), ma da quote del capitale della nuova azienda costituita (nel caso di fusione propriamente detta) o dell'azienda incorporante (nell'altro caso). La conseguenza più rilevante si ha quindi nella composizione della



compagine societaria dell'entità giuridica che deriva dalla fusione, che vedrà unita l'iniziativa imprenditoriale di più soggetti.

Figura 8. Modello della fusione



Da un punto di vista giuridico esistono molteplici distinzioni tra le varie tipologie di fusioni e di acquisizioni; in generale, con il termine fusione si indica qualsiasi transazione che determini un'unità economica da due o più precedenti imprese. Sono state individuate varie forme di fusioni: la fusione orizzontale coinvolge due imprese che operano nello stesso settore di attività; la fusione verticale coinvolge invece le imprese che operano in diverse fasi del ciclo produttivo; le fusioni conglomerate investono le imprese impegnate in differenti settori di attività non correlati. Le fusioni conglomerate si possono ulteriormente distinguere in tre tipologie differenti: le fusioni di ampliamento di prodotto integrano le linee di produzione delle aziende; le fusioni di ampliamento del mercato geografico coinvolgono due società che operano in aree geografiche non sovrapposte; infine, le fusioni conglomerate pure hanno per oggetto attività commerciali non correlate, non classificabili come fusioni di ampliamento di mercato o di prodotto.

Le motivazioni che possono portare alla fusione d'azienda sono diverse, ma fanno sempre riferimento alle sinergie e alle economie di scala che si possono conseguire con la costituzione di realtà aziendali maggiormente in grado di cogliere opportunità di mercato, di accedere ai capitali di rischio e di credito, di investire in innovazione e ricerca.

Punti di forza

- Realizza la trasformazione più semplice, lineare e coerente, consentendo lo sfruttamento di elevate sinergie operative e assicurando un elevato livello di efficienza;

Punti di debolezza

- Tempi tecnico-giuridici di fusione più lunghi;



- Possibilità di maggiore rischio di opposizioni dal punto di vista sociale;
- Problemi di reale integrazione sul piano organizzativo e gestionale;
- Criticità a livello di governance (nella nuova azienda costituita per effetto della fusione si devono ricercare non facili equilibri sul fronte della rappresentatività dei diversi ambiti territoriali coinvolti).

Modello federativo

Rappresenta un modello organizzativo relativamente recente e di crescente interesse; esso prevede la costituzione di un polo industriale di rilievo regionale/nazionale in grado di mantenere un forte radicamento con il territorio in cui opera ciascuna delle aziende interessate (approccio globale/radici locali).

Il modello federativo si basa sulla realizzazione di un'alleanza tra diverse Utilities di proprietà interamente pubblica con l'obiettivo di mettere in comune una serie di servizi al fine di beneficiare di economie di scala, finanziarie, di densità. Nel caso specifico del modello federativo per l'energia si mettono in comune prevalentemente le attività di acquisto e vendita, l'amministrazione, la gestione e le operazioni finanziarie. La proprietà dei cespiti, delle reti e degli impianti rimane in capo alle Utilities originarie, che detengono il capitale sociale della holding. La proprietà pubblica della holding è quindi mediata (gli enti locali non detengono quote della holding bensì delle Utilities).

La via federativa si riflette in primo luogo nella struttura organizzativa. Tipicamente si delinea una struttura di gruppo composta da una holding, titolare delle concessioni e a cui fanno capo le attività di produzione, e i servizi interni (informatico, immobiliare, ecc.), gli acquisti e la vendita sul mercato libero; a questa si contrappongono una serie di società operative territoriali, cosiddette SOT, le cui quote sono interamente detenute dalla holding. Alle SOT si attribuisce la gestione di tutti i servizi concreti per l'utenza, ciascuna nel bacino di riferimento della precedente azienda locale e con un top management che è "espressione" del pubblico.

In particolare, le SOT si occupano di norma della gestione dei servizi tecnici relativi alla distribuzione di gas, energia elettrica e teleriscaldamento, gestione del servizio idrico integrato e del ciclo ambientale (escluso lo smaltimento); esse sono inoltre responsabili della gestione operativa dei servizi e del presidio del rapporto con il territorio e con gli enti locali affidatari delle concessioni. Le SOT assumono di norma un ruolo strategico, erogando servizi di primaria importanza per il territorio e i cittadini utilizzando il "cappello" (cioè il brand) dell'azienda esistente sul territorio, di norma ex-municipalizzata, con evidenti vantaggi in termini di legame col territorio e fidelizzazione della clientela¹³.

Accanto alle SOT ci sono le società di scopo, cosiddette SOB, aventi come scopo la gestione di linee specifiche di business quali ad esempio gli acquisti e la vendita di energia, le attività di

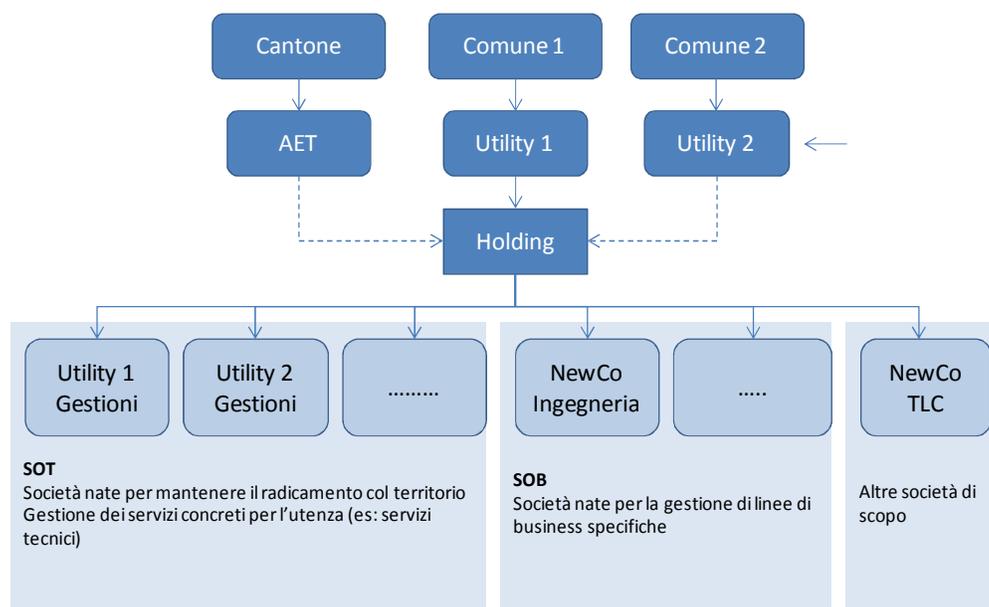
¹³ Linea Group, l'esempio italiano di modello federativo, è nata dalla federazione di AEM Cremona, ASTEM Lodi, Cogeme Rovato, ASM Pavia e SCS Crema, e continua a operare sul territorio con le SOT denominate AEM Gestioni Cremona, ASTEM Gestioni Lodi, ASM Servizi Pavia, Cogeme Gestioni Rovato e SCS Gestioni Crema.



ingegneria specializzata nello sviluppo e nella completa gestione delle attività connesse all'energia, etc.

Come premesso, i cespiti e gli assets rimangono di norma di proprietà delle Utility federate, le quali provvedono a metterle a disposizione delle SOT regolando i relativi rapporti attraverso dei contratti di servizio.

Figura 9. Il Modello federativo



Gli obiettivi di un siffatto modello organizzativo sono i seguenti:

- accrescere il potere negoziale nei segmenti di mercato oggetto di liberalizzazione;
- competere con altri operatori di maggiori dimensioni;
- cogliere le opportunità derivanti da economie di scala e sinergie in termini di costi e investimenti;

Gli obiettivi sopra indicati sono perseguiti mediante:

- (a) la costituzione di un polo industriale di rilievo nazionale che però mantenga, mediante le Società Operative Territoriali (come sopra definite), un forte



- radicamento con il territorio in cui è opera ciascuna azienda interessata;
- (b) l'incremento delle quote di mercato attraverso cross selling (con particolare riferimento ai settori dell'energia elettrica e del calore) e centralizzazione degli acquisti (sia di materie prime, sia di servizi);
 - (c) l'incremento della capacità di produrre energia elettrica;
 - (d) il consolidamento del posizionamento sul territorio di ciascuna azienda interessata;
 - (e) il miglioramento dell'efficienza operativa attraverso lo sfruttamento delle economie di scala derivanti dalla accresciuta dimensione e integrazione delle aziende interessate.

Si tratta di una struttura societaria che permette di valorizzare la storia e tradizione locale delle aziende coinvolte, che mantengono sostanzialmente una loro autonomia, rimanendo aperta a nuove integrazioni. Al contempo, realizzando un percorso di integrazione verticale è possibile beneficiare delle economie di scala e di integrazione verticale.

Per quanto riguarda la *politica degli investimenti*, questi sono realizzati dalla Holding per tramite della SOT. Il conseguimento di una massa critica importante permette alla holding di negoziare condizioni finanziarie migliori.

Punti di forza	<ul style="list-style-type: none">• Sfruttamento delle positive integrazioni derivanti dall'aggregazione;• Indipendenza della gestione industriale per le singole società aderenti;• Valorizzazione dell'autonomia delle aziende;• Salvaguardia e valorizzazione del radicamento territoriale di ciascuna azienda;• Consolidamento della presenza sul mercato nazionale;• Aumento della massa critica a partire dai territori adiacenti.• Modello "aperto"• Migliori condizioni per gli approvvigionamenti
Punti di debolezza	<ul style="list-style-type: none">• Complessità, che si traduce in una minore reattività alle minacce e/o stimoli esterni. Tempi lunghi per decidere e muoversi.• Tendenza allo sviluppo di forze centrifughe espressa dai singoli partecipanti per depotenziare i processi di



efficientamento.

- Necessità di una leadership autorevole ma non autoritaria, in grado cioè di far valere sempre la forza della ragione e non le ragioni della forza

Joint ventures/Accordi d'impresa

La joint venture è può essere considerato come un rapporto di stretta collaborazione che due o più imprese possono siglare tra loro per il perseguimento di obiettivi comuni.

La joint venture può essere basata su accordi di duplice natura. Infatti, si può parlare di Joint venture contrattuale o societaria.

Nel primo caso due società non danno vita ad un nuovo soggetto giuridico poiché raggiungono un accordo che ha l'obiettivo di condividere e gestire in sinergia la medesima un'iniziativa da cui, in ultimo, si otterrà anche la divisione dei profitti. In questo caso si parla anche di Accordo d'impresa.

Nel secondo caso, invece, si dà luogo a una società mista in cui è predominante il rapporto fra i soci nella definizione degli obiettivi e nella ripartizione degli utili.

Rischi comuni a tutti i modelli

Si evidenziano infine due possibili rischi, comuni – anche se con portata diversa – a tutti i modelli descritti:

- Imprese nate per essere strumenti operativi di attuazione delle politiche dell'ente pubblico territoriale, emanazione della volontà e degli indirizzi dei proprietari e quindi, in senso lato, delle comunità di riferimento, possono trasformarsi in soggetti autonomi, forti, difficilmente orientabili (rischio di perdita della capacità di governo);
- Imprese che possono essere ricondotte a un unico ente proprietario, che agiscono sullo stesso territorio a beneficio della comunità, possono attuare politiche molto differenziate, non coordinate e finanche contraddittorie in quanto orientate ad una visione settoriale o parziale, che nello specifico contesto manifesta una propria razionalità, ma che in carenza di integrazione, manca del riferimento generale ai bisogni complessivi da soddisfare (rischio di dispersione della visione unitaria).

Sottraendosi alla facile ma irrealistica suggestione di un ritorno ai modelli storici, un'efficace azione di contrasto che scongiuri questi rischi passa necessariamente attraverso la visione di "gruppo economico-sociale" con cui l'ente locale deve ripensare le proprie reti di collegamenti e di relazioni con l'insieme degli strumenti operativi.

4. CONSEGUENZE IN TERMINI DI ASSETTO/STRUTTURA DEL MERCATO

Le strategie di risposta delle aziende hanno dato vita a diversi modelli di organizzazione del mercato. Nel dettaglio, sono state individuate le seguenti fattispecie:

- ❖ Modello francese
- ❖ Modello tedesco



- ❖ Modello inglese
- ❖ Modello scandinavo

Modello	Caratteristiche
Modello francese	È caratterizzato dalla presenza di grandi soggetti nazionali che operano su migliaia di gestioni locali. Il contesto francese sembra inoltre essere quello maggiormente restio in termini di reale liberalizzazione del mercato, il quale viene aperto, come già accennato, solo a seguito del consolidamento dei campioni nazionali. La logica del gigantismo, alla quale si associano le già più volte citate economie di scala e di varietà, consente agli operatori di essere fortemente competitivi sul mercato, determinando un'elevata capacità di penetrazione dei mercati internazionali.
Modello tedesco	È caratterizzato da una storica frammentazione delle gestioni a livello locale, analogamente al contesto italiano. Le politiche di riassetto del settore solo in pochi casi hanno contemplato la cessione delle <i>local utilities</i> , anche in relazione alle soddisfacenti <i>performances</i> finanziarie delle medesime (contrariamente alle analoghe esperienze europee), concretizzandosi piuttosto in riorganizzazione e fusione degli operatori in entità medio-grandi, allo scopo di beneficiare dei vantaggi competitivi connessi alle riduzioni di costo riconducibili alle economie di scala. Si tratta di imprese dotate di una discreta capacità di penetrazione dei mercati internazionali, attuate preferibilmente mediante la conclusione di <i>joint ventures</i> con operatori stranieri.
Modello inglese	È caratterizzato dalla progressiva perdita di peso delle politiche locali, dal massiccio ricorso a politiche di privatizzazione, dal consistente ingresso di grandi gruppi stranieri e dalle evidenti pressioni in tema di integrazione verticale del settore. In particolare, le privatizzazioni e la corsa alla re-integrazione verticale si sono tradotte in un efficace strumento per gli operatori leader del settore di consolidamento o accrescimento della loro quota di mercato. Le politiche di re-integrazione verticale sono riconducibili all'incremento di costi legato alla segmentazione delle diverse fasi del ciclo dei servizi sancite dall'unbundling proprietario delineato dal quadro regolatorio di riferimento.
Modello scandinavo	È caratterizzato da una forte presenza degli operatori locali, sia pubblici sia privati e da un elevato grado di apertura del mercato. Le imprese pubbliche locali sono particolarmente efficienti e possiedono una buona capacità di penetrazione dei mercati esteri: al momento dell'apertura del mercato energetico spagnolo, la seconda impresa dopo l'Enron a vincere una licenza di trading è stata la Hafslund (Norvegia). La riorganizzazione, prevalentemente attraverso politiche di Fusione&Acquisizione tra aziende pubbliche locali, ha determinato la creazione di ampie compagnie regionali, ad esempio, la Statkraft (fortemente voluta anche dalle compagini politiche locali, che ne hanno fatto un importante operatore del mercato internazionale).



Uno dei tratti comuni di tutti i modelli è rappresentato dall'affermarsi di strategie di re-integrazione verticale e dalla volontà di rafforzare gli operatori attraverso politiche di crescita esterna (prevalentemente attraverso operazioni di Fusione&Acquisizione).

Nei predetti mercati hanno trovato spazio diverse tipologie di operatori:

- **I (piccoli) giganti dell'energia**

Si tratta di imprese caratterizzate tipicamente da una lunga tradizione aziendale di relativa autonomia manageriale e con buoni livelli di redditività nella produzione di energia elettrica, grazie innanzitutto ad una scala produttiva sufficientemente elevata. In alcuni casi, la redditività deriva dalla vicinanza a fonti di energia, ma anche dal vendere a un prezzo prefissato energia elettrica prodotta a costi relativamente bassi grazie alle due condizioni sopra dette.

Si tratta molto spesso di ex monopolisti, che hanno accumulato significative risorse finanziarie dalla rendita di monopolio legata alla produzione di energia elettrica, e che hanno consentito alle imprese medesime di finanziare gli investimenti resi necessari dall'innovazione tecnologica nonché di crescere cogliendo le opportunità derivanti dalla integrazione a monte o a valle del ciclo produttivo, spesso in anticipo rispetto agli stimoli derivanti dalle riforme.

Le vie di espansione di un siffatto modello organizzativo sono fortemente connesse alle caratteristiche tecnologhe del processo produttivo, fortemente *capital intensive*.

In generale, nel nuovo contesto operativo, le imprese in questione si sono rafforzate nei comparti a monte dell'energia elettrica, che rappresentano, anche in seguito alla liberalizzazione, le fasi maggiormente redditizie della filiera, cercando la crescita prevalentemente per vie interne, incorporando, da posizioni di forza e non tramite strategie aggregative di tipo paritario, operatori di più piccole dimensioni.

Le opportunità offerte dai primi passi della liberalizzazione del mercato elettrico sono state colte da alcune di queste imprese per l'acquisizione di capacità produttiva, anche attraverso la realizzazione di joint venture, spesso con imprese estere che hanno assicurato sufficienti risorse finanziarie o comunque soci industriali che hanno rafforzato l'orientamento di mercato.

Al contempo, hanno sviluppato l'attività di trading nel gas naturale per conseguire risultati economici e rafforzare la propria posizione nell'*upstream* di questo mercato, riducendo i rischi grazie ad una limitata importazione del bene, compiuta prevalentemente tramite le principali società partecipate. Più di recente, i vantaggi derivanti dalla produzione di energia hanno indotto le imprese a entrare nella termovalorizzazione dei rifiuti mediante acquisizione di società operanti nell'igiene ambientale.

La ricerca di scale dimensionali più elevate mediante processi di fusione ha inevitabilmente portato ad affrontare il problema della diluizione del controllo esercitato dal singolo azionista di riferimento. La proprietà ha in genere accompagnato il processo, traendone profitto (aggiungendo agli introiti derivanti dalle cessioni di quote minoritarie di capitale gli eventuali dividendi, in genere non troppo elevati data la necessità di autofinanziare l'espansione). I meccanismi di governo aziendale si sono tuttavia modificati. A seguito della trasformazione in società di diritto privato ad entrare nel capitale sono spesso stati investitori istituzionali;



soprattutto nelle società a valle vi è stato anche l'ingresso di soci industriali, di solito grandi operatori europei interessati ad accedere al mercato nazionale, portatori di *know how*.

Un breve inciso è opportuno in merito alla contendibilità delle imprese in questione, qualora la stessa sia esplicitamente limitata da clausole statutarie a garanzia dell'ente locale (o della coalizione di enti locali) in posizione dominante. Queste clausole, presenti negli statuti non solo dei "piccoli giganti dell'energia" ma anche di molte "multiutilities federative" hanno l'evidente scopo di assicurare all'ente locale il mantenimento del controllo senza rinunciare alle opportunità espansive. Analogamente a quanto avviene per le società appena quotate in borsa (specie negli Stati Uniti, dove non è inusuale che i controllanti introducano clausole a proprio beneficio) esse sono state accettate di buon grado anche dagli investitori che quelle quote minoritarie, in società per definizione non contendibili, hanno acquistato. Per quanto possano aver pesato anche fattori contingenti è plausibile che la presenza di un ente locale che, almeno nel caso di queste imprese, appare più interessato a massimizzare i ricavi e sempre meno propenso ad interferire nella gestione aziendale concreta, possa esser stata percepita come una garanzia di redditività, anche a fronte del rischio di interventi "espropriativi" del potere politico.

Rimane infine piuttosto difficile valutare il posizionamento competitivo di un comparto che, a giudizio unanime, è destinato a registrare ulteriori processi di consolidamento degli operatori, su una scala ormai in parte europea e non solo nazionale. A questi processi, comunque, i "piccoli giganti" sembrano però quantomeno intenzionati a partecipare da protagonisti, anche mediante ulteriori accorpamenti che implicherebbero il venir meno del controllo dell'ente locale di riferimento.

- ***Di norma ex monopolisti***
- ***Operano prevalentemente nelle fasi upstream***
- ***Crescono mediante integrazione a monte o a valle***
- ***Perseguono strategie aggregative incorporando aziende di dimensioni minori***
- ***Stanno progressivamente rafforzando la loro presenza nel downstream anche mediante estensione dell'offering.***

- ***Le aziende che presidiano il territorio***

Si tratta prevalentemente di imprese che traggono origine dall'aggregazione di più imprese di proprietà di comuni di medio-piccole dimensioni. Sebbene oggi abbiano assunto una connotazione molto legata ai settori energetici e cerchino di partecipare al "risiko energetico" alla stessa stregua dei piccoli giganti dell'energia, erano usualmente e sono tuttora attive nell'intera gamma dei servizi pubblici locali, su un'area che spesso già andava al di là del territorio comunale (per via di una sviluppata tradizione consortile nella fornitura dei servizi).

L'orientamento strategico di queste imprese, tra cui si citano i casi più noti di Linea Group, Hera, Iren (Italia), e RWE (Germania), ha perciò cercato di valorizzare economie di scala e di scopo soprattutto nelle fasi a valle della filiera produttiva, derivanti dall'utilizzo degli stessi input produttivi per la prestazione di più servizi (gruppi di manutenzione e pronto intervento, *data base* dei clienti e software unico, utilizzo generalizzato di particolari skills professionali maturate in un mercato, integrazione delle funzioni amministrative in una struttura unica) e dall'offerta all'utenza di una interfaccia unica (bolletta unica, punto di contatto unico per le relazioni contrattuali e di incasso con la clientela, maggiori informazioni sul cliente utilizzabili per



operazioni di marketing), una interfaccia in cui resta significativo il ruolo della singola amministrazione comunale (con possibili vantaggi di costo e ruolo dei sindaci in termini di *voice* degli utenti).

La scelta aggregativa è facilitata dalla presenza di imprese di dimensioni confrontabili. Anche laddove un singolo comune dominante per considerazioni demografiche non può non esistere, l'approssimativa parità di condizioni di partenza tra soggetti è stata importante e garantita da un processo a più stadi, in cui nel primo stadio l'aggregazione è avvenuta tra i soggetti minori e, nel secondo stadio, questi si sono associati all'impresa del comune maggiore.

La politica locale ha svolto usualmente un ruolo significativo, come testimoniato dal fatto che le aziende si sono per lo più mantenute all'interno dei confini regionali (e i tentativi di superarli hanno evidenziato difficoltà notevoli).

Il ruolo rilevante della politica e dell'amministrazione locale non implica che i processi di liberalizzazione e le riforme non siano stati importanti. Essi hanno spesso anzi agito da catalizzatore, inducendo da un lato ad attrezzarsi per sfruttare le opportunità offerte dalla liberalizzazione, dall'altro a difendersi dalla concorrenza potenziale mediante una strategia agglomerativa tra settori e tra aree geografiche limitrofe.

- ***Aggregazione mediante via federativa di aziende di dimensioni medio-piccole***
- ***Permette la sopravvivenza di realtà minori, che sarebbero facile preda di grandi aziende***
- ***Permette una gestione industriale moderna basata sullo sfruttamento delle radici locali***
- ***Agevola la collaborazione e la convergenza tra enti locali coinvolti***
- ***Opera prevalentemente nel downstream***
- ***Bilancia il portafoglio delle attività libere e regolate***
- ***Gli enti locali mantengono un importante ruolo di controllo (anche sugli investimenti)***

▪ ***Le aziende monoprodotto comunali***

Le aziende in questione si caratterizzano per l'essere essenzialmente monoprodotto e per una strategia di risposta alle sfide e agli stimoli derivanti dalle riforme dell'ultimo quindicennio che è per lo più interna, volta soprattutto al miglioramento dell'efficienza aziendale e al consolidamento della nicchia di operatività tradizionale.

Anche in tal caso, i fattori di innovazione, dove presenti, sono arrivati dalla politica locale che, in linea con le riforme normative, ha in alcuni casi perseguito dei processi di "aziendalizzazione" dei vecchi enti pubblici, cercando di accrescerne l'efficienza.

L'aziendalizzazione e la (parziale) separazione tra comune e azienda hanno mutato solo in misura contenuta le relazioni tra i due soggetti. Il grado di autonomia dell'azienda è piuttosto ridotto: essa è percepita in alcuni casi come un dipartimento funzionale dell'ente locale, più che come una vera e propria struttura autonoma. Le decisioni sul core business aziendale sono strettamente poste sotto l'egida dell'ente locale controllante.

- ***Aziende di piccola dimensione***
- ***Strategie di conservazione del mercato basate sulla valorizzazione del rapporto privilegiato col territorio***
- ***Forte dipendenza dall'azionista di controllo pubblico***



- ***Necessità di perseguire politiche di efficientamento***
- ***Rischio di assorbimento***

▪ ***L'innovatore che viene dall'esterno***

In questo caso un soggetto esterno diviene l'attore dei processi di innovazione ed efficientamento. In particolare, la dinamica-tipo con valenza significativa è l'acquisizione da parte di operatori/investitori esterni, di norma stranieri, di una partecipazione significativa nel capitale sociale dell'azienda pubblica esistente.

Per l'investitore esterno l'entrata nel mercato locale rappresenta un tassello di una strategia espansiva; la scelta di farne il socio-gestore del provider locale è frutto della volontà innovatrice dell'ente locale.

La presenza di un innovatore esterno è sintomatica del potenziale interessamento al mercato locale da parte di imprese estere (ma anche, potenzialmente, da parte di operatori di punta nazionali). Per le prime l'ingresso sul mercato appare tra l'altro volto a saggiare i problemi e le potenzialità esistenti per poi eventualmente estendere la propria presenza, di norma attraverso l'entrata in contesti di dimensioni medio-piccole.

- ***Modalità di entrata nei mercati nazionali per i grandi aziende***
- ***La fase della filiera preferita è il downstream***
- ***Focus sulle politiche di efficientamento***
- ***Local roots/Global approach***

5. POSSIBILI SCENARI FUTURI

Come rilevato, storicamente il servizio elettrico – così come i servizi pubblici locali in generale – era gestito da imprese pubbliche locali caratterizzate dal forte peso attribuito alle esigenze del territorio ed alla tutela degli interessi collettivi nelle politiche di gestione e sviluppo delle imprese. In tale contesto, alcune imprese hanno saputo intraprendere importanti percorsi di sviluppo, sino a diventare aziende di riferimento anche a livello nazionale (es: Axpo, Hera, A2A), altre invece non sono state in grado di crescere e rafforzarsi, rimanendo di fatto confinate al vecchio modello di azienda comunale.

L'evoluzione normativa, tecnologica e sociale hanno determinato una serie di trasformazioni che hanno interessato differenti piani:

Trasformazioni	Effetti
Inesorabile passaggio verso condizioni di maggiore apertura del mercato	È innegabile che le caratteristiche dei mercati stiano cambiando e sono destinate a evolvere ulteriormente mettendo in discussione le rendite di posizione tradizionalmente godute e generando nuove e più incisive forme di pressione sui risultati aziendali;
Trasformazione della forma giuridica delle imprese	Affermazione piena del modello della società di capitali. Il conseguente assoggettamento alle



	norme del codice delle obbligazioni condiziona inevitabilmente tutto il sistema di relazioni tra enti locali e imprese, definendo nuovi ambiti di autonomia e responsabilità. Questo impone alle aziende l'esigenza di una profonda rivisitazione dei propri sistemi di governo e gestione;
Modifica dell'assetto proprietario	Ha segnato il passaggio da situazioni di forte omogeneità caratterizzate dalla presenza di un unico soggetto di riferimento (Comune o Cantone "fondatore") ad un quadro quanto mai variegato all'interno del quale si combinano diverse compagini sociali;
La trasformazione del modello d'impresa	Attraverso il passaggio da aziende monolitiche alla formazione di gruppi aziendali. In alcuni casi si tratta di gruppi molto articolati, che inevitabilmente pongono nuove questioni in merito al governo integrato delle politiche di sviluppo;
Cambiamento radicale delle politiche di sviluppo industriale	Ad oggi intrinsecamente collegate all'evoluzione dei mercati ed alla correlata necessità di restare competitivi a fronte dell'affacciarsi di nuovi importanti aziende, anche internazionali, e al mutamento strutturale di quelli esistenti. La ricerca di una maggiore efficienza produttiva, l'incremento del potere contrattuale negli acquisti, l'aumento della capacità di investimento, il miglioramento degli indici di redditività appaiono sempre più condizioni necessarie alle sopravvivenza dell'impresa e tutte transitano da percorsi di crescita dimensionale autonoma o attraverso processi di aggregazione su base territoriale o per filiera di business.

- ***La trasformazione del modello d'impresa, a favore di gruppi aziendali incentrati sul modello holding, sembrerebbe rappresentare un passaggio chiave inesorabile.***

Siamo, in altri termini, di fronte ad un settore in profonda metamorfosi le cui dinamiche evolutive sono peraltro in pieno svolgimento. Da evidenziare che la dimensione territoriale dell'intervento, tradizionale driver delle politiche di sviluppo delle imprese, sempre più richiede di essere sostenuta attraverso una crescente focalizzazione sulle filiere di business che in buona misura prescindono dalla visione locale dei mercati di riferimento (le alleanze realizzate o in corso di realizzazione in campo energetico coinvolgono inevitabilmente operatori nazionali ed internazionali).

A ulteriore incremento della complessità del quadro delineato si evidenzia come le dinamiche di sviluppo delle public utilities siano sempre più condizionate dalle prerogative decisionali di



soggetti terzi, genericamente riconducibili alla categoria dei regolatori (es: ElCom), che si pongono in posizione neutra nella dialettica tra enti pubblici ed aziende.

A regime, il quadro che va delineandosi, in ipotesi di razionalizzazione del settore e di sviluppo dei meccanismi di mercato, pone quindi il tema del governo delle relazioni tra tre diverse categorie di interlocutori: enti locali, azionisti, imprese e regolatori.

▪ **Crucialità del tema delle relazioni di governo tra i diversi interlocutori**

Si combinano in questo intreccio diversi obiettivi:

- Rafforzamento del sistema di imprese elettriche;
- Miglioramento delle performance economico-aziendali;
- Valorizzazione dell'azionariato (soprattutto pubblico);
- Promozione e tutela degli interessi finali del cittadino-cliente.

Gli scenari che sembrano delinearsi per i prossimi anni possono essere descritti come segue:

❖ **Local utilities:**

Il successo di tali aziende dipenderà soprattutto dalla capacità di offrire, alla propria base consolidata di clienti captive, un pacchetto di servizi integrato, oltre che dal raggiungimento di una dimensione di scala tale da competere sia sul mercato nazionale sia europeo (la cosiddetta "massa critica adeguata"). Infatti, se è pur vero che esse godono di un vantaggio competitivo riconducibile alla radicata presenza territoriale e al legame storico con i clienti, nei mercati liberalizzati la variabile prezzo esercita un ruolo cruciale, per cui esse soffrono dell'intensa concorrenza degli operatori di dimensioni maggiori. Come conseguenza, molte aziende di dimensioni limitate stanno passando sotto la sfera d'influenza delle aziende più grandi.

Per i nuovi entranti, in particolare traders puri le prospettive sembrano più oscure. Da un lato vi sono il modesto fabbisogno di nuova capacità e l'impossibilità a subentrare agli ex monopolisti, che sono ragionevolmente protetti dalla normativa europea; dall'altro vi è la tendenza alla riduzione dei margini sul mercato retail più facilmente accessibile (quello dei grandi consumatori), mentre sul mercato commerciale e residenziale (che permettono margini superiori) appare difficile ottenere volumi consistenti dato il prevedibile basso tasso di switch dei consumatori.

❖ **Ex monopolisti o grandi operatori:**

Si focalizzeranno con ancora maggiore attenzione sul business della vendita e aumenterà quindi la pressione competitiva verso i piccoli operatori locali sui segmenti "soho" (Small office-Home office), micro/small business e sul residenziale. Le aziende più importanti, infatti, stanno intraprendendo azioni miriate alla fidelizzazione della clientela nei territori di riferimento e all'espansione nelle aree limitrofe anche tramite operazioni di acquisizione degli operatori più piccoli. Nel mercato libero le politiche di espansione sono piuttosto aggressive, anche tra aziende di grande dimensione. Criticità per questi soggetti potrebbero derivare da una eventuale maggior pressione esercitata da concorrenti internazionali omologhi, anche se il vantaggio del radicamento sul territorio rappresenta in tal senso un valore aggiunto di primaria importanza.



A breve termine ci si attende quindi una significativa attività di Fusione&Acquisizione con passaggi di “pacchetti” di clienti dagli operatori minori alle grandi aziende del mercato. Secondo alcuni osservatori, l'insieme di condizioni strutturali del settore energetico europeo sta spingendo verso una rilevante concentrazione del mercato, in cui dovrebbero emergere non più di 5-6 operatori dominanti a livello europeo, mentre per gli altri operatori vi sarebbero opportunità nei mercati di nicchia (ad esempio le fonti rinnovabili), ovvero, qualora si riescano a mantenere posizioni forti, a livello locale (ex municipalizzate tedesche o italiane).

▪ *Si conferma l'orientamento al raggiungimento di importanti masse critiche, soprattutto attraverso acquisizione di operatori minori e con un minor livello di efficienza. Diversamente, la permanenza nel mercato passa attraverso il solido presidio del mercato locale.*

❖ Il ruolo degli enti locali

Nell'ambito del sistema elettrico locale, il sistema degli enti e delle comunità territoriali dovrà mirare sostanzialmente a:

- Confermare nelle imprese di servizi un **affidabile partner operativo** che, detenendo competenze tecniche e gestionali consolidate, abbinata ad una forte conoscenza del territorio e ad una allenata capacità di dialogo con la committenza, sia in grado di soddisfare le esigenze e i bisogni della collettività con elevati livelli di efficienza e qualità;
- **Rafforzare i legami di fedeltà** non solo mantenendo il potere di indirizzo sulle decisioni fondamentali delle imprese, ma anche attraverso la designazione dei componenti degli organismi gestionali e dei vertici societari e la previsione di meccanismi di controllo sul loro operato e sui risultati conseguiti negli ambiti di autonomia concessi;
- **Mantenere costanti (o meglio ancora incrementare) i flussi di ritorno dell'investimento azionario** che consentano, in presenza di scarsità delle fonti tradizionali di finanziamento, di sostenere gli attuali livelli della spesa pubblica locale;
- Creare condizioni favorevoli allo **sviluppo economico locale**, anche attraverso l'indotto e l'alimentazione di flussi di ricchezza distribuita sul territorio.

All'interno di questo scenario alle aziende e agli azionisti di riferimento, spesso coincidenti con enti pubblici territoriali, compete la messa a punto di modelli di governo e sviluppo evoluti, in grado di conciliare il perseguimento di logiche competitive e industriali con l'esigenza di salvaguardare l'interesse pubblico generale.

Figura 10. Evoluzione del problema di corporate governance

Evoluzione del ruolo degli enti territoriali proprietari			
	Gestore diretto	Holding	“Regista dello sviluppo locale”



ACCENTRAMENTO FORTE	Gestione tramite enti pubblici/aziende municipali.	Gestione tramite SA: costituzione del gruppo pubblico locale	Gestione tramite SA a proprietà pubblica o privata; evoluzione verso la costituzione di network per la gestione dei servizi pubblici	PRIVATIZZAZIONE E MERCATO
	Modello dell'accentramento.	Modello del decentramento debole	Modello del decentramento forte	
	Coincidenza tra proprietà e controllo.	Separazione tra proprietà e controllo	Articolazione della proprietà in azionisti pubblici e privati	
	Il problema di corporate governance si risolve nella coincidenza dei ruoli e degli obiettivi del proprietario e del gestore	Il problema di corporate governance richiede l'articolazione degli organi di governo, cui è affidato il compito di temperare le esigenze della proprietà pubblica con quelle della gestione	Il problema della corporate governance richiede il temperamento dei molteplici e divergenti obiettivi dei diversi azionisti con le esigenze di gestione	
Ipotesi di evoluzione delle imprese di servizi pubblici locali				

Fonte: Nostro adattamento su Valotti G., "I nuovi modelli di corporate governance delle imprese pubbliche locali", in "Evoluzione delle imprese pubbliche locali", a cura di M. Elefanti (2006)

Conclusioni

Le strategie seguite dalle imprese sono state influenzate in modo determinante dalle politiche dei governi dalla struttura dei mercati, oltre che, naturalmente, dal quadro di regolamentazione in atto. Alcuni paesi, tra cui Regno Unito, Italia e Spagna, hanno attuato un più o meno drastico riassetto del settore, con la separazione societaria o proprietaria delle fasi di trasporto e distribuzione da quella della vendita, al fine di eliminare i sussidi incrociati e le forme di discriminazione che caratterizzano l'integrazione verticale e di promuovere la concorrenza sul mercato. Altri paesi, soprattutto la Germania e la Francia, hanno invece attuato politiche tese a stimolare la creazione o il consolidamento di grandi imprese integrate in tutte le fasi, con l'obiettivo di sfruttare i vantaggi di scala e di favorire la sicurezza e le migliori condizioni di approvvigionamento, lasciando alle autorità preposte il compito di vigilare sulla concorrenza.

Di fronte a questo complesso di fenomeni appare abbastanza chiaro il vantaggio competitivo dei grandi ex monopolisti europei, in quanto:

- sono dotati degli asset fisici di generazione,
- sono molto spesso integrati nella vendita ai clienti finali, soprattutto ai consumatori *retail*, i quali permettono di ottenere margini più alti (ancorché su volumi unitari inferiori.)

La tendenza delle grandi compagnie europee sembra, quindi, quella di difendere tale vantaggio competitivo:

- cedendo gli asset regolati (reti) che danno profitti e che non sono più necessari per l'accesso ai clienti finali;
- espandendosi in mercati diversi da quelli di origine, compresi quelli dell'Est, attraverso l'acquisizione di compagnie medio piccole;



- integrandosi con il mercato del gas naturale, in modo da proteggere i margini.

Diversamente, le aziende di dimensioni limitate, in altre parole le local utilities, dovranno puntare su strategie di presidio del territorio, anche attraverso un miglioramento della qualità e della varietà dell'offerta, puntando al contempo su strategie di crescita preferibilmente con aziende omologhe o con operatori operanti nella produzione.



PARTE B. POSSIBILI MODELLI ORGANIZZATIVI PER IL TICINO

1. LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO INTERNO

Punti chiave del nuovo quadro normativo di riferimento

La liberalizzazione del mercato elettrico svizzero inizia formalmente il 1° aprile 2008 con l'approvazione della legge sull'approvvigionamento elettrico (LAEI), che ha come obiettivo dichiarato quello di creare le condizioni quadro per migliorare la concorrenza sul mercato energetico. Il nuovo assetto dato al mercato, coerentemente con quanto previsto dall'analogo quadro di regole europeo, è focalizzato su un duplice obiettivo:

- disgiunzione (*unbundling*) delle attività di produzione, commercio e distribuzione da quelle di trasmissione dell'elettricità;
- possibilità per i consumatori – secondo un criterio progressivo calibrato sui consumi annui – di scegliere liberamente il proprio fornitore; allo stato attuale, 100.000 kWh

Unbundling:

- *Trasmissione:* la gestione dell'attività di trasmissione ad alta ed altissima tensione (220/380 kV) sarà affidato a Swissgrid, società anonima di diritto svizzero, il cui capitale è detenuto da un panel di aziende elettriche elvetiche¹⁴. Conformemente a quanto previsto dalla Legge sull'approvvigionamento elettrico, dal 1° gennaio 2013 Swissgrid rileverà dalle aziende elettriche gli impianti di rete e diventerà proprietaria e committente della rete nazionale di trasmissione (6.700 km), la cui modernizzazione e il cui ampliamento richiederanno ingenti investimenti nei prossimi anni (l'attuale infrastruttura ha un'età media di oltre 40 anni).

Per assicurare la neutralità della gestione, Swissgrid non può svolgere attività nei settori della generazione, distribuzione, commercio, né detenere partecipazioni in imprese commercialmente attive in tali settori.

- *Distribuzione:* è prevista la separazione della rete di distribuzione dagli altri settori di attività secondo criteri di unbundling contabile.

Sia per la trasmissione sia per la distribuzione i gestori di rete sono tenuti a garantire a terzi l'accesso non discriminatorio alla rete (*Third Party Access*).

- Libera scelta:

- la LAEI prevede una liberalizzazione in due fasi: nei primi cinque anni (2009-2013) hanno libero accesso al mercato i grandi consumatori con un consumo annuo superiore a 100'000 kWh; questi rappresentano attualmente circa il 50% del mercato elettrico (figura 11) a livello svizzero; in Ticino, i clienti eleggibili pesano per circa il 45% del totale (figura 12). Dopo cinque anni (2014), anche le economie domestiche e gli altri piccoli consumatori potranno scegliere liberamente il loro fornitore di energia elettrica. La

¹⁴ Alpiq SA, Alpiq Suisse SA, Axpo SA, BKW FMB Energie AG, Centralschweizerische Kraftwerke AG, Elektrizitäts-Gesellschaft Laufenburg AG, Elektrizitätswerk der Stadt Zürich, Rätia Energie AG.



liberalizzazione completa sarà sancita tramite decreto federale soggetto a referendum facoltativo.

Il mercato elettrico è vigilato dalla Commissione federale dell'energia elettrica (ElCom).

Figura 11. Elettricità erogata per categoria di clienti finali (Svizzera)

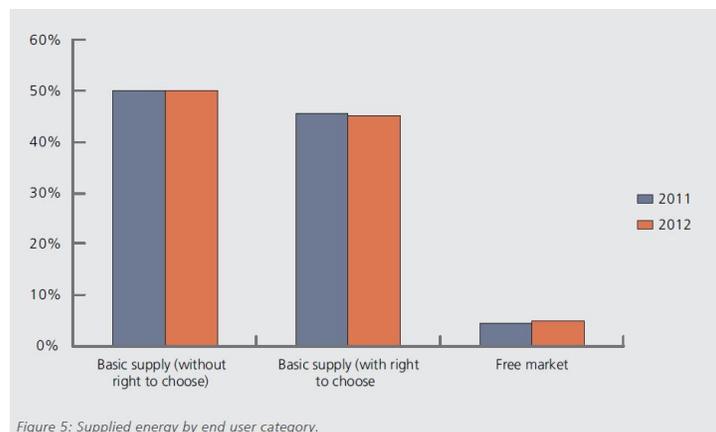


Figure 5: Supplied energy by end user category.

Fonte: Elcom, 2012

Figura 12. Clienti liberi e clienti vincolati in Ticino

	ΣAE ticinesi
Consumo clienti vincolati (< 100 MWh)	1'422.6 GWh
Consumo clienti eleggibili (> 100 MWh)	1'147.8 GWh
TOTALE CONSUMO	2'570.4 GWh
Nr. Clienti vincolati (< 100 MWh)	249'649
Nr. Clienti eleggibili (> 100 MWh)	1'865
Nr. Totale clienti	251'514

Fonte: EnerTi, 2012

Particolare attenzione è inoltre riservata al tema della promozione delle fonti energetiche rinnovabili (FER): insieme alla legge sull'approvvigionamento elettrico, infatti, con la revisione della legge sull'energia è stato approvato anche un pacchetto di misure per la promozione delle energie rinnovabili e dell'efficienza nel settore elettrico. L'elemento fondamentale è la remunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica proveniente da fonti rinnovabili. La revisione della legge sull'energia prevede che la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili debba essere incrementata di almeno 5,4 miliardi di chilowattora entro il 2030.

Analogamente a quanto osservato per il mercato europeo, l'approvazione e l'implementazione dei suddetti principi determineranno già nel breve-medio periodo un nuovo assetto di mercato per l'industria elettrica, cui potranno conseguire nuove strategie di riassetto del settore. In particolare, la possibilità di operare in tutte le fasi della filiera – ad eccezione della trasmissione – imprimerà nuove pressioni competitive sugli attuali operatori.



Figura 13. Liberalizzazione e fasi della filiera elettrica.

Fasi	Regolamentazione	Conseguenze
Produzione	Attività libera	Inasprimento della concorrenza Maggiori rischi per gli attuali produttori Necessaria massa critica per il finanziamento degli investimenti
Trasmissione	Attività regolata	Creazione per <i>spin off</i> di una società dedicata (es: OFIMA Rete, AET NE1 SA), che a far data dal 1.1.2013 confluirà in Swissgrid.
Distribuzione	Attività libera	Possibilità di entrata di produttori Possibilità di cambiare fornitore Possibilità di investire nella produzione Realizzazione di forme di collaborazione (es: EnerTi) Maggior potere negoziale nei confronti dei produttori Maggiori rischi per l'adozione di una regolamentata di tipo incentivante
Vendita	Attività libera	Riduzione dei margini Inasprimento della concorrenza Possibile ingresso di operatori internazionali (strategia di penetrazione del mercato)

La politica federale in materia di approvvigionamento al 2050: scenari previsionali

In Svizzera la sicurezza degli approvvigionamenti sta assumendo un'importanza crescente. Da un lato la domanda di energia elettrica, anche in relazione al mutamento dei consumi¹⁵ – soprattutto quelli legati ai trasporti – è destinata ad aumentare; dall'altro, pare realistico credere che nel futuro si manifesterà un deficit del sistema produttivo sia per la messa fuori servizio delle centrali nucleari¹⁶, sia per il progressivo venir meno di una serie di importanti contratti di importazione con la Francia.

In un tale contesto, appare in primis necessario ed inderogabile l'aggiornamento delle infrastrutture dedicate al trasporto dell'energia elettrica, le quali dovranno essere raccordate dal punto di vista fisico ed organizzativo alla rete europea. Per quanto concerne il mix produttivo, sempre maggiore enfasi è posta sulle fonti rinnovabili e sulle centrali a gas a ciclo combinato¹⁷. Nel lungo periodo, sarà quindi fondamentale modificare l'intero sistema di approvvigionamento energetico del Paese.

Relativamente ai punti chiave delle future politiche di approvvigionamento, l'associazione delle Aziende Elettriche Svizzere (AES) ha recentemente presentato un documento nel quale delinea tre possibili scenari energetici al 2050:

¹⁵ Il Consiglio Federale, comunque, intende contrastare l'aumento dei consumi di energia elettrica mediante l'adozione di importanti misure di efficienza energetica, i cui effetti – secondo gli esperti – si vedranno a partire dal 2015. Per questa ragione, i consumi continueranno probabilmente ad aumentare fino al 2020, soprattutto a causa della mobilità elettrica e del calore prodotto con l'elettricità.

¹⁶ La Svizzera si appresta, infatti, a uscire dal nucleare con un piano di dismissioni delle sue centrali da qui al 2034. Nel dettaglio secondo la raccomandazione fatta dal governo la centrale di Beznau I sarà disattivata nel 2019, Bexnau II e Muhleberg nel 2022, Gosgen nel 2029 e Leibstadt nel 2034.

¹⁷ Le centrali a gas a ciclo combinato saranno destinate a produrre energia elettrica tutto l'anno e a contribuire alla stabilità della rete. Per queste e per gli impianti di cogenerazione il Consiglio Federale prevede il rispetto degli obiettivi in materia di politica climatica mediante ricorso agli Emission Trading System (ETS).



- **Scenario 1: "camminata di montagna"**: prevede una normativa più rigida in fatto di efficienza energetica e degli incentivi per le energie rinnovabili atta a compensare un crescente fabbisogno energetico.
- **Scenario 2: "sentiero di alta montagna"**, rispetto al primo prevede anche una ferma volontà in materia di risparmio energetico/efficienza energetica, fortemente coadiuvata anche da elevate imposte al consumo.
- **Scenario 3: "difficile arrampicata"**: prevede un calo del consumo energetico soprattutto grazie a misure che incentivano l'efficienza energetica. Il fabbisogno nazionale sarà integralmente coperto da energia prodotta da fonti rinnovabili.

Figura 14. Gli scenari previsionali di politica energetica al 2050 (AES, 2012)

	Scenario 1	Scenario 2	Scenario 3
Premesse comuni: <input type="checkbox"/> Crescita demografica <input type="checkbox"/> Politica energetica <input type="checkbox"/> Domanda	8.9 milioni di abitanti nel 2050 Le centrali nucleari saranno sfruttate fino al massimo di 50 anni dalla messa in funzione. Nessuna ulteriore centrale nucleare sarà costruita. Al 2050: tra i 60 e gli 81 TWh		
Domanda	Aumento efficienza energetica Aumento consumi: +25%	Aumento efficienza energetica Aumento consumi: +15%	Aumento considerevole efficienza energetica Riduzione consumi: -7%
Offerta	FER: 55% dei consumi totali Aumento importazioni: +23% Costruzione 7-8 centrali a gas (400 MW)	FER: 70% dei consumi totali Aumento importazioni: +26% Costruzione 7-8 centrali a gas (400 MW)	FER: 100% dei consumi totali Aumento importazioni: fino al 2035, poi riduzione (-12.5%)
Investimenti	Altissima tensione: piano Swissgrid Distribuzione: dal 2035 in poi	Altissima tensione: piano Swissgrid Distribuzione: dal 2035 in poi, investimenti 2x (rispetto allo scenario 1)	Altissima tensione: piano Swissgrid Distribuzione: dal 2035 in poi, investimenti 4x (rispetto allo scenario 1)
Risorse finanziarie da impiegare	118 miliardi di franchi	135 miliardi di franchi	150 miliardi di franchi
Costo annuale supplementare	+30%	+45%	+75%

Fonte: AES, 2012

A livello di singole fasi della filiera elettrica, gli scenari così delineati determineranno una serie di impatti importanti che potranno rappresentare le basi per il ripensamento delle politiche locali ed aziendali.

Figura 15. Scenari di politica energetica e fasi della filiera

Fasi	Conseguenze
Produzione	Necessità di variare il mix produttivo Enfasi sugli investimenti nelle FER e nelle centrali a gas Potenziamento degli impianti per avere una produzione il più possibile indipendente dall'estero Possibile cooperazione tra aziende elettriche cantonali e non per la produzione di FER Ricerca di economie di scala e di integrazione verticale
Trasmissione	Finanziamento degli investimenti a carico di Swissgrid (a breve)
Distribuzione	Investimenti da finanziare (nel medio periodo: dal 2035) Ricerca di economie di integrazione verticale e di scala



Da evidenziare che gli investimenti nella rete di trasmissione, compresa anche la gestione degli scambi transfrontalieri e della risoluzione dei *bottlenecks*, saranno di competenza di Swissgrid. Diversamente, quelli nella distribuzione saranno a carico dei distributori, da cui la necessità per questi ultimi di disporre di ingenti capitali da destinare al finanziamento delle opere in questione. In tutti e tre gli scenari delineati, comunque, gli investimenti nella distribuzione saranno realizzati a partire dal 2035.

Gli indirizzi cantonali in materia di politica energetica

I principi di politica energetica dei cantoni sono stati definiti dalla Conferenza dei direttori cantonali dell'energia (EnDK); l'enfasi è stata posta sui temi della protezione del clima e delle risorse naturali, sull'efficienza energetica e le energie rinnovabili, sulla sicurezza e l'approvvigionamento, sui principi di sussidiarietà e autoresponsabilità e su criteri economici. Prioritario è l'utilizzo efficiente dell'energia, che deve provenire in misura crescente da fonti rinnovabili.

Per il Canton Ticino, i punti chiave sono i seguenti:

- Riduzione dei consumi negli usi finali (*Società 2000 Watt*) attraverso il crescente ricorso a tecniche di efficienza e risparmio energetico;
- Conversione energetica, grazie al progressivo abbandono dei combustibili fossili, a favore delle energie rinnovabili. Si prevede, infatti, di ridurre progressivamente l'importo dei contratti da fonti non omologabili e di non ricorrere al rinnovo di partecipazioni in impianti nucleari o termini allo scadere di quelli oggi in essere;
- Sicurezza degli approvvigionamenti e valorizzazione della risorsa idrica, anche mediante la conferma delle riversioni e del relativo ruolo di AET.

In particolare, in materia di produzione di energia elettrica a livello cantonale occorrerà:

- Pianificare l'ammodernamento degli impianti idroelettrici di AET;
- Procedere con le riversioni dei grandi impianti idroelettrici privati presenti sul territorio cantonale alla scadenza delle concessioni;
- Favorire la realizzazione di impianti di produzione di energia elettrica da nuove fonti rinnovabili.

Per quanto concerne invece la copertura del fabbisogno locale e le politiche di sicurezza degli approvvigionamenti sarà necessario:

- Procedere a importazioni di energia che permettano di assicurare una copertura con un margine di almeno il 30% superiore al fabbisogno presumibile;
- Investire in partecipazioni in impianti di produzione da fonte rinnovabile in Svizzera e all'estero;
- Valutare la partecipazione in impianti termoelettrici a gas;
- Fare in modo che AET offra al consumatore finale per il tramite dei gestori di rete una quota parte minima del 90% di energia certificata di origine rinnovabile a prezzi concorrenziali. Il costo dell'energia, come la sua certificazione (omologazione) giocheranno un ruolo sempre più importante.

Da evidenziare il ruolo di primaria importanza ricoperto da AET in materia di commercio dell'energia. AET rappresenta, infatti, lo strumento a disposizione del Cantone per valutare le



politiche ottimali in materia di importazione, tenuto altresì conto del fatto che con la liberalizzazione del mercato dell'energia il monopolio per la distribuzione di energia di AET in Ticino non è più garantito.

Infine, per quanto attiene l'attività di distribuzione dell'energia elettrica sono da considerare:

- L'ammodernamento delle reti ed il relativo adeguamento alle nuove esigenze della produzione decentralizzata;
- L'applicazione dei concetti *smart-grid* e *smart-metering*.

▪ ***Il modello riorganizzativo da adottare dovrà risultare funzionale rispetto all'obiettivo di finanziare ingenti investimenti. Chiaramente il tema delle economie di scala, di integrazione verticale e finanziarie assumerà un ruolo di primaria importanza.***

Possibile evoluzione dei prezzi

Anche le previsioni in materia di andamento del prezzo della commodity rilevano al fine dell'individuazione della soluzione organizzativa più adeguata.

Secondo la statistica svizzera (dati UFE) tra il 2007 e il 2011 le tariffe elettriche hanno registrato un leggero aumento, a causa non solo dell'incremento dei prezzi dell'energia e del volume degli investimenti ma anche degli oneri a favore degli enti pubblici. Secondo i dati previsionali, nel 2012 e nel 2013 le tariffe diminuiranno grazie all'incidenza di tariffe per l'utilizzo della rete più basse (figure 16 e 17).

Restringendo il campo di analisi al Ticino, per quanto riguarda le componenti dei prezzi dell'energia, per i consumatori "nuclei familiari" (H4) il corrispettivo per l'energia incide in maniera significativa: nel 2013 rappresenterà il 51% del totale del prezzo; per le aziende commerciali (C2) e per le industrie (C4) l'incidenza sul totale è invece mediamente del 45%. I costi di rete rappresentano poco più di un terzo del prezzo finale per tutte e tre le categorie, con un'incidenza maggiore per le utenze industriali (figura 18).

Figura 16. Evoluzione dei prezzi nominali (1985 – 2013)

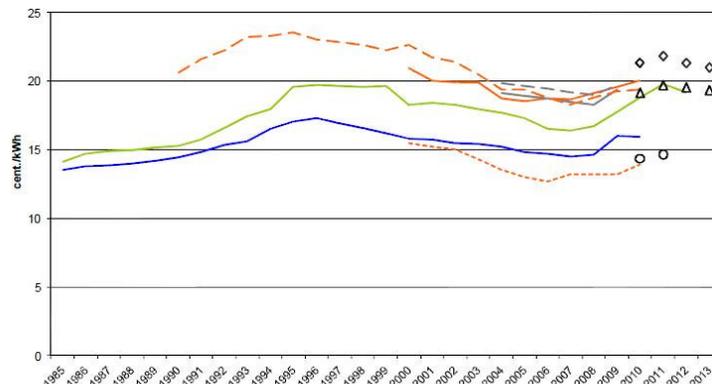


Figura17. Evoluzione dei prezzi reali (1985 – 2013)

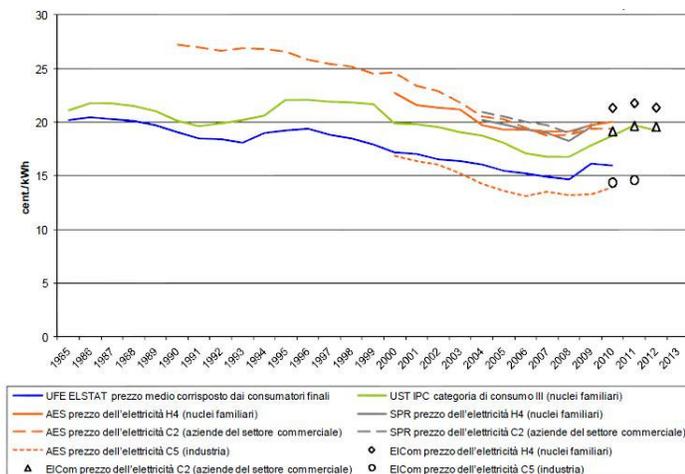
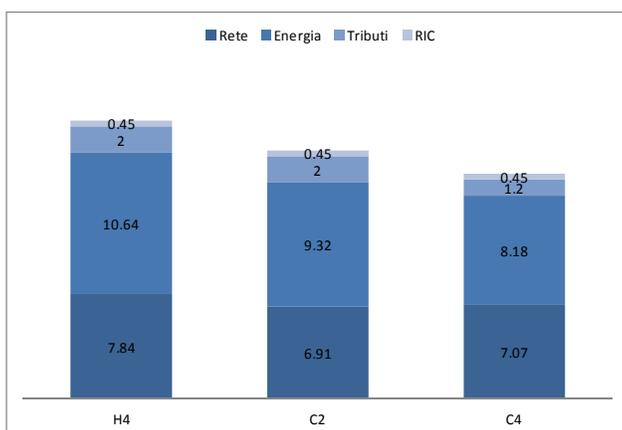


Figura 18. Componenti di prezzo per alcune categoria di consumo: H4, C2, C4 (2013)



Fonte: Elcom, 2012

Per comprendere come potrebbe mutare nel prossimo futuro il prezzo dell'energia elettrica occorre osservare distintamente l'evoluzione del livello delle quattro componenti del prezzo dell'elettricità.

Nel dettaglio:

- Il corrispettivo dovuto per **l'utilizzo della rete** è destinato ad aumentare a causa:
 - della realizzazione di imponenti investimenti nell'infrastruttura di rete, con parallelo incremento degli interessi sul capitale investito (WACC);
 - dell'incremento della quota della produzione di elettricità da energie rinnovabili;
 - dell'irrigidimento dei requisiti per la costruzione della rete;
 - dell'incremento dei costi per le prestazioni di servizio relative al sistema.



- Anche per il corrispettivo dovuto per **l'energia** si ipotizza un sostanziale rincaro, dovuto anche in questo caso ad una serie di fattori:
 - In caso di produzione propria: nuova costruzione o risanamento di centrali, nuove condizioni in materia di tutela dell'ambiente, costruzione di nuovi tipi di centrali per compensare la forte fluttuazione dell'immissione di energia elettrica da fonti rinnovabili e la produzione di energie rinnovabili (RIC esclusa).
 - In caso di acquisto da preforritori: anche in questo caso gli esperti prevedono un aumento dei prezzi nel settore. Le ragioni sono la scadenza dei contratti di acquisto dell'elettricità a buon prezzo con la Francia come pure la pressione dell'UE sulla Svizzera per far giungere a scadenza quanto prima i contratti a lungo termine.
 - In caso di acquisto sul mercato internazionale: gli esperti partono dal presupposto che i prezzi dell'elettricità subiranno tendenzialmente un rincaro. Infatti, il consumo di energia elettrica continua ad aumentare a livello europeo, nonostante l'introduzione di misure in materia di efficienza energetica. Inoltre, circa la metà dell'elettricità in Europa è prodotta da vettori energetici fossili come carbone, gas e petrolio. In futuro, i prezzi di queste materie prime potrebbero tendenzialmente aumentare, il che si traduce in un rincaro della produzione di elettricità nelle centrali fossili.

Nel 2008, Avenir Suisse ha pubblicato uno studio sulle strategie di approvvigionamento svizzero di elettricità nel contesto europeo da cui emerge che, finora, i produttori svizzeri di elettricità - per la maggior parte di proprietà pubblica - ha allineato le tariffe applicate alle imprese di approvvigionamento elettrico e ai consumatori finali diretti più ai propri costi di produzione che ai prezzi all'ingrosso (internazionali). In questo modo, la quota di energia dei prezzi dell'elettricità in Svizzera si colloca in una forbice che va da circa 60% a 90% dei prezzi all'ingrosso praticati sulle borse europee.

- Anche per la componente **tributi e prestazioni ad enti pubblici** si ipotizza una tendenza all'aumento.

I motivi sono, fra l'altro, l'aumento del limite massimo dei canoni idrici come pure altre misure decise dal Parlamento tese a ridurre gli effetti negativi dello sfruttamento della forza idrica (tra gli altri, si rammenta l'iniziativa parlamentare «Protezione e utilizzo dei corsi d'acqua»).

In generale, il prezzo pare destinato a registrare dei rialzi soprattutto a causa dell'ingente mole di investimenti da realizzare nella trasmissione, distribuzione e produzione (cfr. paragrafo sulle politiche di approvvigionamento), nonché al peso crescente del finanziamento delle fonti rinnovabili¹⁸. Sempre in termini di impatto sui prezzi finali, le prospettive energetiche aggiornate mostrano che il progressivo abbandono dell'energia nucleare è tecnicamente possibile ed economicamente sostenibile. Poiché l'ormai obsoleto parco europeo delle centrali elettriche deve essere in larga misura rinnovato¹⁹, l'energia elettrica subirà un rincaro anche a livello

¹⁸ Le risorse necessarie per finanziare l'incentivazione delle energie rinnovabili e dell'efficienza energetica attraverso la RIC aumenteranno continuamente. Il Parlamento ha già deciso di aumentare il supplemento RIC a 0,9 ct/kWh a partire dal 2013. Esso si situerà presumibilmente intorno a 1,29 ct/kWh nel 2020 e a 1,82 ct/kWh nel 2035, sempre che fino ad allora risulti necessaria un'incentivazione attraverso la RIC.

¹⁹ Dal punto di vista internazionale, i prezzi dell'elettricità sono assolutamente concorrenziali in Svizzera: essi si collocano nella media per i nuclei familiari, ma al di sopra della media europea per le aziende del settore commerciale. Questa situazione cambierà ben poco in futuro, in quanto i Paesi limitrofi dovranno affrontare sfide analoghe a quelle delle aziende elettriche svizzere. Stando alle stime della Commissione dell'Unione



europeo, il che attenua le conseguenze di un abbandono pianificato dell'energia nucleare sul piano della competitività internazionale dell'economia svizzera²⁰.

Gli scambi transfrontalieri di energia elettrica avvengono per la maggior parte per questioni di prezzo e non di carenza d'offerta. Di conseguenza, le politiche di approvvigionamento e i flussi import-export di energia elettrica da e per la Svizzera in una prospettiva di crescente integrazione della Confederazione nell'UE saranno sempre più influenzati dal prezzo della commodity. Diverrà quindi di importanza strategica disporre di un mix produttivo che permetta di mantenere i prezzi quanto più concorrenziali possibile. In tal senso, l'energia elettrica prodotta da FER viene scambiata in borsa a prezzi particolarmente bassi, stanti i costi marginali pressoché nulli di fotovoltaico ed eolico; questo impatta anche sull'energia prodotta da impianti a ciclo combinato²¹.

Anche se recentemente l'aumento dei prezzi dell'elettricità ha dato adito a molte discussioni, in Svizzera essi rimangono comunque convenienti se paragonati a quelli in vigore nei vicini Paesi europei. Uno dei motivi del basso livello dei prezzi svizzeri è proprio il commercio dell'energia elettrica con l'estero: grazie alle nostre centrali elettriche ad accumulazione, siamo spesso in grado di offrire energia elettrica per far fronte ai carichi di picco. I proventi di questo commercio tornano a vantaggio dei nostri consumatori, appunto sotto forma di prezzi convenienti. Le cause dei recenti aumenti di prezzi vanno individuate soprattutto in imposte e nei contributi di incentivazione per le nuove energie rinnovabili, i cui costi di produzione sono spesso ancora nettamente superiori ai prezzi di mercato. Con i prossimi investimenti nelle reti e nelle centrali elettriche, come pure negli adattamenti resi necessari dall'apertura del mercato dell'energia elettrica, i prezzi in futuro cresceranno ulteriormente. Un'intelligente miscela di differenti fonti d'energia dovrebbe però garantire che anche in futuro l'energia elettrica sia prodotta nel rispetto dell'ambiente e in modo che il suo prezzo rimanga accettabile.

2. LE STRATEGIE DI RISPOSTA DELLE AZIENDE

L'attuale assetto di mercato svizzero e ticinese

La Svizzera è uno Stato federale composto da 26 cantoni e da circa 3.000 comuni, con una popolazione pari a oltre 7.000.000 di persone.

Una delle peculiarità di questo paese, sostanzialmente riconducibile alla tipologia della forma di governo, è ravvisabile nell'elevato grado di decentramento locale relativamente all'erogazione dei servizi, in omaggio al principio di sussidiarietà che informa gli ordinamenti degli Stati moderni²². In particolare, per quanto concerne l'industria elettrica, ciascun comune ha la discrezionalità di decidere autonomamente come organizzare il servizio di distribuzione elettrica sul territorio di riferimento.

europea, l'Europa dovrà ad esempio investire entro il 2020 più di 100 miliardi di euro nell'infrastruttura delle reti elettriche, compresi i nuovi impianti di produzione.

²⁰ Evoluzione dei prezzi dell'energia elettrica in Svizzera Consiglio Federale. Giugno 2011.

²¹ La concorrenza delle rinnovabili con gli impianti a ciclo combinato a gas fa sì che questi vengano fatti lavorare troppo poco per essere redditizi. A questo deve aggiungersi che i bassi prezzi al MWh in Borsa scoraggiano nuovi investimenti: secondo quanto riporta l'agenzia Reuter per permettere di costruire nuovi cicli combinati servirebbe un prezzo di almeno 75,80 €/MWh; in Germania e Svizzera siamo tra i 40 e i 50€.

²² L'art. 3 della Costituzione Federale garantisce infatti una elevata autonomia comunale "residuale", ovvero in quei settori non direttamente regolati dalla Costituzione medesima quali, ad esempio, scuole, strade, ospedali, imposizione fiscale ed il settore della distribuzione di energia.



Relativamente alla struttura dell'offerta di energia elettrica, allo stato attuale l'industria comprende circa 800 imprese, pubbliche e private, operanti nelle fasi di importazione, generazione, trasmissione e distribuzione. Le suddette imprese sono alquanto eterogenee, sia in termini dimensionali, sia in termini di attività svolta. A titolo di esempio ricordiamo come il bacino d'utenza servito vari da 500 a più di 100.000 consumatori.

Focalizzando l'attenzione sul Canton Ticino, si rileva come la produzione sia sostanzialmente nelle mani di tre grandi aziende: AET, OFIBLE e OFIMA; in termini di fatturato, si tratta di aziende decisamente di taglia ridotta rispetto ai grandi produttori nazionali (figura 19).

Figura 19. Dati chiave dei principali produttori svizzeri e ticinesi, 2011 (mio CHF)

	Fatturato	EBIT	Utile netto	TWh venduti
Alpiq Suisse	13'984	552	242	191.9
Axpo	6'354	130	45	71.2
BKW	2'633	232	-66.2	20.7
Repower	2'523	130	54	18.9
AET	1'450	34	17	18.5
OFIBLE	44	11	2.5	1.0
OFIMA	85	16	4.2	1.2

AET è controllata al 100% dal Canton Ticino, OFIBLE e OFIMA sono Partnerwerke, sostanzialmente controllate da Axpo, Alpiq e BKW e partecipate al 20% dal Canton Ticino. Dato che l'energia prodotta viene ripartita in base ai rapporti di proprietà, il suddetto assetto proprietario degli impianti produttivi fa sì che il 42% circa della produzione ticinese sia destinato al soddisfacimento del bisogno locale, mentre la quota rimanente viene destinata ad altri Cantoni. Il mix produttivo è in sostanza integralmente basato su fonti idroelettriche: la produzione totale delle 30 centrali con produzione massima uguale o superiore a 300 kW è pari a 3,5 TWh/anno; in relazione a quanto sopra evidenziato, di questa 1,5 TWh circa rimane in Ticino, mentre la quota rimanente è utilizzata da enti territoriali e/o aziende ubicate fuori cantone. Stante il peso di traders come Alpiq e Axpo nelle compagini societarie delle Partnerwerke, la quota parte di energia idroelettrica di loro proprietà viene spesso destinata a scambi commerciali su mercati all'ingrosso europei. Poiché il fabbisogno annuo del Cantone è pari a circa 2,8 TWh, si registra un deficit energetico annuo pari a circa 1,3 TWh (coperto da AET mediante acquisti). La situazione potrebbe registrare un'efficace svolta qualora gli enti concedenti decidessero di esercitare il diritto di riversione (cfr. paragrafo sulle concessioni).

Per quanto riguarda la distribuzione e la vendita ai clienti finali, il servizio è erogato da 12 distributori locali; AET non opera attualmente in questa fase della filiera stanti i limiti del suo mandato istituzionale; serve comunque direttamente alcuni grandi clienti finali. La taglia dei distributori locali è notevolmente variabile, così come la loro forma giuridica (da società anonime di proprietà pubblica o privata ad aziende municipali). In linea di massima, comunque, si tratta di



aziende di dimensioni limitate se confrontate con i possibili competitor nazionali e internazionali²³.

La descrizione dettagliata dell'assetto e del funzionamento del settore elettrico ticinese esula dagli obiettivi del presente lavoro, per cui per una trattazione completa dell'argomento si rimanda al Piano Energetico Cantonale.

Figura 20. Tipologia della clientela e volumi erogati dai distributori ticinesi (2011)

2011	AMB Bellinzona	SES Locarno	AIL Lugano	AGE Chiasso	AIM Mendrisio	AEM Massagno	CEF Faido
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]
Utenze domestiche	117'664'059	285'832'238	406'793'375	31'890'907	30'899'306	32'771'647	6'935'000
Utenze artigianali e industriali	36'457'124	188'062'052	293'746'921	14'825'749	100'025'021	7'742'985	2'240'000
Utenze commerciali, uffici e servizi	105'256'756	133'136'007	357'651'124	67'179'609	27'828'957	3'958'342	3'400'000
Illuminazione pubblica	6'676'653	8'501'536	21'224'053	1'924'590	1'523'785	1'554'515	320'000
Trasporti	11'319'639	348'725	32'516'190	4'821'283	2'631	0	330'000
Altro (agricoltura, cantieri etc.)	2'064'539	211'367	0		705'853	8'782'467	105'000
Erogazione per usi finali	279'438'770	616'091'925	1'111'931'663	120'642'138	160'985'553	54'809'956	13'330'000
% utenze non domestiche	57.9%	53.6%	63.4%	73.6%	80.8%	40.2%	48.0%
Perdite di rete	12'079'321	31'500'000	40'940'000	2'878'299	3'396'795	3'018'080	523'660
Consumo proprio azienda	1'133'994	870'955	7'330'000	315'120	112'500	—	105'000
Erogazione totale	292'652'086	648'462'881	1'160'201'664	123'835'558	164'494'849	57'828'036	13'958'660

2011	AEC Ponte Tresa	AEC Ascona	AMS Stabio	AEC Airola + Bedretto	AET (non include vendita alle aziende di distribuzione)	Autoproduttori che consumano sul posto (IDA)	Totale Cantone Ticino	
	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[kWh]	[%]
Utenze domestiche	2'292'800	26'673'786	15'343'839	5'955'688	—	—	963'052'645	31.3
Utenze artigianali e industriali	308'000	11'065'854	85'374'709	3'978'352	121'547'555	2'644'556	868'018'878	28.2
Utenze commerciali, uffici e servizi	1'320'000	15'450'933	30'225'195	6'959'181	—	—	759'465'052	24.7
Illuminazione pubblica	70'000	1'134'630	358'647	352'295	11'204'257	—	54'844'960	1.8
Trasporti	—	0	0	896'654	120'000'000	—	170'235'122	5.5
Altro (agricoltura, cantieri etc.)	135'000	0	187'017	224'271	107'647'743	—	120'063'257	3.9
Erogazione per usi finali	4'125'800	54'325'203	131'489'407	18'366'441	360'399'555	2'644'556	2'935'679'915	-
% utenze non domestiche	44.4%	50.9%	88.3%	67.6%	100.0%			
Perdite di rete	394'010	2'293'300	1'222'818	1'339'837	22'902'374	—	122'488'494	4.5
Consumo proprio azienda	1'481'739	266'808	204'393	204'393	4'020'719	—	15'841'228	
Erogazione totale	4'519'810	58'100'243	132'979'034	19'910'672	387'322'649	2'644'556	3'074'009'637	100.0

Fonte: Ufficio dell'energia su dati Supsi 2012

Prezzi finali

Come osservato, la soglia di eligibilità riguarda in prima battuta i clienti con un profilo di consumo uguale o superiore a 100.000 kWh; in termini tariffari, si tratta dei profili da C3²⁴ a C7. La figura 21

²³ In Italia, ad esempio, la media dei GWh erogati nel 2005 per le aziende di distribuzione era pari a circa 600 (Fraquelli G., Piacenza M., Vannoni D., *Cost Savings From Generation and Distribution with an Application to Italian Electric Utilities, Journal of Regulatory Economics*, 28:3 289-308). Attualmente, a seguito delle molteplici operazioni di concentrazione, il valore è di gran lunga superiore. Si consideri che nel 2011 Enel Distribuzione, Acea Distribuzione, A2A Reti Elettriche e Aem Torino Distribuzione (cioè i primi 4 operatori nel campo della distribuzione) hanno erogato in media circa 68 mila GWh ciascuno. In Austria, paese che presenta diversi elementi in comune con la Svizzera, i distributori sono 130 per una popolazione di quasi 8,5 milioni di persone (in media 65.000 persone servite per operatore).

²⁴ In realtà occorrerebbe considerare anche il profilo C2 (da 30.000 a 150.000 kWh), ma per chiarezza abbiamo preferito limitarci alle fasce da C3 (da 150.000 kWh a 500.000 kWh) a C7 (> 7.500.000 kWh).



riporta il valore medio dei cinque profili per ciascuno dei cantoni svizzeri; la posizione del Ticino è evidenziata.

A partire dal 2014 la possibilità di cambiare fornitore potrebbe essere estesa a tutte le fasce di consumo; a fini esemplificativi, data la molteplicità delle opzioni, si riportano i valori delle tariffe elettriche per il profilo standard H4²⁵ (figura 22). Un confronto efficace deve comunque tener conto del fatto che le imprese di approvvigionamento elettrico offrono spesso ai grossi clienti tariffe speciali negoziabili, che di norma non sono pubblicate. In linea di massima, comunque, le tariffe del Ticino non sono tra le più convenienti; si profila dunque il rischio che altri operatori svizzeri entrino progressivamente nel mercato locale dei grandi clienti.

Figura 21. Tariffe per consumi superiori a 150.000 kWh, 2012 (C3, C4, C5, C6, C7), cts CHF/kWh

	C3	C4	C5	C6	C7	media
GL	15.37	14.49	11.09	10.82	10.03	12.36
AR	15.16	13.93	11.87	11.23	10.58	12.55
NW	14.5	13.21	12.77	13.13	12.66	13.25
ZH	15.19	14.27	13.04	12.69	11.51	13.34
SG	16.19	15.16	12.61	12.15	11.41	13.50
AI	15.94	15.23	13.36	11.83	11.18	13.51
SH	15.63	14.5	13.37	12.73	11.49	13.54
AG	16.71	15.57	12.77	12.2	11.44	13.74
BL	18.15	15.28	13.43	12.96	11.72	14.31
SV	15.62	14.77	n.d.	n.d.	13.13	14.51
TG	16.46	15.16	15.16	13.54	12.34	14.53
LU	17.92	15.86	14.01	14.03	12.63	14.89
ZG	16.83	15.81	14.65	14.4	13.15	14.97
FR	18.82	18.23	13.13	12.82	12.4	15.08
OW	18.08	16.75	14.54	14.28	13.18	15.37
JU	18.35	16.87	14.88	14.22	12.55	15.37
BE	18.35	16.87	14.88	14.22	13.05	15.47
SO	19.15	17.65	15.32	14.64	13.41	16.03
GE	18.32	17.43	n.d.	15	14.1	16.21
VS	17.35	15.51	n.d.	n.d.	n.d.	16.43
TI	19.16	17.01	16.43	16.24	14.88	16.74
UR	18.95	17.25	15.63	15.53	n.d.	16.84
VD	20.34	18.35	n.d.	16.02	14.67	17.35
NE	21.48	20.12	16.92	16.79	15.24	18.11
GR	20.59	19.31	17.2	17.89	16.68	18.33
BS	22.13	20.95	17.69	17.52	16.43	18.94

Fonte: Elcom, 2012

²⁵ Consumi pari a circa 4'500 kWh/anno (appartamento cinque locali con piastre elettriche e asciugabiancheria, senza boiler elettrico).



Figura 22. Tariffe per consumi superiori fino a 4.500 kWh, 2013 (H4), ctCHF/kWh

H4			
ZH	16.47	LU	19.79
AI	17.36	BL	20.36
GL	17.59	GR	20.57
GE	17.82	SO	20.72
SV	17.92	SH	20.74
NW	17.97	TI	20.93
AG	18.09	OW	20.94
VS	18.12	VD	21.29
AR	18.55	JU	21.73
ZG	19.17	BE	21.73
TG	19.18	NE	22.23
SG	19.67	BS	22.85
FR	19.71	UR	23.43

Fonte: Elcom, 2012

Il tema delle concessioni idroelettriche

Come già rilevato, attualmente il sistema di approvvigionamento del sistema elettrico ticinese utilizza 30 centrali idroelettriche, per una produzione complessiva di circa 3,5 TWh.

La produzione idroelettrica si basa su una serie di concessioni di sfruttamento di corsi d'acqua. Nel complesso l'80% della potenza installata si basa su concessioni, alla scadenza delle quali le comunità concedenti potranno avvalersi del diritto di riversione²⁶. La figura 23 riporta il dettaglio relativo alla scadenza delle concessioni; quelle attribuite ad AET sono illimitate, mentre per le altre il termine è compreso tra il 2035 e il 2048; è quindi di tutta evidenza come l'eventuale esercizio di questo diritto, in alternativa al rinnovo della concessione medesima, potrà avere un impatto solamente nel medio termine.

²⁶ Salvo disposizioni contrarie, la comunità concedente dispone del diritto di riversione. Alla scadenza della concessione, le parti idrauliche dell'opera costruite su terreno pubblico o privato, comprese le turbine e compreso altresì il terreno necessario allo sfruttamento della gestione, ritornano gratuitamente alla comunità concedente (che deve comunque dichiarare di voler esercitare tale diritto). Le parti dell'opera dedicata al trasporto dell'energia potranno essere riprese dalla comunità dietro corresponsione di un'equa indennità. Qualora la comunità intenda rinunciare all'esercizio di tale diritto, se l'opera continua a essere sfruttata dall'operatore attuale dietro attribuzione di una nuova concessione la rinuncia del diritto deve essere indennizzata.



Figura 23. Le concessioni per gli impianti idroelettrici in Ticino (2011)

Impianto	Proprietà	Fine concessione	Potenza installata (MW)
Lucedro e Sella	ATEL	2024	60
Calcaccia ¹	AEC Aiolo	2003	3.7
Stalvedro	AET	illimitata	13.0
Ritom ¹	FFS/AET	2005	44.0
Tremorgio	AET	illimitata	11.0
Ceresa ¹	COOP EL. Faido	2006	2.0
Piottino	AET	illimitata	69.0
Piumogna	CEL Daple	2039	1.0
Ticinetto	SES	2037	2.9
Bischina	AET	illimitata	135.0
Luzzone	OFIBLE	2042	15.0
Olivone	OFIBLE	2042	96.0
Biasca	OFIBLE	2042	280.0
Morobbia	AEM Bellinzona	2010	15.0
Gordola	Verzasca	2045	105.0
Tenero	Verzasca	2045	4.3
Someo	SES	2044	9.0
Ponte Brolla	AET	illimitata	3.1
Robiei	OFIMA	2048	170.0
Bavona	OFIMA	2048	124.0
Peccia	OFIMA	2035	48.0
Caveragno	OFIMA	2035	104.0
Verbano I e II	OFIMA	2035	150.0
Campo VM	CEL Campo VM	2042	1.3
Cerentino	CEL Cerentino	2044	1.4
TOTALE			1473.7

¹ Con permesso di continuazione o in fase di rinnovo

Fonte: DFE, 2012

In prospettiva, comunque, circa il 40% degli impianti di produzione attualmente in concessione a Partnerwerke potrebbero tornare di proprietà dei Comuni/Cantone, che potrebbero metterli a disposizione (dietro pagamento) delle aziende ticinesi e non.

Questo potrebbe determinare una serie di vantaggi in termini di:

- Fabbisogno energetico/produzione interna
- Aumento della quota di partecipazione di Cantoni/Comuni
- Entrate cantonali e comunali
- Corresponsione di indennità a comuni/cantoni per il rinnovo della concessione.

Diversi operatori si stanno muovendo attivamente al fine di beneficiare di tale opportunità. Ad esempio, AET ha acquistato l'impianto di Ponte Brolla nel 2002, dopo la riversione di proprietà decisa dal Consiglio di Stato ticinese alla scadenza della concessione detenuta dalla Società Elettrica Sopracenerina (SES). La stessa AET accantona ogni anno una quota consistente di utili in un fondo destinato alla riversione delle centrali elettriche, analogamente ad altre aziende (es: SES Locarno.)²⁷. Un'interessante prospettiva di analisi riguarda il legame tra riversione e assegnazione della rendita del valore della risorsa idrica, intendendo come tale la rendita che si genera utilizzando l'acqua per la produzione di elettricità. Questa rendita può essere calcolata sottraendo dal totale delle entrate tutti i costi di produzione, vale a dire i salari, le spese per

²⁷ Si rammenta come le riversioni a favore di aziende ticinesi rappresentino uno dei punti chiave della strategia energetica cantonale.



l'energia e i costi del capitale (capitale di credito e capitale proprio). La remunerazione del capitale proprio viene stabilita sulla base di un tasso di rendimento del capitale ritenuto "normale" per il rischio aziendale in questione.

Secondo la teoria economica, la rendita generata dall'impiego della risorsa naturale dovrebbe costituire la base per la determinazione del compenso da versare allo Stato per lo sfruttamento di una risorsa naturale, il cosiddetto "canone d'acqua" dal confronto tra quest'ultimo e la rendita emerge quanta parte della rendita medesima, in caso di differenza positiva, viene trattenuto dai concessionari. Uno studio condotto sulla realtà produttiva idroelettrica svizzera da Filippini e Banfi (2005) ha evidenziato come il valore medio della suddetta rendita oscilla tra 1.07 e 1.46 cent€/kWh per gli impianti a filo d'acqua, mentre per quelli con centrali d'accumulazione il valore è di molto superiore (da 2.28 ct€/kWh a 2.61 ct€/kWh).

Figura 24. Costi di produzione medi e totali, potenziali ricavi e potenziale rendita per categoria d'impianto

	Run-of-river plants		Storage plants	
	Drop below 25 m	Drop above 25 m	Without pumps	With pumps
Production (GWh)	7006	7872	6325	12,871
Average costs (cents _e /kWh; without profit-related taxes)	2.35	2.65	2.97	3.90
Revenue (million €)	267	287	357	803
Average revenue (cents _e /kWh)	3.81	3.64	5.65	6.24
Rent total (million €)	102	84	165	293
Average rent (cents _e /kWh)	1.46	1.07	2.61	2.28

Fonte: Banfi S., Filippini M., Mueller A, An estimation of the Swiss hydropower rent, Energy Policy 33 (2005) 927–937

Qualora l'azienda sia totalmente di proprietà pubblica cantonale il problema dell'assegnazione della rendita è secondario, in quanto – in ogni caso- la stessa rimarrebbe all'interno del cantone medesimo. Diversamente, in presenza di Partnerwerke parte della rendita, quindi parte del valore economico della risorsa idrica, viene esportata verso altri cantoni.

In tale prospettiva, il nodo del diritto di riversione assume in tale rinnovato contesto un valore nuovo in quanto potrebbe rappresentare lo strumento per riappropriarsi di quella parte di rendita derivante dallo sfruttamento di acque pubbliche cantonali che trova attualmente destinazione oltre i confini del cantone medesimo.

Punti di forza e di debolezza del settore

Le principali criticità che affliggono il settore possono essere così sintetizzate:

- Presenza di molteplici piccole aziende locali attente a difendere la propria posizione di nicchia;
- Dimensioni aziendali non comparabili con i competitor esteri (e neppure con diversi operatori nazionali);
- Necessità di una visione politica e industriale di medio-lungo periodo.
- Necessità di migliorare la sicurezza degli approvvigionamenti.



In particolare, per gli operatori di dimensioni minori il rischio è, analogamente a quanto osservato a livello europeo, l'assorbimento da parte di operatori maggiori²⁸ o comunque una consistente riduzione dei margini.

La sfida introdotta dalla liberalizzazione potrebbe quindi rappresentare un'importante opportunità di riassetto dell'intera industria elettrica, valorizzandola a rendendola al contempo maggiormente competitiva e in grado di resistere alle crescenti pressioni esterne.

La dimensione come fattore critico: il tema delle economie di integrazione verticale e di scala

Il tema dell'integrazione verticale, o meglio della re-integrazione verticale, riveste un rilievo di primo piano sia nell'ambito dell'analisi degli assetti di mercato ottimali sia in termini di individuazione dei modelli aziendali maggiormente rispondenti alle nuove logiche di mercato.

L'integrazione verticale è una strategia di sviluppo con cui l'impresa cerca di acquisire il controllo sui propri input (integrazione a monte) o sui propri output (integrazione a valle) o su entrambi. Di norma si contrappone all'unbundling, mirato – come già rilevato – alla “disintegrazione” del settore a favore della frammentazione – e contendibilità - delle gestioni.

Secondo la letteratura in materia la scelta tra integrazione verticale e unbundling deriva da mere considerazioni di ordine pratico, basate sul bilanciamento di vantaggi e svantaggi di entrambi i modelli aziendali. In altri termini, si privilegia la separazione tra le diverse fasi della filiera qualora i benefici conseguenti ad una struttura di mercato concorrenziale siano superiori a quelli derivanti da un assetto aziendale verticalmente integrato.

Figura 25. Economie di integrazione verticale: pro e contro.

Aspetti positivi	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Economie di produzione ❖ Riduzione dei costi di transazione ❖ Sfruttamento delle economie di scala ❖ Controllo delle fasi cruciali per la creazione del valore aggiunto ❖ Evita gli effetti di spill over di competenze e conoscenze ❖ Riduzione della concorrenza (integrazione a valle) ❖ Aumento del potere contrattuale (integrazione a monte) ❖ Evita il doppio mark-up ❖ Evita il <i>free riding</i>
Aspetti negativi	<ul style="list-style-type: none"> ❖ Possibile perdita di economie di scala e di specializzazione ❖ Presenza di costi di amministrazione o di coordinamento interno ❖ Inefficienze nella struttura produttiva (aumenta il livello dei costi fissi, cresce il peso della leva operativa) ❖ Problemi strategici (singole attività possono seguire dinamiche competitive diverse) ❖ Riduzione della concorrenza

²⁸ Questo grazie alla presenza di operatori di dimensioni rilevanti che operano su tutto il territorio nazionale ed anche all'estero (Alpiq, Axpo, Repower); si tratta di soggetti che operano prevalentemente nel trading di energia elettrica.



La presenza e la portata delle economie di integrazione verticale tra le diverse fasi della filiera elettrica – in particolare tra generazione e trasmissione/distribuzione – è stata oggetto di diversi lavori di analisi empirica. Per una trattazione esaustiva della tematica si rimanda all'appendice A.

- **La maggior parte dei contributi empirici sottolinea la presenza di significative economie di integrazione verticale tra le fasi di generazione e quelle di trasmissione/distribuzione.**
- **Tali economie sembrerebbero compensare gli svantaggi legati a una minore concorrenzialità del mercato.**

Passando al tema delle economie di scala, la presenza di siffatte sinergie di costo per il settore elettrico è stata oggetto di diversi contributi. Restringendo il campo d'analisi al solo orizzonte svizzero, si segnalano i seguenti lavori.

– Filippini, Wild e Kuenzle (2001) hanno indagato la presenza di economie di scala ed efficienza di costo per un campione di aziende svizzere di distribuzione, rilevando la presenza di significative economie di scala²⁹, di densità³⁰ dei clienti e di densità dell'output.

Figura 26. Economie di scala e di densità al valore mediano dell'output (104 GWh)

	OLS	Modello 1	Modello 2
Economie di scala	1.082	1.098	1.070
Economie di densità dei clienti	1.372	1.674	1.425
Economie di densità dell'output	1.894	2.848	3.118

– Filippini e Luchsinger (2005) hanno analizzato la presenza di economie di scala per il settore idroelettrico rilevando la presenza di economie per tutte le imprese del campione (di piccole, medie e grandi dimensioni).

Figura 27. Economie di scala per aziende piccole, medie e grandi

Taglia dell'azienda idroelettrica	Piccola (223 GWh)	Media (424 GWh)	Grande (855 GWh)
Economie di scala	1.76	1.78	1.76

– Farsi, Fetzi e Filippini (2007) hanno quindi indagato in merito alla presenza di economie di scala e di scopo per un campione di aziende multiutilities svizzere. I risultati evidenziano la presenza di economie di scala e di scopo per la maggior parte delle aziende incluse nel campione; questo conferma come l'unbundling potrebbe determinare una serie di costi addizionali per le imprese osservate. In particolare, i risparmi di costo per le imprese di piccole dimensioni sono ragguardevoli.

²⁹ Seguendo Caves ed altri (1984) e Filippini (1998) siamo in presenza di economie di scala quando un incremento dell'output e del network determina un incremento meno che proporzionale del costo totale.

³⁰ Si hanno economie di densità dell'output quando un incremento dell'output determina un incremento meno che proporzionale del costo totale; di economie di densità dei clienti quando un incremento di questi determina un aumento meno che proporzionale del costo totale.



Figura 28. Economie di scala e di scopo puntuali

	Economie di scopo		Economie di scala	
	GLS	RC	GLS	RC
1. Quintile	0.37	0.27	1.24	1.17
2. Quintile	0.22	0.16	1.14	1.09
Mediana	0.17	0.12	1.10	1.07
3. Quintile	0.11	0.07	1.07	1.04
4. Quintile	0.03	-0.003	1.06	1.03

- ***L'industria elettrica svizzera, soprattutto quello della produzione e della distribuzione, appare caratterizzata da importanti economie di scala, che sembrerebbero deporre a favore dell'adozione di politiche di aggregazione territoriale.***

L'apparente contrasto tra assetti di mercato liberalizzati e ricorso a strategie di (re)integrazione verticale si sana rilevando come il nuovo mercato di riferimento sia rappresentato dal mercato europeo, o quantomeno dai mercati regionali, dimensionalmente superiori e rispetto ai quali anche gli ex incumbet nazionali vedono diluire il proprio potere di mercato. Inoltre, l'unbundling è stato recepito secondo modalità e gradi diversi dai governi nazionali, per cui spesso una struttura verticalmente integrata può realizzarsi grazie alle differenti modalità di regolazione adottate, non da ultima la possibilità di escludere la distribuzione dalla separazione qualora il mercato di riferimento sia rappresentato da meno di 100.000 clienti.

IL POSSIBILE IMPATTO DELLA LIBERALIZZAZIONE SUL SETTORE ELETTRICO LOCALE

Una primissima valutazione, di tipo essenzialmente qualitativo, di quello che potrebbe essere l'impatto delle politiche di liberalizzazione sull'attuale struttura del mercato elettrico ticinese deve essere differenziata in funzione delle categorie di soggetti coinvolti: le aziende di produzione, le aziende di distribuzione di piccola taglia (con consumi minori di 100 MWh) e le aziende di distribuzione di taglia medio-grande (con consumi superiori a 100 MWh).

Figura 29. Le tre categorie di soggetti coinvolti nella liberalizzazione

AZIENDE PRODUZIONE	AZIENDE DISTRIBUZIONE < 100 MWH	AZIENDE DISTRIBUZIONE > 100 MWH
AET	AEC AIROLO	AGE CHIASSO
OFIMA	AEC ASCONA	AIL LUGANO
OFIBLE	AEM MASSAGNO	AIM MENDRISIO
	CEL FAIDO	AMB BELLINZONA
	AEC BEDRETTO	ASM STABIO
	AEC PONTE TRESA	SES LOCARNO



Aziende di produzione: AET

Come già rilevato, AET è un ente pubblico cantonale attivo nei settori di produzione, trasporto e commercializzazione dell'energia elettrica in Svizzera e all'estero, il cui mandato istituzionale impone di garantire l'approvvigionamento energetico del Canton Ticino a prezzi competitivi.

Per quanto concerne la produzione e gli acquisti, la produzione da impianti propri è pari a circa 657 MWh, quella derivante dalla compartecipazione in altre società (es: OFIMA ed OFIBLE) ammonta a circa 984 MWh (di cui quasi 360 dalla centrale nucleare di AKEB).

Figura 30. Produzione e acquisti di AET nel 2011 (in MWh)

	PROPRIA		COMPARTECIPAZIONI		ACQUISTI
STALVEDRO	45.103	VERZASCA	72.397	ACQUISTO ENERGIA	16.901.838
TREMORGIO	4.869	BLenio	197.422	ENERGIA DI SCAMBIO	1.222
PIOTTINO	244.611	MAGGIA	247.518		
BIASCHINA	312.641	MATTMARK	46.728		
PONTE BROLLA	10.694	AKEB (NUCLEARE)	359.041		
COMPENSO OFIMA	38.192*	KK LEIBSTADT	14.109		
PV	545	AET CoGen	46.847		
TOTALE	656.655	TOTALE	984.062	TOTALE	16.903.060

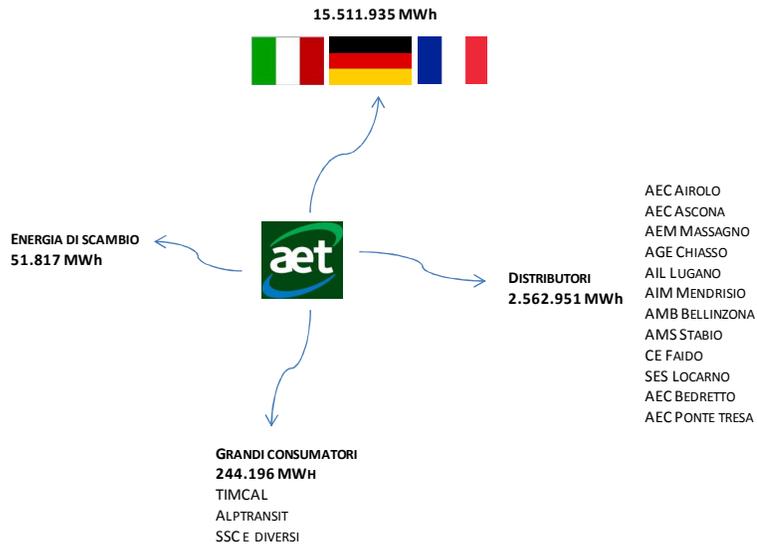
*acque restituite ad AET da OFIMA per la derivazione d'acqua della Val Bedretto e del Vallese

Osservando i flussi reali delle vendite di AET si nota come la somma dei consumi dei grandi clienti serviti in Ticino direttamente da AET e di quelli relativi alle aziende di distribuzione rifornite rappresenti circa il 15% delle vendite totali. In termini di ricavi delle vendite, la percentuale è la medesima. Si tratta di una quota significativa ma non eccessiva; di conseguenza, se anche tutti gli attuali clienti finali ticinesi decidessero di cambiare fornitore, l'impatto sull'attuale fatturato complessivo potrebbe ritenersi limitato.

Si conferma invece il peso dell'attività di trading nel *core business* di AET; l'azienda acquista e vende energia elettrica con un fatturato relativo a volumi commercializzati al di fuori della Svizzera pari al 79% del totale (il focus è principalmente sul mercato italiano e tedesco). L'attività di AET ha sicuramente tratto beneficio dalla competitività dei suoi prezzi, tanto da farne un operatore di rilievo su mercati già completamente liberalizzati. Come già rilevato, tale vantaggio competitivo dovrebbe perdurare anche a seguito del ventilato futuro aumento di prezzi derivante dalla realizzazione degli investimenti previsti. Allo stesso tempo, si rimarca comunque come il trading sia soggetto a un elevato grado di rischio, in quanto legato anche alla volatilità dei mercati.

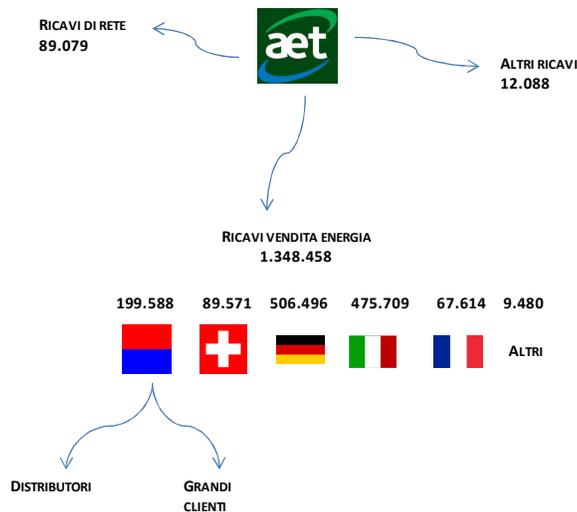


Figura 31. Volumi delle vendite di AET (in MWh), 2011



**(i dati relativi ai distributori si riferiscono ai consumi e non alle vendite)*

Figura 32 . Volumi delle vendite di AET (in 1000 CHF), 2011



La figura 33 riassume alcuni indicatori economici per AET e altri produttori. La redditività delle vendite è sintetizzata dall'indicatore ROS (*Return On Sales*³¹), che per AET si assesta intorno al 2.3%, valore inferiore rispetto a quello degli altri produttori svizzeri considerati; il risultato operativo per kWh è di 0.288 ctCHF, mentre l'utile per kWh venduto è pari a 0.092 ctCHF.

Figura 33. Principali indicatori economici dei maggiori produttori svizzeri

	ROS	Utile/fatt	EBIT/kwh (ctCHF/kwh)	Utile/kwh (ctCHF/kwh)
Alpiq Suisse	3.9%	1.7%	0.288	0.126
Axpo	2.0%	0.7%	0.183	0.063
BKW	8.8%	-2.5%	1.121	-0.320
Repower	5.2%	2.1%	0.688	0.286
AET	2.3%	1.2%	0.184	0.092
OFIBLE	25.0%	5.7%	1.100	0.250
OFIMA	18.8%	4.9%	1.333	0.350

AZIENDE DI DISTRIBUZIONE

Per le aziende presenti in questa categoria la valutazione delle conseguenze legate al varo delle politiche di liberalizzazione del settore implica la distinzione tra utilizzo della rete (distribuzione vera e propria) e attività di vendita.

Per la prima, la prevista futura regolamentazione di tipo maggiormente incentivante avrà come obiettivo quello di contribuire a migliorare l'efficienza delle imprese; una prima possibile conseguenza potrebbe quindi essere la riduzione dei margini dell'attività medesima. Qualora si intenda mantenere la redditività complessiva dell'azienda occorrerà quindi porre una maggiore enfasi sull'attività di vendita.

Il margine dell'attività di vendita³² sarà a sua volta messo ulteriormente alla prova dal rinnovato interesse posto sulla qualità del servizio, la cui principale conseguenza dal punto di vista dell'azienda è l'incremento dei costi d'esercizio.

a. Aziende di taglia piccola

Relativamente all'attività di distribuzione, lo sforzo verso l'efficientamento sarà maggiore per quegli operatori che non potranno fruire dei vantaggi legati alle economie di scala date le ridotte dimensioni. Inoltre, tali aziende potrebbero registrare serie difficoltà qualora dovessero trovarsi a intraprendere le necessarie attività di ammodernamento della rete elettrica più volte evidenziate.

Anche per la vendita i problemi potrebbero essere analoghi. Le aziende di piccola taglia, infatti, sono quelle maggiormente soggette al rischio di cattura da parte di nuovi entranti sul mercato di

³¹ Il valore di tale indicatore corrisponde alla percentuale di incidenza del risultato operativo della gestione sul fatturato complessivo.

³² A mero titolo di riferimento si evidenzia come in Italia prima della liberalizzazione il margine della distribuzione fosse circa del 30%; successivamente le pressioni competitive ne hanno determinato una consistente riduzione; attualmente si colloca intorno al 12%.



riferimento: hanno una clientela poco diversificata, e realizzano di norma dei margini limitati nella commercializzazione, con ridotta possibilità di rivedere ulteriormente al ribasso i prezzi, anche a causa del limitato potere negoziale nei confronti dei produttori.

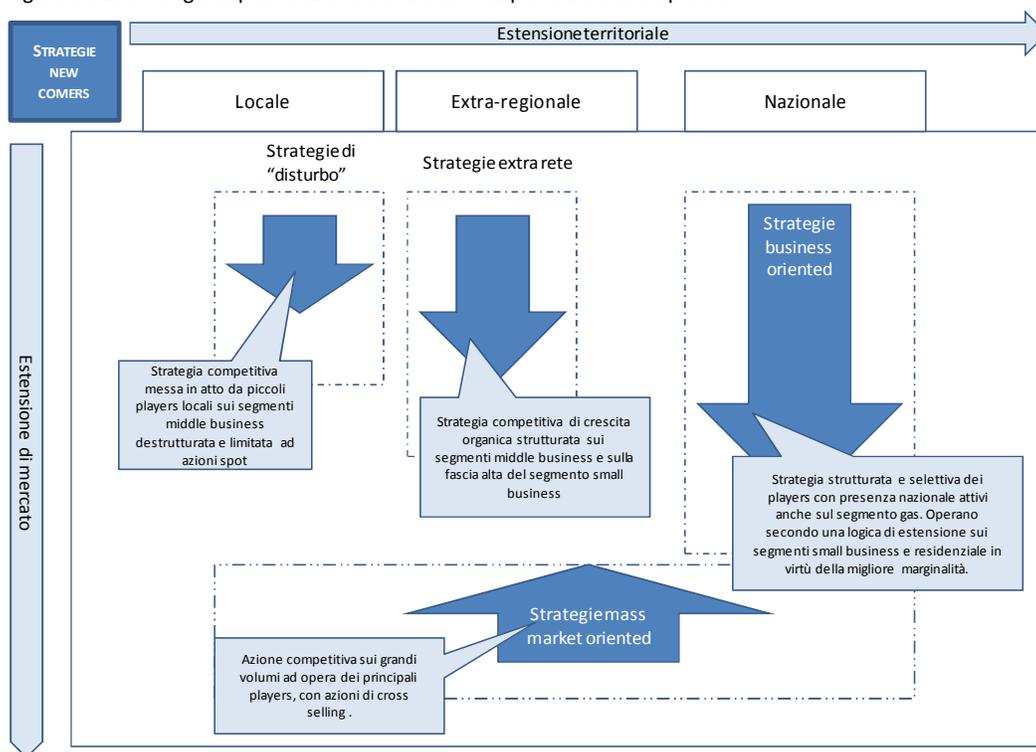
b. Aziende di taglia medio-grande

In questo caso, i rischi propri legati all'ingresso di nuovi operatori di settore appaiono più limitati, seppur presenti. Si tratta, infatti, di aziende che hanno un buon margine sull'attività di vendita, sul quale potrebbero lavorare al fine di recuperare un certo grado di competitività dei prezzi finali.

Il rischio di "cattura" del portafoglio clienti comunque permane. I potenziali competitors, infatti, potrebbero far breccia sul mercato locale grazie ad una serie di offerte *tailored*, spesso non limitate alla sola fornitura di energia elettrica (strategie di cross selling, offerta di servizi post-contatore, consulenza in materia di efficienza energetica, ecc..).

In generale, le possibili strategie da parte dei *new comers* (nuovi entranti) vanno dalle semplici strategie di "disturbo" a vere e proprie campagne di massa attuate da operatori di grandi dimensioni (figura 34).

Figura 34. Le strategie di penetrazione del mercato da parte dei nuovi operatori



3. LE POSSIBILI SOLUZIONI ORGANIZZATIVE



Abbiamo osservato come la progressiva politica di integrazione della Svizzera all'interno del mercato elettrico europeo comporti una serie di modifiche/adeguamenti a livello di:

- Mix produttivo
- Rete infrastrutturale di trasporto
- Obiettivi di politica ambientale
- Struttura del mercato elettrico
- Modelli gestionali

In particolare, si ricorda come il DATEC abbia evidenziato che la Svizzera si adopera affinché in un mercato europeo interno dell'energia uniforme anche le imprese elettriche svizzere possano continuare a operare.

È quindi con questa prospettiva che si provvede a delineare quali possibili assetti di mercato e modelli organizzativi aziendali potrebbero meglio valorizzare l'industria elettrica nazionale, di cui quella del Canton Ticino rappresenta un tassello di primaria importanza.

Sulla scorta di quanto osservato a livello europeo in termini di strategie di ristrutturazione dell'industria elettrica e modelli organizzativi aziendali adottati è possibile formulare una serie di ipotesi in merito alle eventuali soluzioni da applicare al contesto ticinese. L'individuazione è avvenuta tenendo in considerazione la molteplicità degli interessi e degli stakeholders presenti nel settore elettrico, con un'ottica di valorizzazione dell'industria nel suo complesso. Per ciascuna delle soluzioni è presentata una sorta di Swot Analysis limitata alla messa a fuoco dei punti di forza e di debolezza di ogni singolo modello organizzativo; questo in quanto, essendo l'environment il medesimo per tutte, le minacce e le opportunità sono comuni a tutte le soluzioni proposte.

In particolare, le scelte percorribili dalle aziende sembrerebbero oscillare intorno a due punti chiave: crescere fino ad assumere una massa critica che permetta loro di competere a livello nazionale ed internazionale oppure continuare ad avere una taglia "locale" e presidiare il territorio, anche attraverso un ripensamento dell'offerta dei servizi ai clienti.

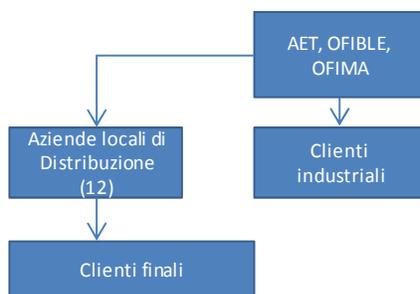
Da evidenziare che le soluzioni organizzative individuate potrebbero essere influenzate dall'esito del diritto di riversione relativamente agli impianti idroelettrici attualmente in concessione.

Ognuna delle soluzioni delineate potrà essere successivamente approfondita a livello di singoli dettagli e passaggi giuridici, economici e finanziari sulla base di quanto emergerà dalla discussione con i vari attori del settore.



Soluzione organizzativa 1: Status quo

Figura 35. La struttura della soluzione



Una siffatta soluzione organizzativa si basa su una totale inattività delle aziende operanti nel Cantone, che non ritengono utile/opportuno né espandere il proprio ambito di operatività in altre fasi della filiera (ad esempio, i produttori decidono di non entrare nella distribuzione) né dar vita a qualsivoglia forma di riorganizzazione/aggregazione oltre a quelle attualmente presenti. In altri termini, gli operatori optano per quella che abbiamo definito “crescita inerziale”.

Figura 36: Caratteristiche del modello organizzativo

Modello organizzativo	Complessità	Realizzabilità	Tempistica	Concorrenzialità del mercato
Status Quo	○	○	○	◐

Si tratta di una soluzione estremamente semplice, in quanto non necessita di alcun tipo di strategia e/o azione da parte degli attuali operatori di mercato.

La concreta realizzabilità appare decisamente limitata in quanto è realistico immaginare che, anche sulla scorta di quanto avvenuto a livello europeo, gli operatori cercheranno di migliorare la loro condizione percorrendo nuove opportunità di crescita e/o consolidamento del territorio.

Il mercato interno apparirà maggiormente vulnerabile stante l’assenza di barriere all’entrata e la taglia dimensionale estremamente ridotta degli operatori.

Ricadute per i principali stakeholders

Azionisti:

- Rischio di riduzione delle attuali entrate pubbliche (imposte, utili e dividendi) qualora il sistema industriale locale scontasse delle inefficienze e delle politiche di colonizzazione da parte di altri operatori, nazionali e non.

Territorio:

- Perdita dell’opportunità di valorizzare l’industria locale, con ricadute negative in termini di indotto territoriale.



- Possibili riduzioni dell'occupazione in futuro.

Clienti finali

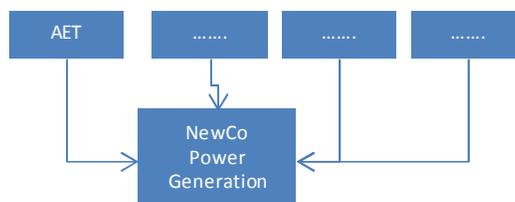
- Il perdurare dell'attuale assetto organizzativo potrebbe limitare i vantaggi connessi alle politiche di liberalizzazione, in particolare in termini di prezzo, per i clienti finali.

Si tratta della soluzione organizzativa tecnicamente più semplice, probabilmente indolore nel breve periodo, ma, di fatto, penalizzante nel medio-lungo, quando gli operatori locali si troveranno a doversi confrontare con operatori omologhi e non, nazionali e internazionali.

Punti di forza	<ul style="list-style-type: none"> • Soluzione organizzativa della massima semplicità • Il mercato presenta un certo grado di concorrenzialità in quanto non viene creata nessuna barriera all'entrata di nuovi operatori • Possibilità di osservare quanto accadrà negli altri cantoni al fine di individuare in un secondo momento il modello organizzativo più adatto
Punti di debolezza	<ul style="list-style-type: none"> • Concrete possibilità di ingresso e consolidamento territoriale di altri operatori nazionali e/o internazionali • Difficoltà ad affrontare le sfide future proprie della politica energetica cantonale e nazionale • L'assenza di risposta strategica degli operatori ticinesi rende il mercato locale estremamente vulnerabile • Mantenimento di una taglia economico-finanziaria inadeguata • Mancata valorizzazione del sistema industriale locale • Perdurare della frammentazione delle gestioni

Soluzione organizzativa 2: Riorganizzazione a livello di produzione

Figura 37. La struttura della soluzione



La ricerca di una dimensione economica e finanziaria adeguata potrebbe indurre gli attuali produttori (tutti o parte) a far fronte comune attraverso la creazione di una nuova società, da essi partecipata, cui attribuire l'attività di investimento nelle FER e in altri progetti nell'ambito della generazione elettrica (es: costruzione centrali a gas, teleriscaldamento, ecc..) in Svizzera e all'estero. Si tratta di una soluzione coerente con quanto previsto in materia di incentivazione



delle FER a livello di Piano Energetico Cantonale. Il modello organizzativo seguito sarebbe quello dell'integrazione operativa. In un secondo momento, si potrebbe ipotizzare la creazione di società partecipate dalla NewCo per singoli settori di attività. È inoltre possibile considerare l'ingresso di altri soggetti (distributori o enti territoriali) nella NewCo, estendendone l'ambito operativo.

In prospettiva, la NewCo potrebbe anche rappresentare uno strumento di progressivo accentrimento dell'intera attività di produzione.

AET si è già mossa in questa direzione mediante la costituzione a luglio 2011 di Terravent AG, società in partecipazioni fondata dalla stessa azienda assieme a EKS, EKZ, EWL e SN Energie e dall'energy trader EGL, con l'obiettivo di investire in parchi eolici europei. Grazie a questa partnership, le aziende intendono migliorare la capacità di valutazione dei progetti e ottenere migliori condizioni per l'acquisizione di impianti.

Si potrebbe quindi partire da questa esperienza ed espanderla sia dal punto di vista della compagine azionaria, sia per quanto riguarda la tipologia di fonte rinnovabile nella quale investire.

Figura 38: Caratteristiche del modello organizzativo

Modello organizzativo	Complessità	Realizzabilità	Tempistica	Concorrenzialità del mercato
NewCo Power Generation				

Si tratta di una soluzione organizzativa relativamente semplice sotto un profilo tecnico-giuridico; l'unico elemento di complessità è dato dalla necessità di raccordare i diversi produttori.

Maggiori difficoltà in termini di realizzabilità si avrebbero invece qualora si intendesse far cooperare tutti i produttori anche per la componente relativa alla generazione elettrica in generale.

La tempistica è sostanzialmente breve, giacché si tratta di costituire una NewCo; la creazione di società partecipate può essere demandata a un secondo momento.

Le ricadute in termini di concorrenzialità del mercato sono evidenti, perché la presenza di un soggetto di taglia consistente rappresenta una barriera all'entrata di altre aziende. In una prospettiva più ampia, qualora alla NewCo partecipassero anche altri produttori svizzeri, il mercato della generazione potrebbe apparire ampiamente presidiato, con minori rischi di penetrazione da parte di soggetti esterni.

Ricadute per i principali stakeholders

Azionisti

- Valorizzazione dell'azionariato e migliore gestione delle partecipazioni.

Territorio

- Creazione di valore aggiunto per il territorio.
- Possibilità di realizzare investimenti.



Clienti finali

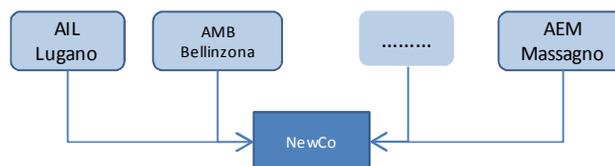
- La collaborazione nella fase della produzione contribuisce ad aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti a medio-lungo termine.
- Una gestione maggiormente proficua della produzione potrebbe avere ricadute positive in termini di prezzi finali (stante il consistente peso della quota energia sul prezzo finale).

È una soluzione organizzativa di un certo interesse, che orienterebbe verso la creazione di quelli che abbiamo visto chiamarsi piccoli giganti dell'energia.

Punti di forza	<ul style="list-style-type: none"> • Minimizzazione dei rischi di investimento • Raggiungimento di un'adeguata massa critica economica e finanziaria, indispensabile per la realizzazione di investimenti nella generazione e nelle FER • Miglioramento della sicurezza degli approvvigionamenti • Permette una gestione unitaria degli assets produttivi • Possibilità di estendere la partecipazione anche a soggetti e/o operatori extracantonale • Possibilità di partecipare a Joint ventures/agggregazioni con altri operatori nazionali e/o internazionali anche relativamente a singoli progetti • si potrebbe partire dall'aggregazione per progetti specifici nelle FER e/o altro per arrivare alla messa in comune dell'attività di generazione elettrica
Punti di debolezza	<ul style="list-style-type: none"> • Si tratta di una soluzione organizzativa che trova un senso limitato se circoscritta al solo territorio cantonale, in quanto gli investimenti locali potrebbero essere ugualmente realizzati dai produttori singolarmente • Rischio di duplicazione dei costi nel caso di eccessivo proliferare delle società partecipate

Soluzione organizzativa 3: Riorganizzazione a livello di downstream
Variante A): creazione di una società di vendita unica

Figura 39. La struttura della soluzione



Tale soluzione presuppone la creazione di una NewCo partecipata in primis delle aziende di distribuzione locale ed eventualmente anche da AET³³. La NewCo partirebbe da un bacino di clienti privilegiato e consolidato in Ticino, per poi eventualmente estendersi anche in altri territori.

La NewCo congiunta potrebbe inoltre agevolare una riformulazione e un'estensione dell'offering; le aziende, infatti, per rafforzare il legame col cliente, non debbono essere soltanto un mero erogatore di elettricità ma un anche il fornitore di servizi per l'efficienza energetica e, in generale, per il miglioramento della qualità della vita: pensiamo alla domotica, ai servizi post-contatore di riparazione, ai beni energy saving quali TV o lampade ad alta efficienza, alla mobilità sostenibile, ecc.

L'esperienza ticinese registra già una prima forma di collaborazione tra aziende distributrici, EnerTi. Si tratta di una società anonima nata nel 2000 dalla volontà delle nove principali aziende di distribuzione di energia elettrica del Canton Ticino di costituire una piattaforma comune. L'attività principale di EnerTi consiste nella gestione dei clienti multi-sito³⁴ nonché nell'offerta di servizi finalizzati all'ottimizzazione energetica ed alla semplificazione dei processi ad essa correlati. La realizzazione della presente soluzione organizzativa potrebbe quindi rappresentare un'evoluzione di EnerTi.

Una versione alternativa del modello potrebbe prevedere, al posto della creazione di una NewCo, un percorso progressivo di acquisizione mediante operazioni di Fusione&Acquisizione degli operatori di minore dimensione da parte di quelli di taglia più elevata.

Figura 40. Caratteristiche del modello organizzativo

Modello organizzativo	Complessità	Realizzabilità	Tempistica	Concorrenzialità del mercato
NewCo Vendita				

Anche in questo caso, analogamente alla collaborazione nella fase della produzione, la complessità tecnica di una siffatta soluzione organizzativa è decisamente limitata.

Dato che i distributori hanno già intrapreso diverse forme di collaborazione, una loro partecipazione a una società comune potrebbe essere fattibile senza particolari fratture e/o difficoltà.

I tempi di realizzazione sarebbero sostanzialmente brevi.

La creazione di un operatore di taglia superiore³⁵ potrebbe aumentare le barriere all'entrata nel downstream riducendo le probabilità di ingresso nel mercato a valle di operatori alternativi.

³³ Soluzione auspicata anche da AET nel suo ultimo rapporto di gestione (pag. 27).

³⁴ Clienti caratterizzati da più punti di fornitura d'energia distribuiti sul territorio Ticinese e oltre.

³⁵ Aggregando le prime sette aziende di distribuzione si otterrebbe un bacino d'utenza pari a circa 235.000 clienti serviti, con volumi superiori a 2.600 GWh.



Ricadute per i principali stakeholders

Azionisti:

- Valorizzazione delle partecipazioni
- Diluizione del controllo sull'attività di vendita

Territorio:

- La sopravvivenza di tutti gli operatori coinvolti permette quantomeno di mantenere se non quando aumentare il valore aggiunto per il territorio.

Clienti finali

- I clienti potrebbero trarre benefici dalla creazione di una società unica di vendita, sia in termini di prezzo sia in termini di qualità dell'offerta.

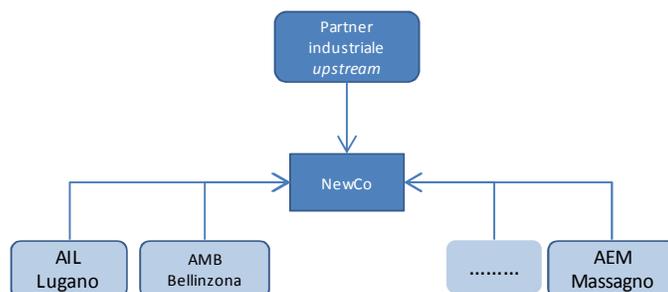
È un modello che ha trovato significativa applicazione in altri contesti nazionali tra aziende di taglia limitata operanti su territori contigui.

Punti di forza	<ul style="list-style-type: none">• Presidio del territorio• Permette la sopravvivenza di tutti gli operatori evitando possibili forme di concorrenza "distruttiva"• Raggiungimento di una migliore massa critica, che permette di investire nella qualità e nel marketing• Efficientamento delle gestioni• Soluzione che permette di contrastare la riduzione della marginalità• Possibilità di estendere la clientela anche oltre gli attuali territori di riferimento• Possibile creazione di un marchio "ecologico" per elettricità integralmente prodotta da fonti rinnovabili• Possibilità di estendere la gamma di servizi offerti anche attraverso offerte maggiormente "tailored" in grado di migliorare il livello di fidelizzazione della clientela• Possibile riduzione dei prezzi finali grazie alle sinergie di costo• Possibilità di offerte "tailored"
Punti di debolezza	<ul style="list-style-type: none">• Necessita di un buon livello di coesione territoriale e politica• Riduzione del grado di concorrenzialità del mercato• Problemi per quei soggetti che intendessero restare fuori dalla NewCo



**Soluzione organizzativa 3: Riorganizzazione a livello di downstream.
Variante B): applicazione del modello sinergico-industriale**

Figura 41. La struttura della soluzione



Si tratta di una soluzione sostanzialmente simile a quella precedente, con un tassello ulteriore rappresentato dall'ingresso nella NewCo di un partner industriale, nazionale o internazionale, operante nella fase della produzione. Si tratta dell'applicazione di quello che abbiamo definito modello "sinergico-industriale" (pag. 17). Tale forma di partenariato rafforza il modello migliorando la sicurezza degli approvvigionamenti. Rappresenta anche una forma "leggera" di azienda verticalmente integrata.

Figura 42. Caratteristiche del modello organizzativo

Modello organizzativo	Complessità	Realizzabilità	Tempistica	Concorrenzialità del mercato
Modello sinergico-industriale				

Il grado di complessità è limitato, anche se l'ingresso nella NewCo (contestuale alla creazione della società o successivo) di un partner operante nella fase della produzione rende il modello leggermente più laborioso del precedente.

L'ipotesi di una collaborazione tra soggetti operanti nel downstream e nell'upstream appare realizzabile senza particolari problemi.

La presenza nella compagine societaria di aziende operanti nelle fasi a monte e in quelle a valle contribuisce ad aumentare le barriere all'ingresso nel mercato locale.

Ricadute per i principali stakeholders

Azionisti:

- Valorizzazione delle partecipazioni
- Diluizione del controllo sulle attività di vendita

Territorio:

- Ricadute positive in termini di valore aggiunto



- Presidio del territorio.

Clienti finali:

- Possibile riduzione dei prezzi finali grazie alle migliori condizioni di approvvigionamento.
- Benefici in termini di prezzo connessi anche alla fruizione delle sinergie di costo

I punti di forza e di debolezza sono i medesimi del modello precedente, con l'aggiunta tra i primi:

- Di un migliore e più sicuro accesso all'approvvigionamento per gli operatori downstream
- Della possibilità per il partner produttore di assicurarsi un mercato di sbocco per la propria produzione.

***Soluzione organizzativa 4: creazione di un operatore cantonale verticalmente integrato
Variante A): senza distributori locali***

La presente soluzione organizzativa presuppone la volontà di AET di entrare nelle fasi di distribuzione/vendita, oltre a quelle di produzione e commercializzazione (che le spettano istituzionalmente). In tal modo, diverrebbe un'azienda completamente verticalmente integrata (operante nelle fasi della produzione, distribuzione e vendita), che compete efficacemente con gli altri operatori presenti sul territorio locale e non. Tale soluzione permette di accedere direttamente all'attività di distribuzione – ovvero ai clienti finali –, attività che riveste un ruolo strategico in un mercato aperto. L'integrazione tra le fasi di generazione e quella di distribuzione determinerebbe un significativo efficientamento dei costi grazie alla fruizione di significative economie di integrazione verticale.

L'estensione del raggio d'azione di AET dovrebbe passare attraverso l'adeguamento della LAET (Legge istitutiva l'Azienda Elettrica Ticinese) alle leggi di ordine superiore per permetterle di attivarsi direttamente nella distribuzione³⁶.

Una soluzione maggiormente orientata a criteri di gestione industriali prevede la creazione di una holding³⁷, anche in tal caso sempre mediante trasformazione della natura giuridica di AET. La creazione di una holding risponderebbe a una serie di esigenze organizzative richieste dal rinnovato contesto di riferimento, tra cui:

³⁶ Nel Rapporto annuale 2011 la stessa AET afferma che "tenuto conto che i distributori non hanno più alcun obbligo di rifornimento presso AET, non vi sono motivi per impedire all'azienda di fornire i clienti finali che dovessero richiedere una fornitura diretta. Indipendentemente dalla revisione della LAET, AET non intende rimanere passiva a fronte dei cambiamenti di mercato; in caso di necessità, pur di salvaguardare la quota di mercato ticinese e di allineare adeguatamente la contrattualizzazione di vendite agli approvvigionamenti pianificati sul lungo termine, AET non potrà fare a meno di fornire direttamente i clienti finali sul mercato libero. È infatti anacronistico che, stante la progressiva liberalizzazione del settore elettrico svizzero, AET debba rimanere confinata nelle sue attività classiche, assumendo su di se in modo quasi esclusivo buona parte dei rischi – in particolare quelli legati al mandato pubblico di approvvigionamento – e potendo solo parzialmente sfruttare le opportunità che sono a disposizione dei concorrenti sul mercato".

³⁷ Si segnala una recentissima iniziativa parlamentare (giugno 2012) finalizzata alla trasformazione di AET in una holding di diritto misto.

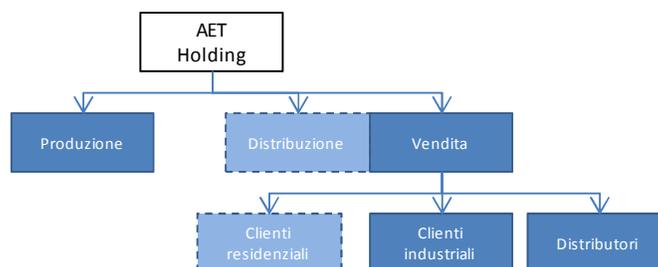


- Possibilità di gestire al meglio l'ingresso e l'uscita di nuovi soci nelle differenti attività della filiera, anche in una prospettiva di realizzazione di nuove forme di partenariato con altri operatori;
- Maggiore efficienza gestionale grazie anche alla corretta suddivisione ed attribuzione delle varie responsabilità.

Nonostante il mutamento della natura giuridica di AET, le linee strategiche continuerebbero comunque a essere indicate dall'azionista di riferimento pubblico (Cantone).

Nella fase immediatamente successiva al mutamento della forma giuridica il Cantone deterrebbe la totalità del capitale azionario nonché la proprietà, attraverso la Holding, di tutte le società partecipate (esistenti e di nuova creazione). In un secondo momento potrebbe altresì ipotizzarsi la cessione di una quota di capitale sociale, eventualmente anche a soggetti privati, mantenendo comunque il vincolo della maggioranza pubblica³⁸. Da evidenziare che, in caso di cessione di quote a soggetti diversi dalle aziende del cantone, si verificherebbe un fenomeno di esportazione della rendita della risorsa idrica (cfr. pagina 52).

Figura 43. La struttura della soluzione



L'efficacia dell'entrata di AET nei mercati *midstream* e *downstream* passa attraverso politiche aggressive di "cattura" della clientela, attualmente legata agli attuali distributori/venditori che detengono una sorta di rendita di posizione.

La concorrenza sarà inizialmente limitata ai clienti industriali e alle aziende di distribuzione stesse, ma tra qualche anno potrà riguardare anche la clientela residenziale, maggiormente redditizia in quanto caratterizzata da una migliore marginalità.

Per AET si tratta di riuscire a fornire l'elettricità a un prezzo più conveniente rispetto a: i) quello attualmente caricato dagli attuali distributori, ii) quello offerto da altri operatori locali, nazionali o internazionali. L'obiettivo è realizzabile anche grazie alla possibilità di beneficiare delle consistenti economie di integrazione verticale tra generazione e distribuzione già evidenziate nelle pagine precedenti.

³⁸ Si sottolinea come, qualora si registrasse un ingresso di privati nel capitale della holding, potrebbero aversi dei problemi relativamente alle concessioni attualmente in capo ad AET e per le quali la scadenza è illimitata proprio in quanto affidata ad un soggetto che rappresenta in toto l'espressione del pubblico. Potrebbe, ad esempio, rendersi necessaria una nuova attribuzione delle concessioni, eventualmente a seguito di esperimento di una procedura competitiva.



D'altro canto, le attuali aziende di distribuzione potrebbero decidere di:

- a) Continuare ad approvvigionarsi da AET;
- b) Stipulare contratti di approvvigionamento con altri produttori (locali, nazionali o internazionali);
- c) Investire ulteriormente nell'attività di produzione (integrazione valle-monte)
- d) Intraprendere strategie di collaborazione/riassetto con altri operatori (cfr. soluzione 3)

Figura 44: Caratteristiche del modello organizzativo

Modello organizzativo	Complessità	Realizzabilità	Tempistica	Concorrenzialità del mercato
Holding senza distributori				

La complessità o meno in termini di concreta realizzazione di tale soluzione organizzativa varia in relazione alla volontà o meno di AET di attenersi al dettato normativo, aspettando l'adeguamento della LAET piuttosto che rifornendo direttamente i clienti finali senza un previo mutamento del quadro giuridico. Anche la trasformazione di AET in holding presuppone una serie di passaggi tecnico-giuridici, con relativi aggravii in termini di tempistica.

In generale, il successo di una tale soluzione dipende anche dalle strategie di risposta delle aziende di distribuzione.

Ricadute per i principali stakeholders

Azionisti:

- Gli azionisti della holding potrebbero registrare un incremento degli utili.

Territorio:

- Creazione di valore aggiunto sul territorio, anche in termini di aumento dell'occupazione. L'utile consolidato garantirebbe importanti ricadute finanziarie a favore del cantone e di tutti i Comuni sede di impianti e strutture.

Clienti finali:

- Effetti discordanti. La presenza di un operatore verticalmente integrato potrebbe contribuire a ridurre la pressione competitiva e, conseguentemente, evitare l'abbattimento dei prezzi finali. Qualora invece la holding si trovasse a dover competere attivamente con altri operatori e con i distributori locali l'effetto complessivo potrebbe essere quello di ridurre i margini della vendita, con ricadute positive in termini di prezzi finali.

È una soluzione organizzativa di un certo interesse, il cui effetto complessivo sul benessere degli stakeholders appare limitato dalla mancanza di cooperazione tra la holding e i distributori.

Tale cooperazione potrebbe realizzarsi in un secondo momento, mediante l'ingresso dei distributori nel capitale della holding o direttamente nella società di distribuzione.



Punti di forza	<ul style="list-style-type: none"> • Economie di integrazione verticale • Economie di coordinamento e controllo • Economie di informazione • importante valorizzazione dell'industria cantonale • Buone ricadute sul territorio • Modello aperto che permette l'ingresso di altri soci nel capitale della holding • Possibilità di cedere parte delle azioni • Possibile miglioramento delle entrate di finanza locale
Punti di debolezza	<ul style="list-style-type: none"> • Limitate pressioni sul prezzo finale della commodity • Concorrenza "distruttiva" con i distributori • Riduzione del margine di concorenzialità del mercato/ingestature • Mancata cooperazione tra la holding e i distributori

***Soluzione organizzativa 4: creazione di un operatore cantonale verticalmente integrato
Variante B): con distributori locali***

AET e i distributori optano per una forma di integrazione monte-valle secondo un modello di azienda verticalmente integrata mediante acquisizione, integrale o parziale, da parte di AET delle aziende di distribuzione³⁹. Le multiutility potrebbero cedere il solo ramo d'azienda relativo alla distribuzione/vendita elettrica.

Analogamente al modello precedente, una siffatta soluzione permetterebbe di beneficiare delle molteplici economie (di integrazione verticale, di scala, finanziarie) connesse all'adozione di un modello verticalmente integrato. Inoltre, nel caso specifico, vi è un ulteriore vantaggio dato dalla possibilità di disporre di un pacchetto clienti già esistente.

Anche in questo caso il risultato è quello di creare un'unica azienda sul territorio locale di proprietà del Cantone medesimo. In linea di massima, la presenza di un operatore verticalmente integrato potrebbe avere effetti negativi sulla contendibilità del mercato (e sulla riduzione dei margini della vendita); ciò nonostante, non si esclude la presenza di una certa pressione competitiva, data dalla potenziale entrata di altri operatori nazionali o internazionali sul territorio di riferimento; in ogni caso, si tratta di un assetto di mercato che permetterebbe di difendere in maniera efficace il proprio territorio.

Si può pensare anche che le aziende di distribuzione conferiscano il ramo d'azienda relativo alla produzione nella Holding, realizzando in tal modo un'integrazione ancora più forte.

³⁹ In questa prospettiva, AET potrebbe decidere di acquistare SES Locarno, recente messa in vendita dall'azionista di riferimento (Alpiq di Olten, detentrica di una quota pari al 60.9% del capitale sociale).



Figura 45. Caratteristiche del modello organizzativo

Modello organizzativo	Complessità	Realizzabilità	Tempistica	Concorrenzialità del mercato
Holding con distributori				

La soluzione presenta un certo di complessità, in quanto presuppone la creazione di una holding come nel punto precedente più una serie di operazioni di acquisizione, fusione e conferimento di ramo d'azienda. In particolare, si potrebbe ipotizzare sia una serie di fusioni per incorporazione delle varie aziende di distribuzione coinvolte (che cessano quindi di esistere cedendo i propri assets ed i propri rapporti economici ad una nuova società unica) sia una serie di operazioni finalizzate all'acquisizione del capitale totale o di maggioranza delle aziende distributrici⁴⁰. In tal caso, il conseguimento delle economie di scala passa attraverso la messa in comune di alcune delle attività (es: acquisti e vendite). Si potrebbe ipotizzare un percorso a tappe, nel quale la creazione di un unico centro servizi, da contrapporre alla differenti attività operative, rappresenta l'ultimo passaggio.

In termini di realizzabilità, la fusione per incorporazione delle aziende si presenta come difficilmente percorribile; anche l'acquisizione del controllo – totale o maggioritario – delle aziende medesime presenta un certo livello di difficoltà di tipo politico.

La presenza di un operatore verticalmente integrato potrebbe avere effetti negativi sulla contendibilità del mercato (e sulla riduzione dei margini della vendita).

Una versione ancora più ambiziosa del modello potrebbe puntare alla costituzione di un unico operatore integrato a livello cantonale anche grazie all'acquisizione degli impianti produttivi di OFIMA e OFIBLE⁴¹.

Ricadute per i principali stakeholders

Azionisti:

- Ricadute positive in termini di incremento degli utili

Territorio:

- Creazione di valore aggiunto sul territorio, anche in termini di aumento dell'occupazione. L'utile consolidato garantirebbe importanti ricadute finanziarie a favore del cantone e di tutti i Comuni sede di impianti e strutture.

Clienti finali:

- Effetti discordanti. La presenza di un operatore verticalmente integrato potrebbe contribuire a ridurre la pressione competitiva e, conseguentemente, evitare l'abbattimento dei prezzi finali. Qualora invece la holding si trovasse a dover competere attivamente con altri operatori e con i distributori locali l'effetto complessivo potrebbe

⁴⁰ Altri soggetti (Comuni serviti) potrebbero affiancare AET nelle operazioni di acquisizione.

⁴¹ L'esercizio del diritto di riversione alla scadenza delle concessioni per gli impianti citati potrebbe contribuire alla realizzazione della soluzione delineata.



essere quello di ridurre i margini della vendita, con ricadute positive in termini di prezzi finali.

È una soluzione che valorizzerebbe molto l'industria elettrica locale nel suo complesso.

Punti di forza	<ul style="list-style-type: none"> • Importanti flussi di cassa per i Comuni proprietari delle aziende di distribuzione • Assenza di concorrenza tra upstream e downstream • Conseguimento di un'adeguata massa critica • Conseguimento di economie di scala e di integrazione verticale • Creazione di valore attraverso il controllo operativo delle attività di gestione • Creazione di un modello aperto • Possibili cessioni di partecipazioni detenute dagli enti locali nella capogruppo per sostenere investimenti
Punti di debolezza	<ul style="list-style-type: none"> • Minore pressione competitiva complessiva sul mercato • Le operazioni di fusione presentano di norma tempi tecnici lunghi • In caso di aziende di distribuzione controllate, in assenza di una gestione unitaria di determinate attività, si corre il rischio di una duplicazione di costi • Possibili criticità a livello di governance, date dalla necessità di trovare un equilibrio nell'ambito della rappresentatività dei diversi territori coinvolti • Limitate pressioni sul prezzo finale della commodity

***Soluzione organizzativa 4: creazione di un operatore cantonale verticalmente integrato
Variante C): con un modello federativo***

La creazione di un operatore cantonale unico attraverso il ricorso a un modello federativo rappresenta una soluzione di particolare interesse in quanto permette di valorizzare al massimo l'industria locale perseguendo al contempo obiettivi di crescita dimensionale ed efficientamento delle gestioni.

Come già rilevato nel capitolo dedicato all'analisi dei modelli di aggregazione aziendale, la via federativa si riflette in primo luogo nella struttura organizzativa. Nel caso di specie, le società si riorganizzerebbero secondo una struttura di gruppo composta da:

- una holding titolare delle concessioni e a cui fanno capo le attività di produzione, le infrastrutture e i servizi interni (informatico, immobiliare, ecc.); gli azionisti della holding sarebbero le Utilities che intendono aggregarsi, quindi di fatto AET e le società di



distribuzione⁴². Queste ultime, dopo la messa in comune delle attività di acquisto e vendita, continuerebbero a detenere la proprietà degli assets di distribuzione⁴³. Gli acquisti e le vendite potrebbero essere affidati alternativamente i) a una società di business dedicata (SOB, vedi sotto) ii) direttamente alla holding (che diverrebbe quindi una holding operativa).

- da una serie di società territoriali (SOT) le cui quote sono interamente detenute dalla holding, e che gestiscono tutti i servizi concreti per l'utenza, ciascuna nel bacino di riferimento della precedente azienda locale, con un top management che è "espressione" degli azionisti di riferimento. Le SOT opererebbero sotto il brand dell'azienda storica (es: AEM Massagno Gestioni, AMB Bellinzona Gestioni, etc.), sfruttando in questo caso il radicamento sul territorio delle stesse. L'utilizzo degli assets infrastrutturali da parte delle SOT si basa su una serie di contratti di servizio stipulati tra le Utility e le SOT.
- Società di gestione di linee specifiche di business (SOB), cui attribuire ad esempio le attività di acquisto e vendita di energia.

Una soluzione di questo tipo permette di sfruttare a pieno i benefici propri di una struttura a Holding assicurando comunque la sopravvivenza delle aziende di distribuzione locali, seppure con diverse mansioni e redditività⁴⁴. Gli utili della holding sarebbero ripartiti in base alle quote di partecipazione. Eventuali attività o condizioni straordinarie possono essere regolate dal contratto di servizio che regola i rapporti fra holding e controllate o fra holding e controllanti.

L'evoluzione del modello prevede poi che il legame generico con il territorio di riferimento, spesso derivante da una posizione monopolista legata alla presenza della rete, si sostituisca con un legame diretto col cliente, basato sulla sua fidelizzazione e sulle risorse di fiducia; non a caso laddove si è adottato questo modello gli investimenti dedicati alla cosiddetta area "mercati" sono stati sempre più consistenti.

La strategia federativa ha anche conseguenze sugli assetti proprietari – di norma connotati dal frazionamento del capitale tra i numerosi enti locali proprietari delle aziende originarie – e sulla

⁴² Per le già citate questioni relative al legame tra la illimitatezza delle concessioni idroelettriche e la natura di ente interamente cantonale di AET potrebbe rendersi necessario mantenere l'attività di produzione all'interno di AET e non nella holding o in una società partecipata dalla medesima. In questi ultimi due casi, infatti, la compagine azionaria di riferimento non sarebbe interamente cantonale ma registrerebbe l'ingresso di altri soggetti, pubblici e addirittura privati (SES Locarno). Qualora quest'ultima fosse acquistata dal Cantone il problema non si presenterebbe. Si tratta in ogni caso, ad avviso di chi scrive, di una questione da verificare accuratamente sotto il profilo giuridico.

⁴³ La creazione di queste società "patrimoniali" risponde anche alle esigenze di valorizzazione economica del patrimonio degli enti pubblici. La gestione del patrimonio pubblico con logiche imprenditoriali induce il management alla continua ricerca di maggiori livelli di efficienza, massimizzando l'utilizzazione economica del patrimonio, pur ispirandosi a finalità pubbliche. Inoltre, la presenza sul territorio di una società patrimoniale attiva e in grado di effettuare investimenti anche rilevanti, oltre ad innescare possibili effetti emulativi e attrarre nuovi investimenti privati sul territorio, rappresenta un importante strumento di *marketing* territoriale e un volano per tutta l'economia locale. In questa prospettiva, gli enti pubblici proprietari potrebbero decidere di utilizzare le società in questione anche per la gestione di altri assets patrimoniali comunali.

⁴⁴ Le entrate delle Utility federate proprietarie degli assetti infrastrutturali dedicati alla distribuzione sarebbero rappresentate prevalentemente dalle tariffe per l'utilizzo della rete.



governance societaria. I consigli d'amministrazione - ove in genere sono rappresentanti tutti gli enti locali proprietari ed eventualmente gli investitori istituzionali - sono di dimensioni elevate. La stabilità del controllo pubblico è garantita da limiti all'acquisto di partecipazioni da parte di soggetti diversi da enti locali.

Per il modello federativo vale quanto già detto per i piccoli giganti dell'energia in tema di limiti alla contendibilità delle imprese. Questa è stata sinora una conseguenza di norma ben accettata, non solo dai comuni che hanno evitato di diluire il proprio controllo, ma anche dagli investitori istituzionali che hanno evidentemente percepito come l'interesse patrimoniale degli enti locali potesse essere un punto di vantaggio in linee di business fortemente regolate.

Figura 46. La struttura della soluzione

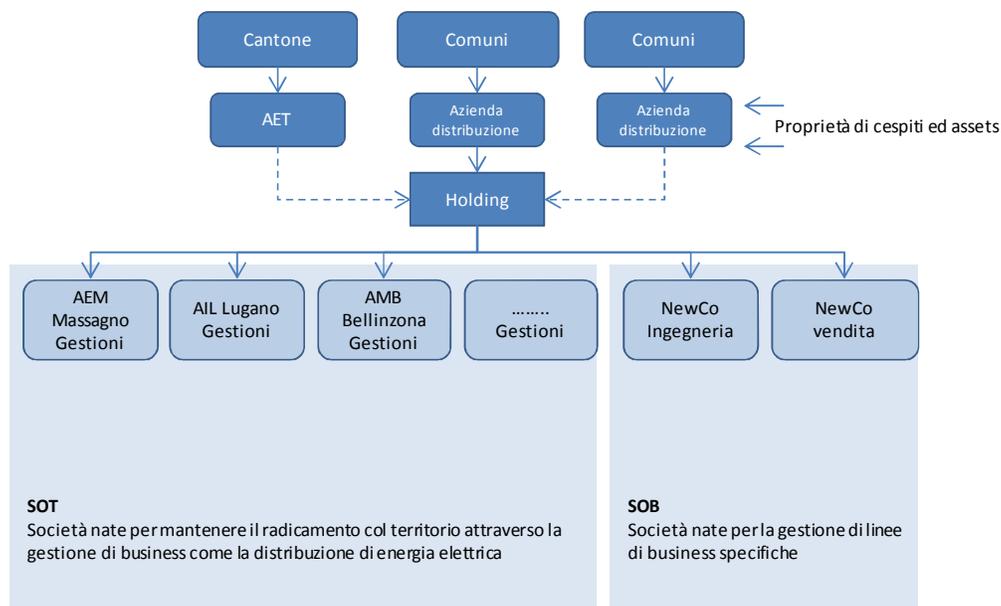


Figura 47. Caratteristiche del modello organizzativo

Modello organizzativo	Complessità	Realizzabilità	Tempistica	Concorrenzialità del mercato
Modello federativo				

È una soluzione che implica un certo grado di complessità nell'uso degli strumenti tecnico-giuridici da applicare.

Permettendo la sopravvivenza delle aziende di distribuzione locale potrebbe rappresentare una forma di riorganizzazione "indolore" e in grado di gestire al meglio le eventuali frizioni tra operatori. Si basa su una precisa e condivisa volontà della politica locale di perseguire un obiettivo comune.

È un modello prettamente difensivo, di presidio territoriale.



Ricadute per i principali stakeholders

Azionisti:

- Migliore valorizzazione delle partecipazioni, anche in caso di percentuali ridotte
- Mantenimento del potere di assumere le decisioni strategiche, ad esempio in materia di investimenti

Territorio:

- Presidio del territorio attraverso il mantenimento e il potenziamento del portafoglio clienti
- Evidenti ricadute in termini di valore aggiunto
- Crescita occupazionale
- Realizzazione di investimenti sul territorio di riferimento

Clienti finali:

- Possibile fruizione di prezzi competitivi
- Buona qualità del servizio data dai tempi ridotti di intervento sul territorio
- Possibilità di beneficiare di offerte complesse in caso di estensione del core business dell'azienda

Si tratta di una soluzione organizzativa che richiede una grande collaborazione/coesione a livello politico e territoriale ma che permette di presidiare efficacemente il territorio di riferimento.

Punti di forza	<ul style="list-style-type: none"> • Raggiunge l'obiettivo industriale del governo della filiera. • Economie di integrazione verticale • Economie di scala • Grande valorizzazione del territorio e del radicamento locale delle aziende • Elevato potere negoziale nei segmenti di mercato oggetto di liberalizzazione • Buona competitività con i big del mercato • Presidio del territorio • Valorizzazione dell'industria locale • Possibilità di estendere l'ambito di operatività anche ad altri servizi • Modello aperto anche all'ingresso di altri soci • Possibilità di conservare la sopravvivenza dei distributori locali senza cadere nella trappola della duplicazione dei costi legata alla proliferazione delle società
Punti di debolezza	<ul style="list-style-type: none"> • La complessità e il novero dei soggetti coinvolti allunga i tempi delle decisioni • Minore reattività alle minacce e/o agli stimoli esterni • Possibile sviluppo di forze "centrifughe" da parte dei singoli partecipanti per deponentiare i processi di efficientamento • Necessità di una leadership autorevole ma non autoritaria, in grado di esprimere e tutelare gli interessi di tutti i soci



APPENDICE A: LA LETTERATURA IN MATERIA DI ECONOMIE DI INTEGRAZIONE VERTICALE E DI SCALA

Secondo la letteratura in materia (si vedano, tra gli altri, Polo e Scarpa, 2003⁴⁵, Michaels, 2004⁴⁶) la scelta tra integrazione verticale e *unbundling* deriva da mere considerazioni di ordine pratico, basate sul bilanciamento di vantaggi e svantaggi di entrambi i modelli aziendali. In altri termini, si privilegia la separazione tra le diverse fasi della filiera qualora i benefici conseguenti ad una struttura di mercato concorrenziale siano superiori a quelli derivanti da un assetto aziendale verticalmente integrato.

La presenza e la portata delle economie di integrazione verticale tra le diverse fasi della filiera elettrica – in particolare tra generazione e trasmissione/distribuzione – è stata oggetto di diversi lavori di analisi empirica (Figura 1).

Figura 1. Letteratura in materia di economie di integrazione verticale.

Autori	Metodologia	Risultati
Roberts (1986)	Funzione di costo translog	Viene rigettata l'ipotesi di separabilità tra trasmissione e generazione.
Kaserman e Mayo (1991)	Funzione di costo quadratica	Economie di integrazione verticale (generazione e distribuzione) per aziende con un output superiore a 6 ml di MWh. Diseconomie solo per imprese molto piccole.
Gilsdorf (1994)	Funzione di costo translog	Nessuna evidenza di complementarità di costi tra trasmissione, generazione e distribuzione.
Gilsdorf (1995)	Funzione di costo translog; test di subadditività	Debole (non significativa) evidenza di economie di integrazione verticale tra generazione e trasmissione/distribuzione. Nessuna evidenza di subadditività della funzione di costo.
Hayashi, Goo e Chamberlain (1997)	Funzione di costo, test di separabilità	Esistenza di sinergie tra generazione e distribuzione (0.16 circa). L'ipotesi di separabilità viene rigettata.
Thompson (1997)	Funzione di costo translog; test di separabilità	Viene rigettata l'ipotesi di separabilità dell'attività di distribuzione dalle rimanenti attività.
Kwoka (2002)	Funzione di costo (quadratica)	Economie di integrazione verticale tra generazione e distribuzione, in particolare per imprese di ampie dimensioni e con la filiera interamente integrata: 3% per un output di 5 Mio MWh, 73% per 50 Mio MWh. Diseconomie per limitati livelli di output. Valore alla media del campione: 0.27.
Nemoto e Goto (2004)	Funzione di costo (McFadden); test di separabilità	Esistenza di economie di integrazione verticale tra generazione e distribuzione.
Jara-Diaz, Ramos-Real e Martinez-Budria (2004)	Funzione di costo (quadratica)	Economie di integrazione verticale tra generazione e distribuzione (0.065). Economie di integrazione orizzontale tra differenti fonti

⁴⁵ "The theoretical debate over the desirability of vertical integration is not very developed, in that the few contributions on the subject acknowledge that while there may be some reasons why integration leads to greater efficiency, the development of competition is helped by separation. Therefore the relative desirability of integration is ultimately an empirical matter, and should be based on a careful account of the actual advantages and disadvantages of the two solutions."

⁴⁶ "The econometric evidence makes clear that there are substantial economies of vertical integration, although further comparisons among the individual studies are difficult to make. The case for deintegration and restructuring has implicitly been founded on a belief that the savings and other benefits obtainable from markets exceed these that are associated with vertical integration".



		di generazione.
Piacenza e Beccio (2004)	Funzione di costo (translog)	Complementarietà di costo
Fraquelli, Piacenza, Vannoni (2005)	Funzione di costo	Economie di integrazione verticale tra generazione e distribuzione (0.03 per l'impresa media). Diseconomie per limitati livelli di output.
Agrell e Bogetoft (2007)	DEA (Data Envelopment Analysis)	Subadditività
Arocena (2008)	DEA (Data Envelopment Analysis)	Economie di integrazione verticale tra generazione e distribuzione (0.017 – 0.051); Economie di integrazione orizzontale (0.013 – 0.043).
Growitsch, Jamasb e Pollit (2009)	Input distance function	Economie di scopo nella distribuzione tra energia distribuita e numero di clienti serviti.
Fetz e Filippini (2010)	Funzione di costo (quadratica)	Economie di integrazione verticale per la maggior parte del campione (imprese di piccole e medie dimensioni).

Le imprese elettriche sono state storicamente organizzate secondo un modello verticalmente integrato, a causa sia della necessità di coordinare le diverse fasi del servizio sia della natura di bene non stoccabile dell'elettricità (da cui la necessità di bilanciare costantemente domanda e produzione).

Ciò nonostante, si è rilevato come la tendenza attuale sia a favore dell'*unbundling*, cioè della separazione delle fasi di trasmissione e distribuzione, caratterizzate da elementi di monopolio naturale. La disintegrazione della filiera è stata utilizzata come strumento per evitare comportamenti anti-competitivi da parte degli ex monopolisti (Fraquelli et al. 2005, p.3⁴⁷), riducendo le rendite di posizione ed assottigliando i margini delle fasi di commercializzazione e vendita.

L'*unbundling* tra le fasi di produzione (o importazione) e trasmissione/distribuzione è sempre più ampiamente accettato ed incentivato dai regolatori nazionali e sovranazionali, più nel settore elettrico che in quello del gas (Soares and Sarmento, 2009). Se è comunque vero che l'*unbundling* determina importanti vantaggi in termini di concorrenza, è altrettanto vero che la struttura verticalmente integrata ha insegnato come importanti vantaggi di costo potrebbero essere persi con la separazione delle fasi *upstream* da quelle *downstream*, rendendo di fatto il nuovo modello gestionale socialmente meno conveniente.

Una delle modalità con cui verificare (indirettamente) l'esistenza di sinergie verticali è il test di separabilità della funzione di costo. La ratio dell'approccio è la seguente: se c'è separabilità, non ci sono benefici dall'integrazione verticale in quanto non ci sono differenze di costo tra una produzione integrata ed una disintegrata (Nemoto and Goto, 2004). Diversamente, vi sono incentivi per le imprese integrate per il raggiungimento di un livello di coordinamento maggiormente efficiente tra fasi della filiera interdipendenti. Roberts (1986) in un contributo

⁴⁷ "In a regulated and partially liberalized market incumbents can in fact be left with substantial market power and distort competition in several ways. In the generation stage, they might limit the supply in order to keep prices high. In the transmission stage, they might charge discriminatory prices for the right to use the transmission grid. Cross-subsidization practices and predatory behavior are other dangers in the cases in which transmission, distribution and supply activities are run by the same company. Summarizing, vertical separation, far from being an end in itself, can be justified to the extent that the above market distortions outweigh the efficiency gains of vertical integration".



focalizzato sulla dimensione e la densità delle economie di integrazione verticale, dimostra che la separabilità tra generazione e distribuzione può essere rigettata. Thompson (1997) utilizza un metodo simile applicandolo a un campione più recente, raggiungendo risultati simili.

Anche Hayashi et al. (1997) trovano evidenza a favore della non separabilità: gli autori, utilizzando un campione di aziende elettriche degli Stati Uniti, testano la separabilità della produzione dalla trasmissione/distribuzione verificando se l'indice capitale/lavoro delle fasi downstream è indipendente dal prezzo dell'energia generata; in caso contrario, il mix degli input delle fasi a valle è influenzato dai prezzi applicati nelle fasi a monte, confermando un certo grado di interdipendenza tra segmenti successivi della filiera. L'ipotesi di separabilità è rigettata dagli autori per qualunque specificazione del modello; ancora, viene fornita una misura delle economie verticali (0.166), mentre non viene evidenziata nessuna differenza significativa tra economie di integrazione verticale in aziende di piccole e grandi dimensioni.

Nemoto e Goto (2004) verificano inoltre la separabilità delle funzioni di produzione utilizzando un set di osservazioni riferibili alle utilities elettriche giapponesi. L'obiettivo è di verificare se e come lo stock di capitale utilizzato per la produzione influenza i costi di trasmissione e distribuzione; in caso affermativo, i risparmi legati all'integrazione verticale possono essere raggiunti scegliendo insieme gli input di entrambe le fasi.

Un secondo filone di analisi si basa sulla stima delle funzioni di costo. Kaserman e Mayo (1991) stimano diverse specificazioni di funzioni di costo quadratiche; il risultato è la presenza di economie di integrazione verticale per la maggior parte delle aziende del campione. Gilsdorf (1994), che utilizza una funzione di costo translog, non trova nessuna complementarità di costo tra trasmissione, generazione e distribuzione. Egli applica inoltre il test di subadditività di Evans e Heckman (1984), con esito negativo; in ogni caso, i risultati stimati suggeriscono l'esistenza di economie da integrazione (orizzontale e verticale).

Più recentemente (2002), Kwoka approfondisce lo stesso tema mediante una funzione quadratica applicata a dati USA. I risultati sono simili a quelli ottenuti da Kaserman e Mayo: significativa presenza di economie da integrazione per la maggior parte dell'output; diseconomie per livelli di output molto piccoli.

Anche Fetz e Filippini (2010) hanno optato per una funzione di costo quadratica, da applicare ad un panel di dati di aziende elettriche svizzere. Anche in questo caso si rilevano sinergie verticali per la maggior parte del campione, formato prevalentemente da aziende di media e piccola taglia.

Fraquelli et al. (2005) effettuano un'analisi di un campione di aziende elettriche italiane; anche in questo caso le economie di integrazione verticale prevalgono (particolarmente rilevanti per le grandi imprese), fatta eccezione per imprese di piccole dimensioni.

Il contributo di Jara-Diaz et. al (2004) si riferisce alle imprese elettriche spagnole; la forma funzionale scelta è la funzione quadratica. Gli autori rilevano la presenza di economie verticali tra generazione e distribuzione, così come l'esistenza di sinergie orizzontali tra diverse fonti di generazione (carbone, petrolio, idroelettrico, nucleare). Anche Arocena (2008) indaga le medesime questioni sempre su un campione spagnolo, ma utilizzando una metodologia diversa: Arocena adotta, infatti, un metodo non parametrico come la DEA. Inoltre, in una delle specificazioni egli include una variabile relativa alla qualità del servizio offerto. I risultati



sottolineano la presenza di economie per tutte le imprese verticalmente integrate, indipendentemente dall'inclusione della variabile qualitativa. Ancora, sono presenti sinergie orizzontali tra differenti fonti di produzione (termoelettrica e idrica).

Agrell e Bogetoft (2007) ricorrono a un test di sub additività per un campione di aziende di distribuzione di elettricità e gas tedesche, condotto comparando i costi efficienti delle attività separate con quelli delle attività congiunte. Gli autori rilevano vantaggi di costo per queste ultime.

Sinergie di integrazione orizzontale per le aziende di distribuzione sono inoltre individuate da Growitsch et al. (2009). Gli autori stimano due input distance function alternativamente includendo ed escludendo una qualche misura della qualità del servizio. I risultati mostrano l'esistenza di economie di scopo tra elettricità fornita e numero dei clienti serviti per grandi imprese. L'interpretazione è che un elevato numero di clienti riduce il rischio di variazioni della domanda per le imprese.

- **La maggior parte dei contributi empirici sottolinea la presenza di significative economie di integrazione verticale tra le fasi di generazione e quelle di trasmissione/distribuzione.**
- **Tali economie sembrerebbero compensare gli svantaggi legati a una minore concorrenzialità del mercato**

Passando al tema delle economie di scala, la presenza di siffatte sinergie di costo per il settore elettrico è stata oggetto di diversi contributi. Restringendo il campo d'analisi al solo contesto svizzero, si segnalano i seguenti contributi.

Filippini, Wild e Kuenzle (2001) hanno indagato la presenza di economie di scala ed efficienza di costo per un campione di aziende svizzere di distribuzione, rilevando la presenza di significative economie di scala⁴⁸, di densità⁴⁹ dei clienti e di densità dell'output.

Figura 2. Economie di scala e di densità al valore mediano dell'output (104 GWh)

	OLS	Modello 1	Modello 2
Economie di scala	1.082	1.098	1.070
Economie di densità dei clienti	1.372	1.674	1.425
Economie di densità dell'output	1.894	2.848	3.118

Filippini e Luchsinger (2005) hanno analizzato la presenza di economie di scala per il settore idroelettrico rilevando la presenza di economie per tutte le imprese del campione (di piccole, medie e grandi dimensioni).

Figura 3. Economie di scala per l'industria idroelettrica

Taglia dell'azienda idroelettrica	Piccola (223 GWh)	Media (424 GWh)	Grande (855 GWh)
Economie di scala	1.76	1.78	1.76

⁴⁸ Seguendo Caves ed altri (1984) e Filippini (1998) siamo in presenza di economie di scala quando un incremento dell'output e del network determina un incremento meno che proporzionale del costo totale.

⁴⁹ Si hanno economie di densità dell'output quando un incremento dell'output determina un incremento meno che proporzionale del costo totale; di economie di densità dei clienti quando un incremento di questi determina un aumento meno che proporzionale del costo totale.



Farsi, Fetz e Filippini (2007) hanno quindi indagato in merito alla presenza di economie di scala e di scopo per un campione di aziende multi-utilities svizzere. I risultati evidenziano la presenza di economie di scala e di scopo per la maggior parte delle aziende incluse nel campione; questo conferma come l'unbundling potrebbe determinare una serie di costi addizionali per le imprese osservate. In particolare, i risparmi di costo per le imprese di piccole dimensioni sono ragguardevoli.

Figura 4. Economie di scala e di scopo puntuali

	Economie di scopo		Economie di scala	
	GLS	RC	GLS	RC
5. Quintile	0.37	0.27	1.24	1.17
6. Quintile	0.22	0.16	1.14	1.09
Mediana	0.17	0.12	1.10	1.07
7. Quintile	0.11	0.07	1.07	1.04
8. Quintile	0.03	-0.003	1.06	1.03

- **Il mercato elettrico svizzero, soprattutto quello della produzione e della distribuzione, appare caratterizzato da importanti economie di scala, che sembrerebbero deporre a favore dell'adozione di politiche di aggregazione territoriale.**

L'apparente contrasto tra assetti di mercato liberalizzati e ricorso a strategie di (re)integrazione verticale si sana rilevando come il nuovo mercato di riferimento sia rappresentato dal mercato europeo, o quantomeno dai mercati regionali, dimensionalmente superiori e rispetto ai quali anche gli ex incumbent nazionali vedono diluire il proprio potere di mercato. Inoltre, l'unbundling è stato recepito secondo modalità e gradi diversi dai governi nazionali, per cui spesso una struttura verticalmente integrata può realizzarsi grazie alle differenti modalità di regolazione adottate, non da ultima la possibilità di escludere la distribuzione dalla separazione qualora il mercato di riferimento sia rappresentato da meno di 100.000 clienti.

