

LA LIBERALIZZAZIONE DEL SETTORE ELETTRICO SVIZZERO.
POSSIBILI MODELLI ORGANIZZATIVI AZIENDALI E
CONSEGUENZE PER LE AZIENDE ELETTRICHE TICINESI.
PRIMA VALUTAZIONE

EXECUTIVE SUMMARY



Barbara Antonioli Mantegazzini, Ph. D
Economista
Docente Usi e Bocconi
Ricercatrice USI e Supsi
barbara.antonioli@usi.ch
barbara.antonioli@unibocconi.it



OBIETTIVO DEL DOCUMENTO

Nel primo Rapporto commissionato dal Cantone in materia di analisi dell'industria elettrica locale (*"La liberalizzazione del settore elettrico svizzero. Analisi dell'impatto sull'organizzazione delle aziende elettriche ticinesi"*, 2012) si è 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 in condizioni di efficienza e redditività. Anche nell'ipotesi che la suddetta integrazione ritardasse o non si realizzasse permarrrebbero comunque una serie di criticità/opportunità legate al mutamento del contesto operativo di riferimento.

È quindi con questa prospettiva che si è provveduto 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 nel Rapporto completo *"La liberalizzazione del settore elettrico svizzero. Possibili modelli organizzativi aziendali e conseguenze per le aziende elettriche ticinesi. Prima valutazione"* (maggio 2014) è stato 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 ognuna di queste soluzioni, o meglio, per quelle ritenute concretamente applicabili, si è provveduto a formulare una prima stima, sulla base dei dati disponibili, dei potenziali vantaggi economici e finanziari, con particolare attenzione alle variazioni della redditività della gestione caratteristica.

Uno dei punti chiave è rappresentato dai possibili efficientamenti di costo conseguenti alla possibilità di beneficiare di economie di scala, così come agli ulteriori vantaggi legati alla presenza di economie di integrazione verticale. La valutazione dei vantaggi legati all'aggregazione è stata effettuata con riferimento al fatturato complessivo, all'utile operativo (EBIT), - e alla relativa incidenza sul fatturato - ritenuto una delle variabili maggiormente indicative della redditività della gestione.

Il presente Rapporto riassume i principali risultati emersi dallo studio sopraccitato allo scopo di fornire un'utile base di discussione alle aziende che si vorrebbero coinvolgere nel ripensamento complessivo dell'assetto industriale locale.

I risultati di questo lavoro sono da considerarsi indicativi ed il loro impiego in discussioni di politica energetica ed economica deve essere fatto con prudenza e tenendo presente le ipotesi ed i limiti che saranno evidenziati nelle pagine successive.



INDICE

PARTE A: LO SCENARIO DI RIFERIMENTO

- A1. Il mercato energetico di riferimento
 - i. Internazionale*
 - ii. Nazionale/Locale*
- A2. La strategia energetica federale e cantonale.
- A3. Punti chiave del quadro regolatorio
- A4. I nuovi drivers
- A6. Struttura e composizione dell'industria elettrica ticinese: uno sguardo d'insieme
 - Attività di distribuzione e vendita
 - Attività di distribuzione
 - Attività di vendita

PARTE B: POSSIBILI MODELLI ORGANIZZATIVI PER IL TICINO: ANALISI DELLE PRINCIPALI IMPLICAZIONI

- B1. Soluzione organizzativa "Status quo"
- B2. Soluzione organizzativa "Riorganizzazione a livello di downstream"
- B3. Soluzione organizzativa "Creazione di un operatore verticalmente integrato"

APPENDICE A

APPENDICE B



PARTE A: LO SCENARIO DI RIFERIMENTO

A1. Il mercato energetico di riferimento

i. Internazionale

Liberalizzazioni, fusioni aziendali, perdita di posizioni monopolistiche, necessità di competere con offerte articolate e flessibili: il mercato dell'energia e delle public utilities negli ultimi anni è stato attraversato ed è tuttora al centro di cambiamenti profondi, sottoposto ad una pressione competitiva sempre più forte, cui corrisponde una progressiva riduzione della marginalità (quantomeno per quanto riguarda il business energetico puro e semplice). Il panorama che sembra emergere è quello di un settore orientato verso una crescente concentrazione, con grandi gruppi che mirano ad espandere il bacino d'utenza e i volumi erogati; accanto a loro, operatori locali di media taglia che presidiano il territorio grazie ad efficaci politiche di fidelizzazione della clientela. A seguito della progressiva integrazione dei mercati nazionali l'orizzonte di riferimento – quantomeno per le attività libere – è ormai sovranazionale, da cui la necessità di determinare le strategie aziendali secondo una prospettiva che consideri tale estensione.

È altresì un settore caratterizzato da notevoli investimenti, produttivi e finanziari, e da una forte attenzione all'innovazione dei servizi, alle modalità di erogazione e alle tecnologie utilizzate. Per molti anni significativi flussi di denaro sono stati destinati alla crescita dimensionale; con tale prospettiva di analisi si spiegano quindi le frequenti operazioni di acquisizione e fusione che hanno interessato la maggior parte degli operatori europei, di piccola e grande dimensione. Grande attenzione è stata ed è ancora rivolta agli obiettivi della minimizzazione dei costi e della massimizzazione del valore dell'azienda (buona parte delle principali imprese è quotata in borsa). In tal senso, i principali sforzi si concentrano sul raggiungimento dell'efficienza della struttura organizzativa e degli impianti (produttivi e distributivi), così come sul contenimento dei costi d'acquisto delle materie prime (spesso attraverso la creazione di partnership con produttori di energia elettrica, oppure attraverso il ricorso alle energie alternative) e del capitale circolante (attraverso sistemi di fatturazione efficaci ed efficienti).

I punti rilevanti da tenere in considerazione nell'analisi del mercato internazionale per l'energia elettrica ai fini della nostra analisi sono i seguenti:

- Il grado di liberalizzazione e integrazione dei mercati energetici nazionali

Il mercato europeo, rispetto al quale il processo di integrazione della Confederazione appare ormai difficilmente arrestabile, sta progressivamente divenendo un mercato unico a tutti gli effetti. Dal punto di vista degli operatori, l'effettiva eliminazione delle barriere all'ingresso/uscita dai vari mercati nazionali può rappresentare al contempo una minaccia e un'opportunità. Le aziende più efficienti, che saranno state in grado di comprendere i cambiamenti in atto e riorganizzarsi/riposizionarsi di conseguenza, potranno migliorare ulteriormente la loro posizione; diversamente, quelle che non riusciranno a conseguire adeguati margini di efficientamento o a presidiare efficacemente il territorio saranno destinate a scomparire o ad essere assorbite.

Il mercato di riferimento per l'approvvigionamento ha ormai una dimensione sovranazionale; questo permette alle imprese operanti nel mercato al dettaglio di poter individuare più agevolmente il miglior soggetto dal quale acquistare l'elettricità. Al contempo, in un contesto fortemente integrato, la competitività diviene il fattore fondamentale per assicurarsi la sopravvivenza. Il modello organizzativo migliore sarà quello in grado di valorizzare al massimo le imprese in termini di vantaggio di costo.

- Il tasso di switch (cambiamento fornitore di energia)

La dinamicità e la competitività del mercato energetico possono essere ben rappresentate anche dalla dinamica del tasso di cambiamento dei fornitori di elettricità. Lo *switch* non dipende solo dai prezzi dell'energia elettrica praticati agli utenti finali: il consumatore sul mercato libero è infatti più esigente in quanto ricerca anche servizi aggiuntivi e



personalizzati oltre alla mera fornitura di energia. Relativamente al mercato al dettaglio, molto dipenderà dal grado di trasparenza delle offerte, dal livello degli *switching costs* (costi legati al cambiamento di fornitore, eventuali penali, ecc...), dalla semplicità delle procedure di mutamento del contratto di fornitura, dalla presenza di contatori "intelligenti" (cd "*smart meters*") che permettano di mutare rapidamente fornitore, dalla presenza di un effettivo grado di competitività delle offerte. Relativamente al contesto svizzero appare ipotizzabile che, quantomeno nelle fasi iniziali, in funzione delle caratteristiche del mercato interno, la competizione avverrà prevalentemente tra operatori di cantoni diversi e non tra operatori nazionali ed internazionali.

- Il perdurare degli effetti della crisi globale

Come osservato, sono stati indubbiamente compiuti buoni progressi sia per quanto riguarda la liberalizzazione del mercato sia relativamente alla politica ed alla strategia energetica europea. La crisi economica e finanziaria esplosa a fine 2008-inizio 2009 ha però colpito in un momento in cui i sistemi energetici erano agli inizi del loro percorso di trasformazione; conseguentemente, la maggior parte degli operatori è stata colta impreparata e l'effetto spiazzamento è stato decisamente importante. Occorre infatti rammentare come, dopo un periodo caratterizzato da forti investimenti e da paralleli percorsi di accelerazione dei processi di acquisizione e fusione, la maggior parte delle aziende si sia ritrovata fortemente esposta in termini debitori, con un indice di indebitamento estremamente elevato. Per questo motivo le utility europee, dopo un passato da titolo difensivo per eccellenza, sono state classificate tra i settori meno performanti negli indici azionari globali degli ultimi cinque anni.

Per ora le strategie messe in campo dalle utilities parrebbero essere più che altro di tipo "difensivo". In Europa tra il 2011 e il 2013 queste imprese hanno già effettuato svalutazioni delle loro centrali alimentate a combustibili fossili per oltre 18 miliardi di euro e nei prossimi tre anni i primi cinque operatori europei taglieranno i costi per oltre 10 miliardi, ridurranno gli investimenti di 37 miliardi e chiuderanno centrali alimentate a combustibili fossili per un totale di 29 GW. Vi sono anche realtà internazionali che prevedono di "alleggerire", del tutto o in parte, la presenza in Europa.

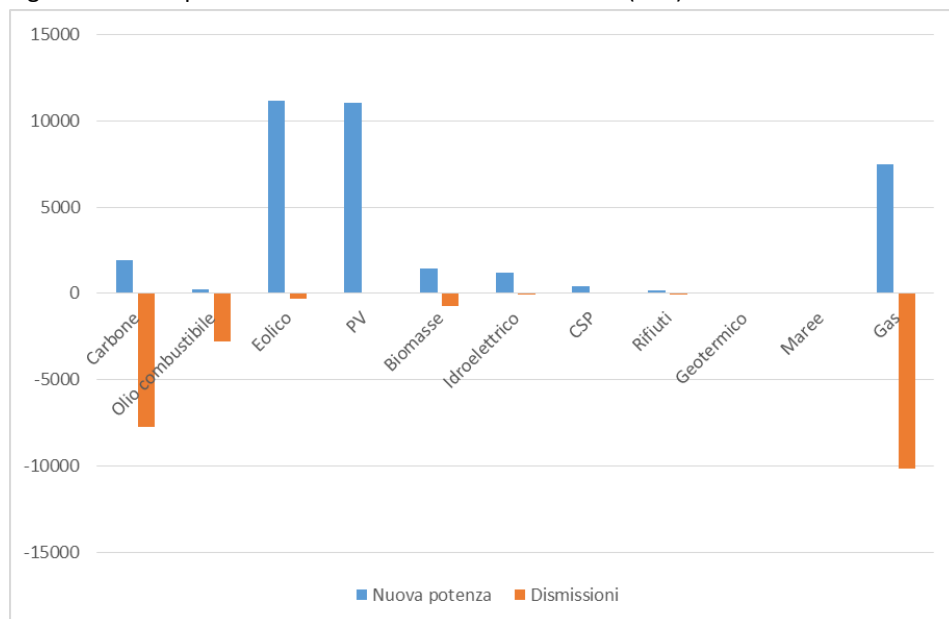
L'indebitamento eccessivo rappresenta un elemento di criticità, in quanto i risultati della gestione non caratteristica (finanziaria) potrebbero erodere i già limitati margini di quella caratteristica. Il modello organizzativo migliore sarà quello in grado di limitare l'esposizione debitoria facendo al contempo leva sui vantaggi legati al conseguimento di economie finanziarie.

- La sovraccapacità produttiva

Negli ultimi anni si è assistito ad un elevato aumento della capacità installata, in buona parte grazie alla crescita dell'offerta del gas e delle rinnovabili (queste ultime con un aumento in alcuni casi decisamente tumultuoso). Nell'Unione Europea nel 2013 il 72% della nuova potenza installata è da fonti rinnovabili, 25,4 GW su un totale di circa 35 GW (in calo la nuova potenza totale installata: 10 GW rispetto al 2012). È il sesto anno consecutivo che le nuove installazioni in rinnovabili superano il 55% di tutta la nuova potenza elettrica installata nell'UE. In sintesi, il 32% delle nuove installazioni annuali è riferibile all'eolico (11,2 GW), il 31% è rappresentato da impianti fotovoltaici (11 GW) e il 22% da centrali a gas (7,5 GW). La Figura 1 illustra la nuova potenza e le dismissioni nel corso dello stesso anno; si rileva un saldo negativo per gas, carbone e olio combustibile.



Figura 1. Nuova potenza installata e dismissioni nel 2013 (GW)



Legenda

PV: fotovoltaico

CSP = Concentrating Solar Power

Fonte: EWEA, 2014

La sovraccapacità installata e la pressione verso la riduzione dei consumi potrebbero determinare un'ulteriore situazione di stallo per le utilities elettriche. Il vecchio modello energetico adottato finora sta divenendo progressivamente obsoleto. I nuovi modelli organizzativi dovranno tener conto della necessità di compensare la riduzione della redditività del business tradizionale offrendo una serie di servizi complementari, eventualmente anche non-energy.

- Mix produttivo e nuove tecnologie

Con riferimento ad una possibile stagnazione della domanda elettrica, l'obiettivo della corretta definizione del mix produttivo, ivi compresa la migliore modalità di integrazione delle nuove fonti energetiche e dei diversi tipi di tecnologie di generazione, diviene di importanza primaria. Questo è particolarmente vero per il contesto svizzero, stante la recente decisione di uscire dal nucleare. Una delle principali conseguenze della già rilevata crescita delle rinnovabili e della rinuncia al nucleare è che la maggior parte degli impianti convenzionali necessari per sostenere un approvvigionamento sicuro è in funzione durante l'anno per un numero di ore a malapena sufficiente a coprire i costi di ammortamento e di manutenzione. Al contempo, la crescente diffusione della generazione distribuita sta determinando e continuerà a determinare un progressivo aumento dei costi di rete a causa della mole di investimenti necessari.

Le energie rinnovabili e la generazione distribuita continueranno a crescere in modo sensibile. Questo comporterà un realistico aumento della quota rete della tariffa elettrica.
Il ripensamento del mix produttivo determinerà cambiamenti strategici e dei modelli di business aziendali. Anche per realtà di media taglia non si parla già più di grid parity ma di solar e storage competition. Presto, quindi, ci saranno modelli di produzione-consumo competitivi anche in assenza di incentivi. I modelli organizzativi per le utilities operanti nel segmento a valle dovranno necessariamente confrontarsi col mutamento – anche il termini di redditività - del mercato di approvvigionamento.



- Le previsioni in materie di evoluzione dei prezzi

I crescenti sforzi di integrazione delle reti di trasmissione nazionali a livello europeo stanno determinando, tra le altre cose, il progressivo allineamento dei prezzi per l'energia elettrica. Il livello dei prezzi della Germania (più basso) e quello del Regno Unito (più alto) si spiegano con riferimenti ai già discussi mix produttivi, il primo caratterizzato da una massiccia presenza di fonti rinnovabili, il secondo fortemente sbilanciato verso fonti fossili tradizionali quali gas e carbone. Anche gli sviluppi futuri delle tariffe rilevano ai fini della definizione del mercato di riferimento; in tal senso, si sono presi a riferimento i prezzi per i contratti *futures* fino al 2020 pubblicati dall'*European Energy Exchange* (EEX), il mercato europeo più liquido, fino al 2020 (Figura 2). Si noti come una leggera ripresa dei prezzi sia prevista solo a partire dal 2018.

Figura 2. Phelix futures 2015-2020 (€/MWh)

Phelix future	Cal - 15	Cal- 16	Cal - 17	Cal - 18	Cal - 18	Cal - 20
Base	34,99	34,43	34,00	34,55	35,00	35,73
Peak	44,75	44,12	43,65	44,68	45,93	47,20
Off peak	29,56	29,06	28,66	28,91	28,92	29,34

Fonte: European Energy Exchange – EEX – Maggio 2014

I prezzi per l'energia elettrica sembrano destinati a convergere progressivamente verso il livello efficiente. In termini di dinamica tariffaria, i contratti futures rilevanti per la Svizzera sembrerebbero deporre verso una riduzione del prezzo dell'energia fino al 2018.

Il modello organizzativo attuale dovrà tener conto di tale tendenza, eventualmente anche riorganizzando adeguatamente il portafoglio della produzione e l'attività di trading.

ii. Nazionale

In ragione della sua centralità geografica, la Svizzera rappresenta il crocevia dell'energia elettrica in Europa: 40 linee la collegano con l'estero, facendola così salire al primo posto tra i partner di rete europei. La Svizzera, tuttavia, esporta anche energia elettrica. Negli ultimi 20 anni il volume delle esportazioni ha per lo più superato quello delle importazioni; nel 2013 le esportazioni hanno superato le importazioni per poco meno di 2.400 GWh.

Il tessuto produttivo e di distribuzione è rappresentato da circa 800 aziende elettriche, differenti per dimensioni, struttura, organizzazione e forma giuridica. 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 competitors esteri;
- necessità di una visione politica e industriale di medio-lungo periodo;
- necessità, a seguito delle recenti decisioni in materia di politica energetica, 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 maggiori¹ o comunque una consistente – ulteriore - riduzione dei margini di vendita, con una portata diversa in funzione della composizione del portafoglio clienti (domestici e industriali).

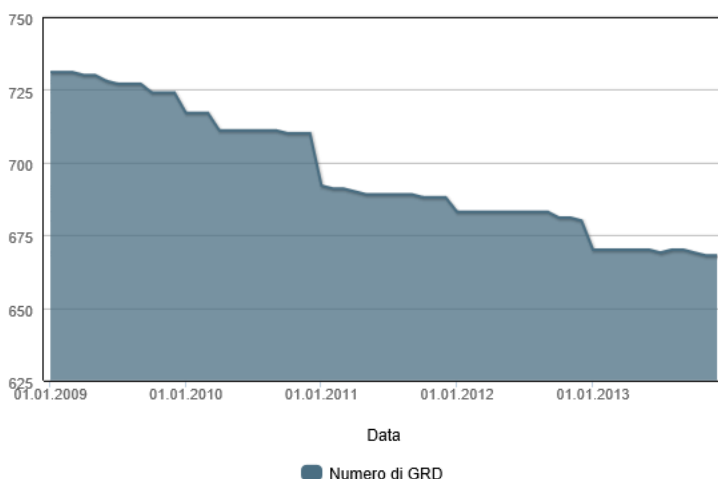
¹ Questo grazie alla presenza di operatori di dimensioni rilevanti che operano su tutto il territorio nazionale ed anche all'estero (Alpiq, Axpo, Repower); si tratta di soggetti che operano prevalentemente nel trading di energia elettrica.



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

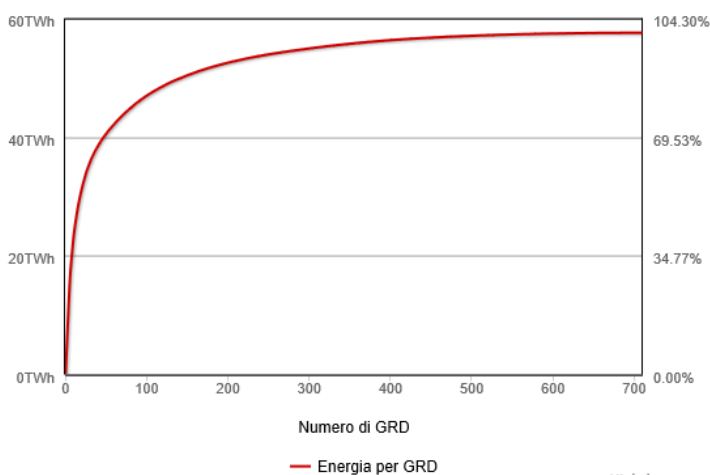
Focalizzando l'attenzione sulle fasi della filiera a valle (distribuzione e vendita) si rileva come dall'apertura del mercato nel 2009 il numero di gestori delle reti di distribuzione (GRD) sia lievemente diminuito, prevalentemente a seguito di fusioni di comuni o degli stessi gestori delle reti (da 731 agli attuali 668 gestori, -9%, Figura 3).

Figura 3. Numero di gestori di rete (2009 - 2013) (Fonte: Swissgrid. 2014)



Relativamente alla quantità di energia distribuita, la curva rappresentata nella Figura 4 evidenzia come circa l'80% dell'intero consumo finale di energia sia erogato da 90 GRD. I primi dieci coprono da soli quasi il 40% della domanda complessiva (pari a 57,55 TWh).

Figura 4. Gestori di rete e volumi distribuiti nel 2013 (TWh) (Fonte: Swissgrid 2014)



I GRD applicano ai clienti finali (residenziali e non) una tariffa composta essenzialmente da tre quote: energia, rete, tributi. Un confronto interessante riguarda le tariffe applicate alle categorie di consumatori maggiormente rappresentative: H4 per i consumatori residenziali, C4 per quelli industriali². Per i clienti residenziali, la panoramica a livello Svizzero evidenzia le seguenti peculiarità:

- la Svizzera tedesca presenta valori relativi alla componente energia mediamente inferiori rispetto agli altri cantoni, in particolare quelli della Svizzera romanda; il Ticino si posiziona al centro;
- diversamente, le tariffe di rete sono particolarmente ridotte nelle regioni del sud, Ticino in particolare; tale dato sembra comunque essere destinato ad aumentare come conseguenza degli investimenti pianificati (si vedano i paragrafi dedicati alla strategia energetica federale e cantonale). In ogni caso, si rammenta che, ai fini della competitività, il tema della quota rete non dovrebbe rilevare in quanto la stessa dovrebbe comunque essere pagata in egual misura, qualsivoglia fornitore si decida di utilizzare. In tal senso, essa rappresenta un'entrata sicura per il distributore, a prescindere dall'energia commercializzata;

² I prezzi riportati sono prezzi medi a livello di singolo cantone riportati nel sito di Commissione federale dell'elettricità (Elcom). Per il calcolo del prezzo medio Elcom ha ponderato le tariffe di tutti i comuni in base al numero degli abitanti.



- analogo ragionamento relativamente alla quota tributi, concettualmente comparabile alla quota rete, in quanto slegata dalla figura del fornitore. Il Ticino e la Svizzera romanda sono i cantoni che destinano l'ammontare più elevato alla finanza pubblica. Si rammenta come la remunerazione dell'energia rinnovabile (RIC) rientri in questa quota.

Per i clienti industriali, la panoramica a livello Svizzero evidenzia le seguenti particolarità:

- la componente energia presenta valori decisamente contenuti nei cantoni della Svizzera tedesca. Il Ticino, analogamente alle tariffe domestiche, si colloca nel mezzo, e anche in questo caso la Svizzera romanda ha i valori più elevati;
- a differenza delle utenze domestiche, la tariffa di rete in Ticino e nei Grigioni è particolarmente elevata, così come la componente relativa ai tributi pubblici.

- ***Il peso delle componenti reti e tributi contribuisce a rendere le tariffe ticinesi tra le più elevate a livello svizzero per quanto concerne le tariffe per i clienti industriali. Scorrendo il dato e considerando solamente la componente energia il Ticino presenta comunque un differenziale di costo positivo rispetto ai cantoni della Svizzera tedesca, meglio posizionati a livello di competitività.***
- ***Per quanto concerne le tariffe domestiche, la limitata incidenza della quota rete contribuisce a collocare le tariffe complessive nella fascia bassa dell'intervallo di prezzo. Anche in questo caso, comunque, scorrendo il dato relativo all'energia emerge la migliore competitività delle aziende del nord-est della Confederazione.***
- ***Si conferma come le aziende elettriche, soprattutto quelle di proprietà di enti locali, siano spesso utilizzate alla stregua di strumenti di finanza pubblica.***

I distributori ticinesi si approvvigionano prevalentemente dall'azienda di produzione locale, AET, la cui competitività futura appare strettamente legata a:

- obblighi di "servizio pubblico" gravanti sulla stessa in quanto azienda di proprietà del Cantone;
- scelte di approvvigionamento delle aziende di distribuzione locali (qualora le stesse si orientassero verso forniture a breve termine sul mercato spot);
- scelte strategiche della proprietà volte a preservare il valore dell'azienda (soprattutto dal punto di vista patrimoniale);
- volatilità e livello dei prezzi sul mercato a breve;
- equilibrio tra presenza in attività regolate o quantomeno a redditività relativamente stabile (tipicamente vendita a clienti domestici) e attività ad elevato rischio (es: trading);
- riorganizzazione del portfolio management;
- decisione di operare direttamente nella distribuzione (clienti domestici e non).

- ***Il ruolo di AET***
Anche in considerazioni delle ultime evoluzioni registrate sul piano economico e finanziario, si evidenzia come AET si trovi di fronte non tanto ad una strategia di riassetto/riorganizzazione societaria quanto ad un vero e proprio cambiamento di modello di business.
Elementi da considerare:
 - ***Margine sulle vendite alle aziende di produzione: 7% nel 2012 (5% nel 2011)***
 - ***Fino ad oggi, forte esposizione sul trading (75% dei ricavi di vendita di energia elettrica fuori dai confini nazionali nel 2012, 79% nel 2011)***
 - ***Crescente difficoltà nel trading a causa del ruolo crescente delle rinnovabili***
 - ***Investimenti rilevanti da affrontare***
 - ***Possibilità di operare direttamente nella distribuzione***
 - ***Necessità di ridefinire il portafoglio produttivo***



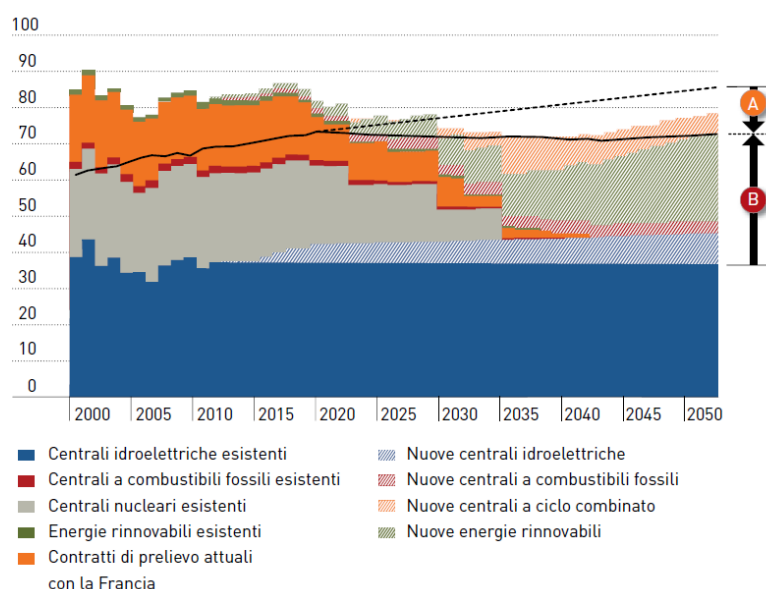
A2. La strategia energetica federale e cantonale.

La Confederazione e il Cantone, con riferimento ai mutamenti accaduti e tutt'ora in corso nell'industria elettrica europea, hanno provveduto a delineare una serie di strategie di risposta e di pianificazione in termini di politica industriale di medio-lungo periodo, ponendo particolare attenzione ai temi dell'indipendenza energetica e dell'ambiente.

- Strategia energetica federale

La strategia energetica al 2050 presentata dalla Confederazione verte su una produzione energetica decentralizzata e su nuove prescrizioni in materia di consumo. Il Consiglio federale propone di abbandonare progressivamente il ricorso all'energia nucleare in Svizzera; lo sfruttamento delle centrali nucleari esistenti potrà proseguire fintanto che la loro sicurezza sarà garantita. Parallelamente, il Consiglio mantiene i suoi obiettivi di politica climatica e prevede di riorganizzare totalmente l'approvvigionamento energetico della Svizzera.

Figura 5. L'offerta di elettricità fino al 2050 secondo le ipotesi del Consiglio federale (TWh). Fonte: Prognos 2012



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 combinato³. Nel lungo periodo, sarà quindi fondamentale modificare l'intero sistema di

approvvigionamento energetico del Paese.

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.

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. Negli scenari delineati gli investimenti nella distribuzione saranno realizzati a partire dal 2035.

- Strategia energetica cantonale

Il Piano Energetico Cantonale (PEC) prevede una serie di investimenti importanti a livello di rete elettrica. Complessivamente, le aziende di proprietà pubblica dovranno sostenere nei prossimi anni un ammontare di

³ 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).



investimenti pari a circa 850 milioni di franchi nel 2020 a 3.140 milioni di franchi nel 2050. Si rammentano inoltre le implicazioni economico-finanziarie legate alla riversione dei grandi impianti idroelettrici prevista per il prossimo futuro.

Appare di tutta evidenza come il modello riorganizzativo da adottare debba risultare funzionale all'obiettivo di finanziare gli ingenti investimenti previsti dalla Confederazione e dal Cantone tenendo al contempo presenti i rischi connessi all'indebitamento eccessivo delle aziende elettriche. Occorrerà nuovo capitale di rischio.

A3. Punti chiave del quadro regolatorio

Revisione delle Legge sull'energia

Il 20.11.2013 il Consiglio federale ha posto in vigore con effetto dal 1° gennaio 2014 la revisione della legge sull'energia.

I punti chiave sono:

- Rimborso del supplemento di rete alle imprese a forte consumo energetico

Le imprese a forte consumo energetico con costi dell'elettricità pari ad almeno il 10 per cento del loro plusvalore lordo potranno farsi rimborsare la totalità del supplemento di rete⁴ versato. Se i costi dell'elettricità sono compresi tra il 5 e il 10% del plusvalore lordo, il supplemento di rete versato viene rimborsato parzialmente.

- Contributi d'investimento una tantum (rimunerazioni uniche) per gli impianti fotovoltaici di piccole dimensioni

In futuro, gli impianti fotovoltaici di potenza inferiore a 10 kW riceveranno, invece della remunerazione a copertura dei costi per l'immissione in rete di energia elettrica (RIC), una remunerazione unica pari al massimo al 30% dei costi d'investimento di un impianto di riferimento. Gli esercenti di nuovi impianti fotovoltaici di potenza compresa fra 10 kW e 30 kW potranno scegliere fra RIC e remunerazione unica.

- Regolamentazione del consumo proprio

A tutti i produttori di energia elettrica, indipendentemente dalle dimensioni o dalla tecnologia di produzione impiegata dal loro impianto, viene attribuito esplicitamente il diritto di utilizzare l'energia prodotta interamente o in parte per fini propri, direttamente sul luogo di produzione (consumo proprio). Nell'ordinanza sull'energia sono fissate le modalità di calcolo del consumo proprio. Nel quadro del proprio obbligo di acquisto della produzione e di remunerazione dei produttori di elettricità, un gestore di rete deve remunerare soltanto l'elettricità effettivamente immessa nella rete (produzione eccedente), non quella consumata in loco simultaneamente alla produzione.

- Market Coupling

Il 30 ottobre 2013 la ElCom ha approvato un accordo di cooperazione tra la società nazionale di rete Swissgrid e la borsa elettrica EPEX Spot. L'accordo di cooperazione è la base per l'introduzione di un cosiddetto *Market Coupling* alle frontiere svizzere. Nel sistema del *Market Coupling* le forniture di energia e la capacità di trasporto transfrontaliera vengono vendute congiuntamente e non più separatamente. La gestione attuale della capacità di trasporto transfrontaliera diverrà così più efficiente.

⁴ Dal 2009 tutti i consumatori pagano, per ogni kWh consumato, un supplemento sui costi di trasporto delle reti ad alta tensione volto finanziare la promozione dell'energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili. Secondo la nuova legge sull'energia, l'importo massimo del supplemento di rete è di 1,5 centesimi per kWh. Di questi, 1,4 centesimi sono utilizzati per finanziare la RIC, i bandi di gara per misure di efficienza energetica, i rimborsi per i grandi consumatori, le garanzie per i rischi di progetti di geotermia e i costi di esecuzione. 0,1 centesimi sono utilizzati per finanziare le misure di protezione delle acque. Nel 2014, tuttavia, i consumatori pagano un importo effettivo di 0,6 centesimi/kWh (0,5 centesimi/kWh per la RIC e le altre misure e 0,1 centesimi/kWh per le misure di protezione delle acque), poiché molti progetti eolici e idroelettrici a cui è riservato il denaro non sono ancora costruiti e, pertanto, non comportano ancora alcun costo, e poiché il pagamento delle remunerazioni uniche inizia soltanto nella seconda metà del 2014.



A4. I nuovi drivers

I radicali mutamenti sopraelencati hanno contribuito e contribuiscono tuttora a ridisegnare il mercato per le utilities elettriche, imponendo a queste ultime di attivare, anche con una certa urgenza, dei cambiamenti strutturali. Gli attuali modelli di business sembrano sempre più appartenere ad un sistema di riferimento obsoleto, e devono essere aggiornati secondo le recenti esigenze di mercato, che richiedono modelli più flessibili e nuovi obiettivi in termini di strategie industriali. Le aziende del settore utilities si trovano ad un punto di svolta; occorre focalizzare l'attenzione sulle azioni da mettere in campo per ripensare la strategia aziendale. Espansione commerciale, personalizzazione ed efficacia operativa sembrano essere le tre leve attraverso le quali realizzare una radicale trasformazione degli attuali modelli di business. Nel dettaglio, l'aumento dell'efficienza gestionale potrebbe essere conseguito sfruttando le sinergie di business, dismettendo gli assets obsoleti, investendo nelle rinnovabili e nella generazione distribuita, puntando sul marketing.

Le nuove leve su cui le utilities dovranno puntare sono le seguenti:

Maggiore concorrenza al dettaglio

Estensione dell'offering

La strategia di estensione dell'*offering* consiste nell'affiancare servizi innovativi, spesso post-contatore, alla tradizionale fornitura di elettricità. In tal senso, le tradizionali utilities energetiche si troveranno a dover affrontare la concorrenza non soltanto di soggetti omologhi ma anche di aziende di settori diversi, tipicamente ICT⁵. Nel prossimo futuro ci si attende un cambiamento del modello di business aziendale, da utilities energetiche a modelli maggiormente ibridi.

Una Utility in grado di mettere in campo una politica di estensione dell'*offering* ben articolata può beneficiare di una serie non trascurabile di vantaggi competitivi. In termini di impatto sul fatturato e sulla redditività complessiva delle aziende l'intervallo medio di variazione oscilla tra l'1% e il 5%⁶. Il peso dei servizi aggiuntivi potrebbe sembrare non particolarmente elevato, ma occorre temperare questo dato con due osservazioni:

- Si tratta di strategie che sono ancora ad uno stadio iniziale;
- Esse permettono di mantenere il portafoglio clienti.

Massiccia attività di marketing

Le utilities hanno per lungo tempo manifestato una certa resistenza a riconoscere il ruolo centrale del cliente nell'ambito della propria attività e di conseguenza ad utilizzare gli strumenti di marketing. Diversamente, allo stato attuale si ritiene che il marketing rappresenti uno dei modi migliori per aumentare l'efficacia e l'economicità della gestione aziendale delle aziende pubbliche.

Relativamente alle utilities elettriche, non solo occorrerà puntare sulla fidelizzazione e sulla segmentazione della clientela, ma sarà necessario confrontarsi con clienti sempre più sofisticati e con una crescente richiesta di informazioni per comparazione. I servizi aggiuntivi da erogare dovranno essere sempre più personalizzati e ad elevato valore aggiunto. Si è già rilevato, infatti, come tale ampliamento della gamma di servizi offerti rappresenti una delle variabili fondamentali ai fini del mutamento di fornitore (quantomeno per i clienti residenziali).

⁵ Acronimo di Information and Communication Technology (tecnologia dell'informazione e della comunicazione).

⁶ "Performance economiche e piani strategici delle Utility italiane tra crisi, privatizzazioni e sfide globali", Agici, 2012.



Efficienza energetica

In un contesto come quello europeo, caratterizzato dal rischio di stagnazione della domanda, lo sviluppo dell'efficienza energetica può implicare la riduzione dei ricavi delle Utility, oltre al rischio di perdere dei clienti. Va altresì riconosciuto che questo business è destinato a svilupparsi in ogni caso, trainato non solo da ineludibili esigenze del mercato e dei consumatori ma anche dalle politiche governative. Non v'è dubbio che le Utility che sono o entrano in questa attività possono, da un lato, compensare le minori vendite di energia con i ricavi degli interventi "energy efficient" e, dall'altro, ridurre il rischio di perdita della clientela.

Investimenti in rinnovabili e smart grids

Si rimanda a quanto già ampiamente discusso nelle pagine precedenti.

La dimensione come fattore critico

Le nuove caratteristiche del mercato energetico di riferimento hanno determinato anche una serie di ripensamenti in termini di dimensione ottimale degli operatori, peraltro sempre al centro di progressivi processi di ridefinizione. Senza voler entrare nei dettagli delle economie di scala possiamo osservare come a seguito delle più volte citate operazioni di riassetto strategico si siano create aziende di grande dimensione, tipicamente sovranazionali, operanti prevalentemente nella fase della produzione. Col tempo, però, si è rilevato come tali soggetti presentino un elevato grado di rigidità e scarsa flessibilità gestionale. In caso di criticità hanno spesso perseguito come unica strategia di risposta operazioni di efficientamento basate sulla riduzione dei costi (operativi e del capitale) realizzando dismissioni tese alla rifocalizzazione sul business storico. D'altro canto, gli operatori di dimensioni estremamente ridotte – tipicamente le aziende municipali - incontrano problemi crescenti di marginalità delle vendite «tipiche» e potrebbero doversi confrontare nel prossimo futuro con le difficoltà legate al finanziamento degli investimenti necessari.

Nel nuovo scenario di riferimento potrebbe esserci spazio per delle aziende di media dimensione, calibrate e radicate sul territorio, in grado di sfruttare il ruolo di aziende di servizi puntando sull'estensione dell'offerta (servizi a valore aggiunto) e sull'ottimizzazione dell'asset management per quanto riguarda la rete.

Non è da escludere che, anche in relazioni alle future evoluzioni del quadro regolatorio, il percorso di riassetto contempli anche la progressiva separazione dell'attività di distribuzione da quella di commercializzazione/vendita dell'energia.

La riformulazione delle offerte di vendita diviene una delle variabili fondamentali per utilities: alla concorrenza sul prezzo si affianca quella sui servizi aggiuntivi offerti. Gli stessi, peraltro, presentano una marginalità di norma significativa, che potrebbe nel tempo compensare la progressiva riduzione della marginalità tradizionale. Per tale riformulazione occorre anche liberare una serie di risorse aggiuntive, tipicamente capitale di rischio, da cui la già ribadita importanza delle politiche di efficientamento gestionale.

A5. Struttura e composizione dell'industria elettrica ticinese: uno sguardo d'insieme

Per analizzare il mercato si è suddiviso lo stesso nelle due grandi aree del mercato libero/dell'energia (vendita) e regolamentato (rete/distribuzione). Per la metodologia d'analisi adottata si rimanda all'Appendice A.

Le pagine successive riportano, per ciascuna delle attività individuate (distribuzione e vendita congiuntamente e separatamente), una selezione dei principali indicatori utili al fine di fornire una sintesi del quadro complessivo con riferimento ai vari aspetti considerati (redditività, efficienza, finanza pubblica, consumatori). Laddove si presentano alcuni grafici, per facilitarne la lettura in blu sono riportati i dati relativi alle aziende di dimensioni medio- grandi e in verde quelli relativi alle piccole; i nomi delle aziende sono stati sostituiti da un numero. Le aziende da 1 a 6 sono quelle di dimensione medio-grande (volumi distribuiti >100GWh), quelle da 7 a 12 sono di piccola taglia.

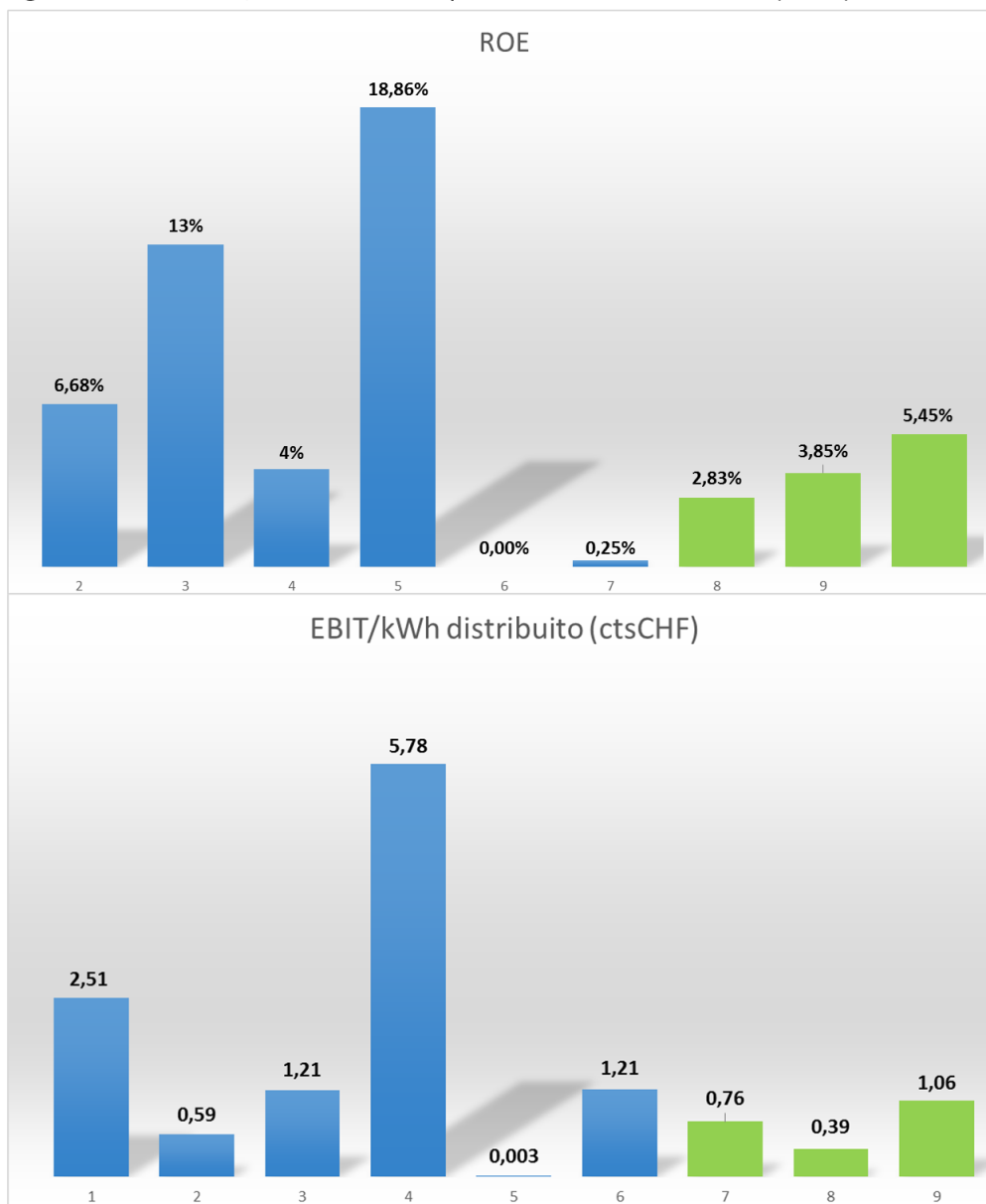


ATTIVITÀ DI DISTRIBUZIONE: RETE E VENDITA

Complessivamente:

- **Buona redditività complessiva della gestione (soprattutto grazie alla distribuzione)**
- **Limitata esposizione debitoria, in particolare per le imprese di dimensioni maggiori**
- **Limitata incidenza della gestione non caratteristica**
- **Importanza della ricerca di economie finanziarie**
- **Presenza di margini di efficientamento dei costi**

Figure 6. ROE e EBIT/kWh distribuito per le aziende considerate (2012)



La redditività della gestione appare nel complesso buona; come emergerà dall'analisi delle singole attività, questo è in buona parte ascrivibile ai risultati dell'attività di distribuzione. Come evidenziato dalle Figure 6 e 7, le aziende di dimensione medio-grande presentano nella quasi totalità dei casi valori dei rapporti selezionati migliori rispetto alle aziende di taglia minore; in particolare la remunerazione del capitale proprio e l'incidenza dell'utile netto sull'output appaiono decisamente diversi.

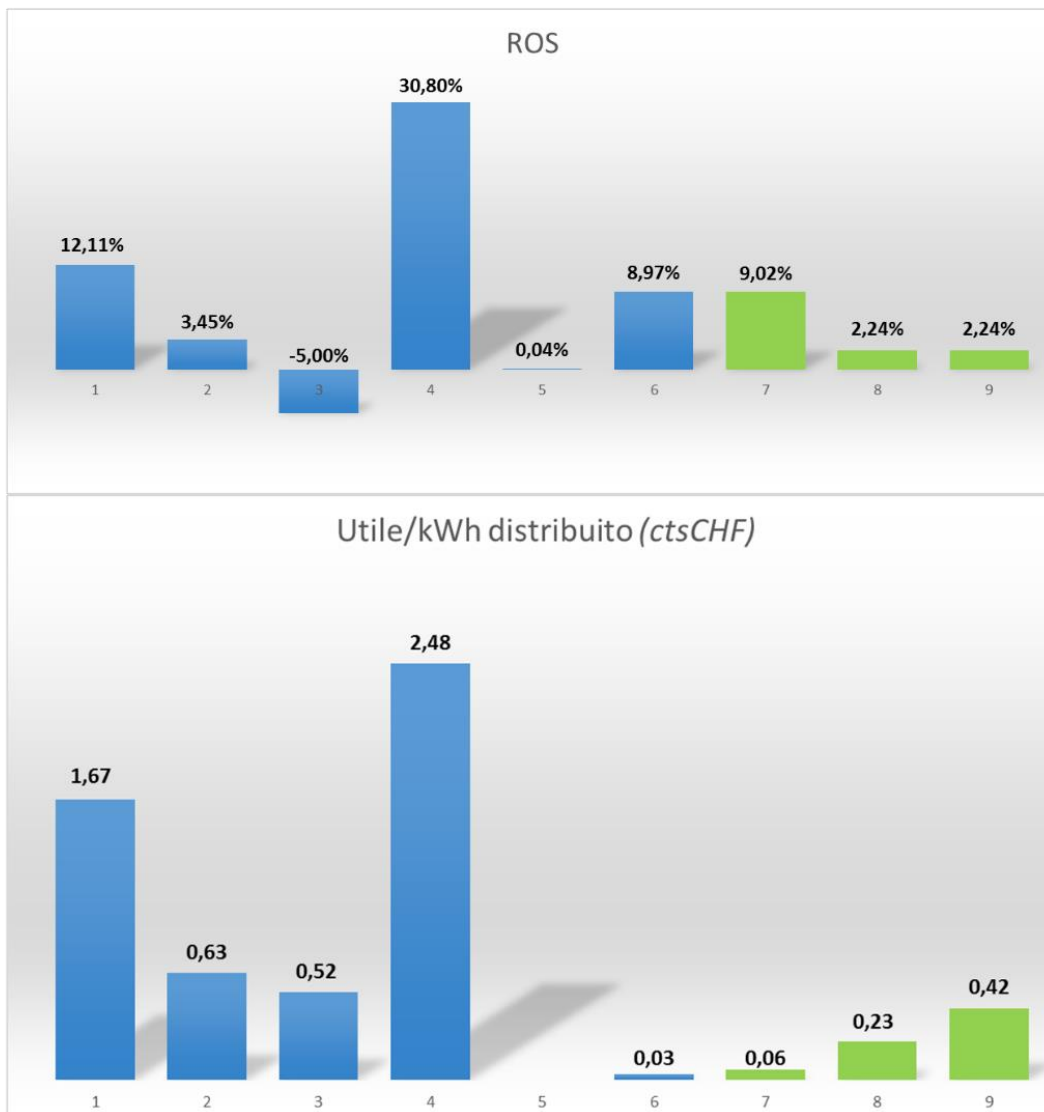
La redditività appare confortata anche da una condizione debitoria relativamente equilibrata, quantomeno per le

imprese di dimensione maggiore (Figura 8, leverage); diversamente, le aziende di dimensione minore sono spesso maggiormente esposte verso il capitale di terzi per il finanziamento degli investimenti. Questo dato permette di comprendere al meglio l'importanza di ricercare delle economie finanziarie, soprattutto in una prospettiva di futuro



finanziamento di ingenti investimenti. Il dato appare confermato anche dalla rilevanza degli oneri finanziari, riassunta dagli indicatori EBITDA e EBIT interest cover ratio, i quali confermano la limitata incidenza degli stessi per le aziende più grandi. Anche il ROA sembrerebbe avere valori migliori per queste ultime; in altri termini, le imprese di taglia superiore presentano una migliore efficienza nella gestione del capitale, ovvero capacità di trarre profitto dagli investimenti.

Figura 7. ROS E Utile/kWh distribuito per le aziende considerate (2012)



In merito all'efficienza, la Figura 9 riporta un importante indicatore, cioè quello relativo all'incidenza dei costi operativi per unità di output erogato. In generale, le aziende di taglia limitata sembrerebbero registrare valori migliori per la voce in questione. Mancano comunque i dati relativi a metà delle aziende minori. All'interno dei costi operativi, le spese per il personale rivestono un peso importante per le aziende di piccola dimensione, mentre l'incidenza delle stesse sul

totale dei costi operativi per quelle maggiori appare limitata (Figura 10).



Figura 8. Leverage per le aziende di distribuzione (2012)

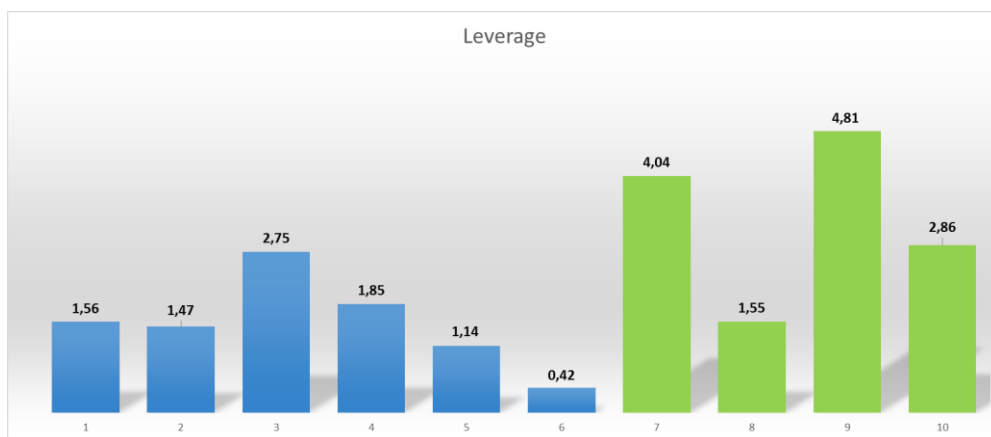
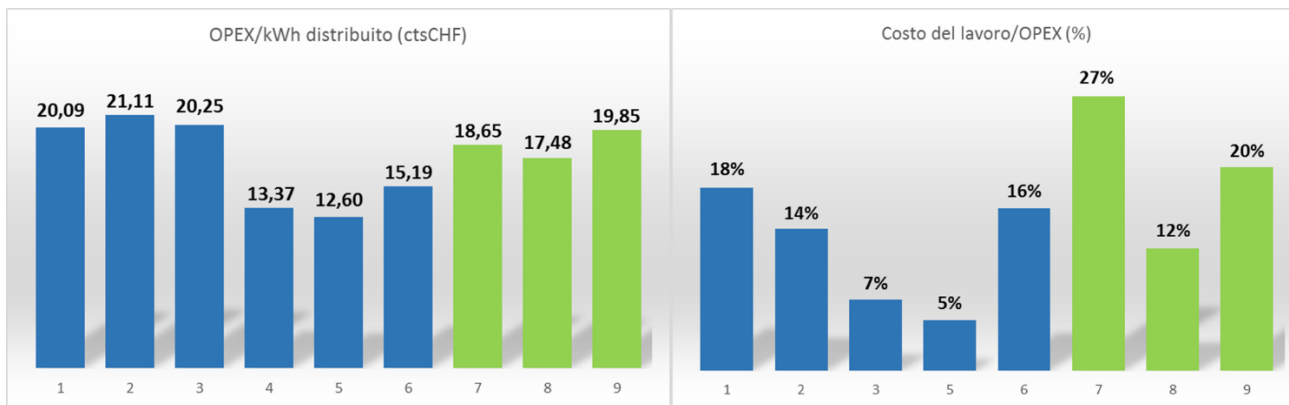


Figure 9 e 10. Costi operativi per unità di output e incidenza del costo del lavoro sui costi operativi totali (2012)



ATTIVITÀ DI DISTRIBUZIONE: RETE

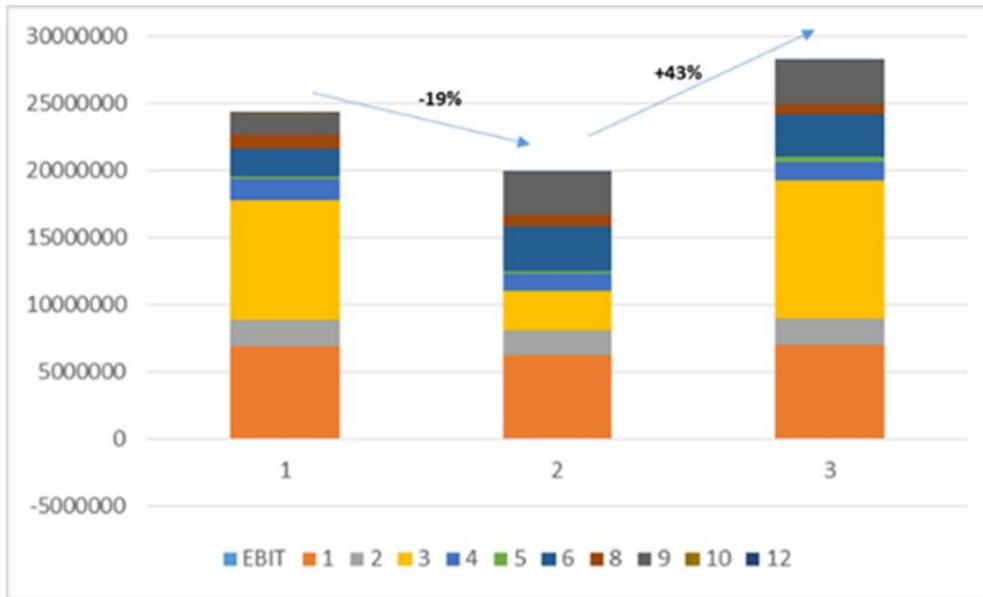
Complessivamente:

- **Redditività della gestione decisamente buona**
- **Limitata esposizione debitoria, soprattutto per le imprese di dimensioni maggiori**
- **Limitata incidenza della gestione non caratteristica**
- **Presenza di margini di efficientamento dei costi**
- **Spazio per strategie di ottimizzazione della gestione degli assets**
- **Aziende come strumento di finanza pubblica**
- **Attenzione alle possibili modifiche del quadro regolatorio**

I ricavi aggregati per il triennio considerato dopo una leggera flessione tra il 2010 e il 2011 si presentano in ripresa nel 2012 (+2%). Anche la redditività della gestione caratteristica è significativamente migliorata nel 2012 (+43%) dopo una marcata flessione nell'anno precedente, soprattutto grazie agli incrementi registrati da due aziende di dimensione medio-grande (Figura 11).

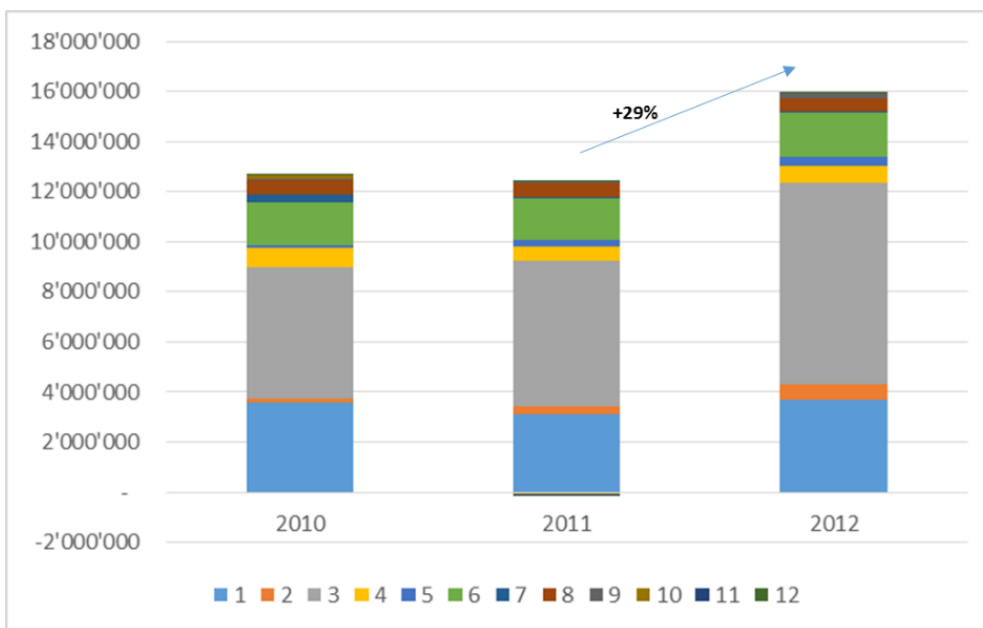


Figura 11. EBIT aggregato delle aziende di distribuzione ticinesi (2010 -2012, CHF)



La ripresa della redditività è in parte riconducibile anche alla riduzione dei costi di trasporto della rete (-5%). Nel complesso, gli utili dell'attività di distribuzione fanno segnare nell'ultimo anno un incremento del 29% (Figura 12). Anche in questo caso la forte ripresa è dovuta al sensibile mutamento del dato per un'azienda di dimensioni medio-grandi.

Figura 12. Utili aggregati delle aziende di distribuzione ticinesi (2010 -2012, CHF)



La Figura 13 presenta il dettaglio di alcuni indicatori di redditività aziendale. Il ROE presenta valori decisamente soddisfacenti per tutte le aziende (piccole e medio-grandi), in quasi tutti i casi superiore a quello che si sarebbe potuto ottenere investendo diversamente il capitale proprio, segno che lo stesso è stato impiegato in maniera

opportuna e remunerativa. Situazione leggermente diversa per il ROS, mediamente più elevato per le aziende di dimensioni medio-grande. Il ROS, che misura la quota di ricavi delle vendite che si trasforma in reddito operativo, è positivo per la quasi totalità tutte le aziende, in alcuni casi anche con valori importanti, evidenziando come una parte dei ricavi sia ancora disponibile dopo la copertura di tutti i costi inerenti alla gestione caratteristica. In altri termini, significa che i ricavi della gestione caratteristica contribuiscono alla copertura dei costi extracaratteristici, degli oneri finanziari, degli oneri straordinari ed eventualmente alla remunerazione del capitale proprio. Valori in crescita testimoniano una crescita delle aziende.

Il confronto tra i valori del rapporto tra EBIT e ricavi complessivi appare buono per tutte le aziende, con una sensibile prevalenza di quelle di dimensione medio-grande, tendenza confermata ed enfatizzata dai valori dell'utile per cliente servito, decisamente elevati per le imprese maggiori. Si rammenta come quest'ultimo indicatore risulti comunque

influenzato dalla composizione del portafoglio clienti aziendale (chi ha una forte presenza di clienti industriali presenta di norma valori più elevati).

Figura 13, ROE e EBIT su ricavi (2012)

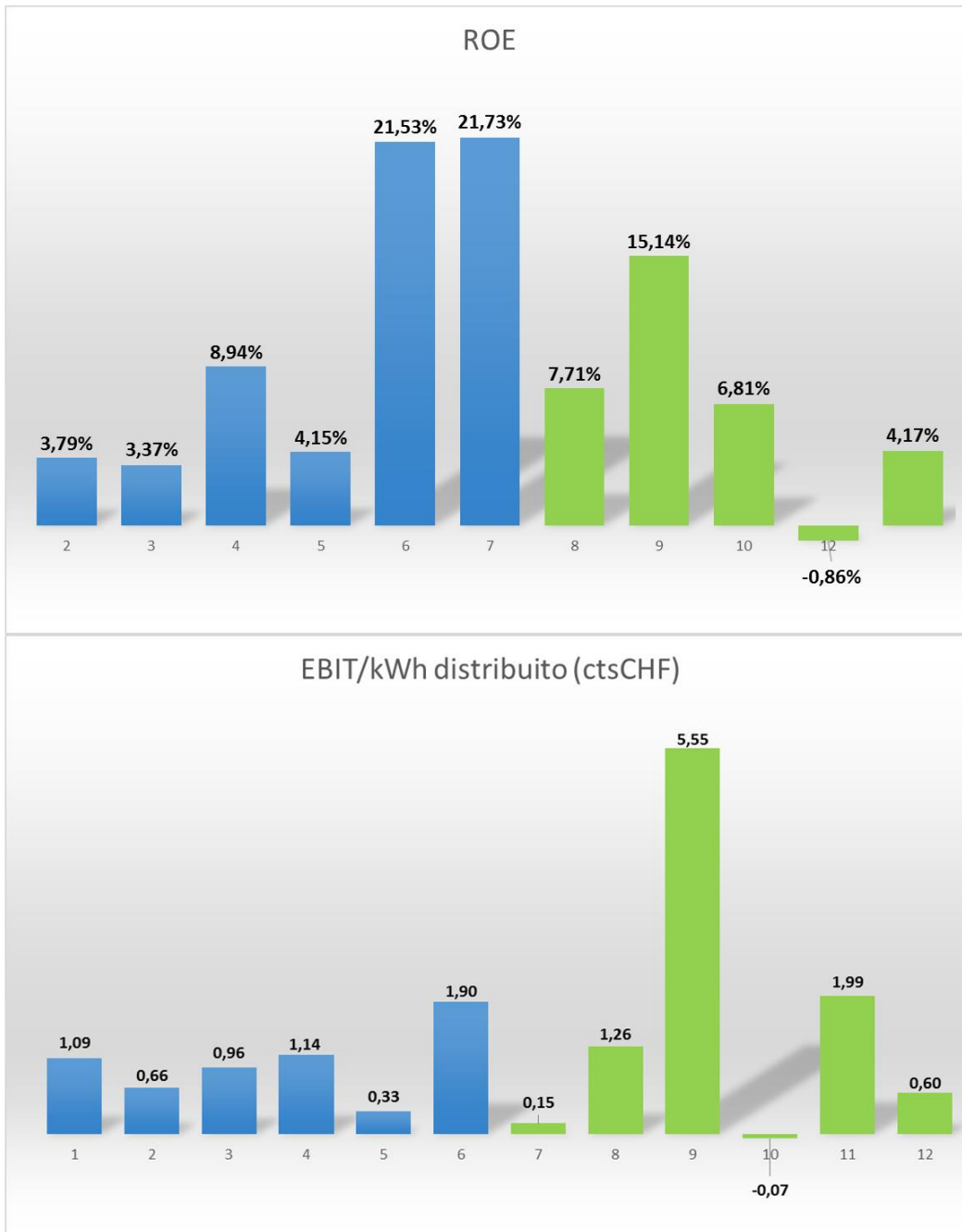
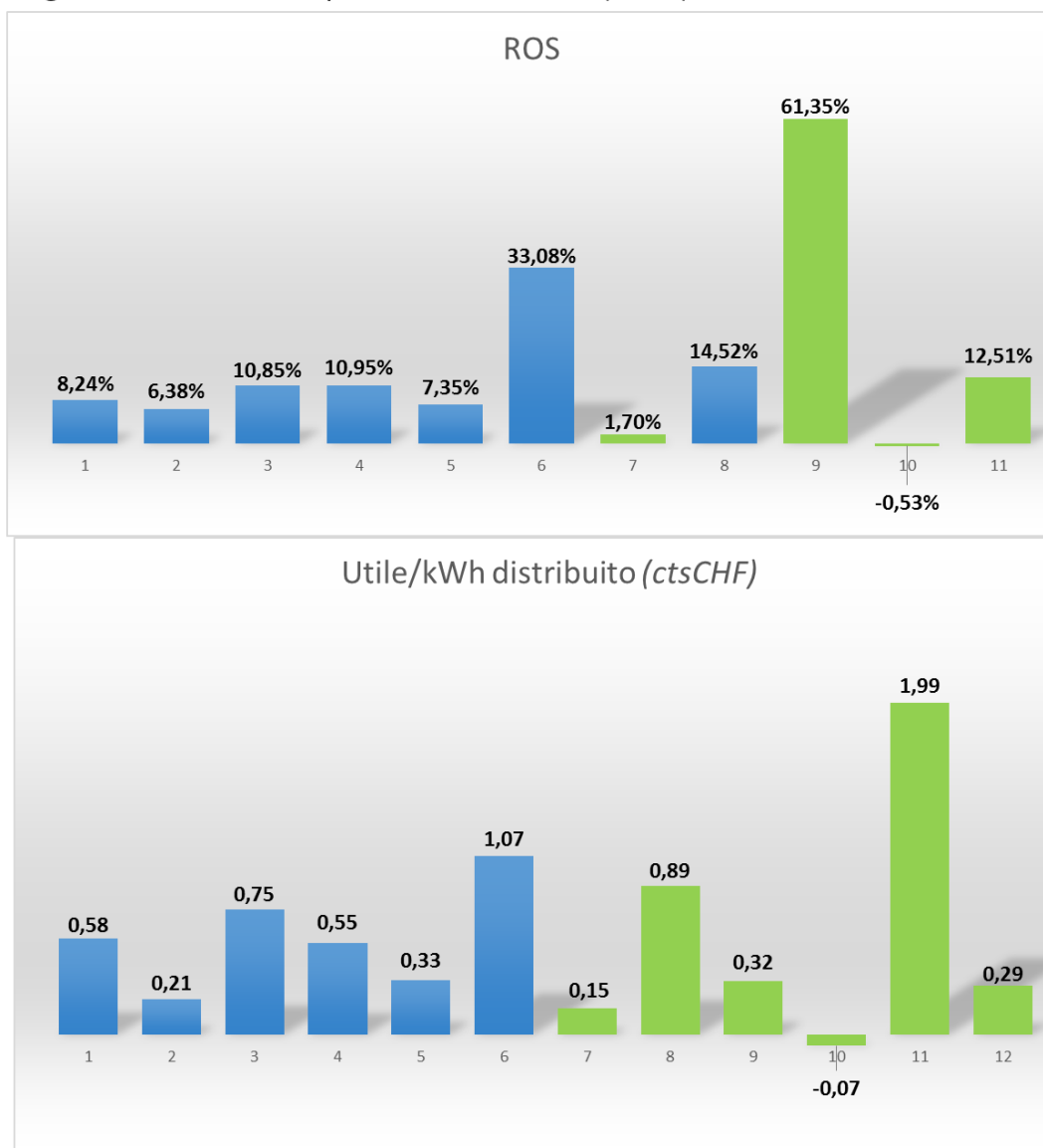


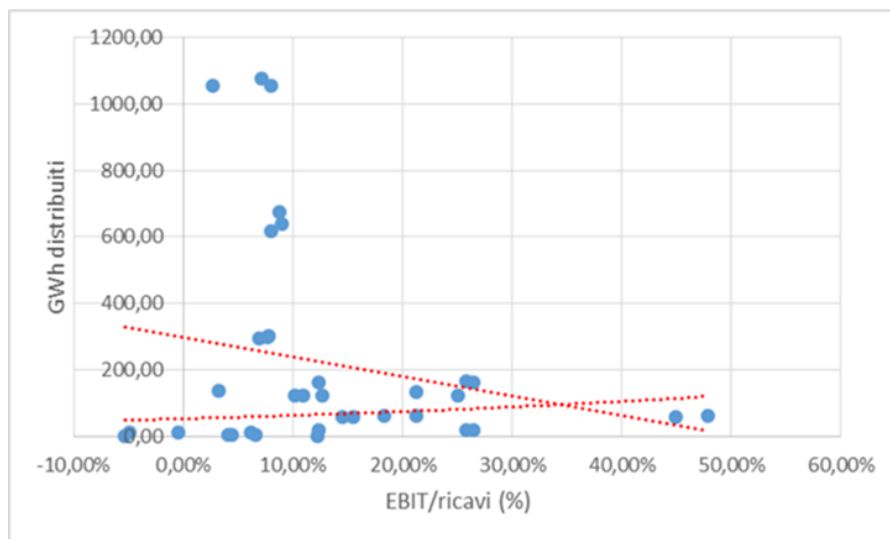
Figura 14. ROS e Utile per kWh distribuito (2012)



Ulteriori riflessioni in merito al legame tra redditività della gestione e dimensione aziendale possono essere formulate combinando i dati relativi ai volumi distribuiti con quelli riguardanti l'incidenza dell'EBIT sui ricavi (Figura 14). In effetti, sembrerebbe non esservi un legame chiaro tra queste due variabili. È stato quindi fatto un passo ulteriore eliminando i dati relativi alle tre imprese di dimensioni maggiori (Figura 15). In tal modo, il legame appare decisamente più marcato: imprese di dimensioni maggiori (in termini di output) presentano una redditività tendenzialmente superiore.



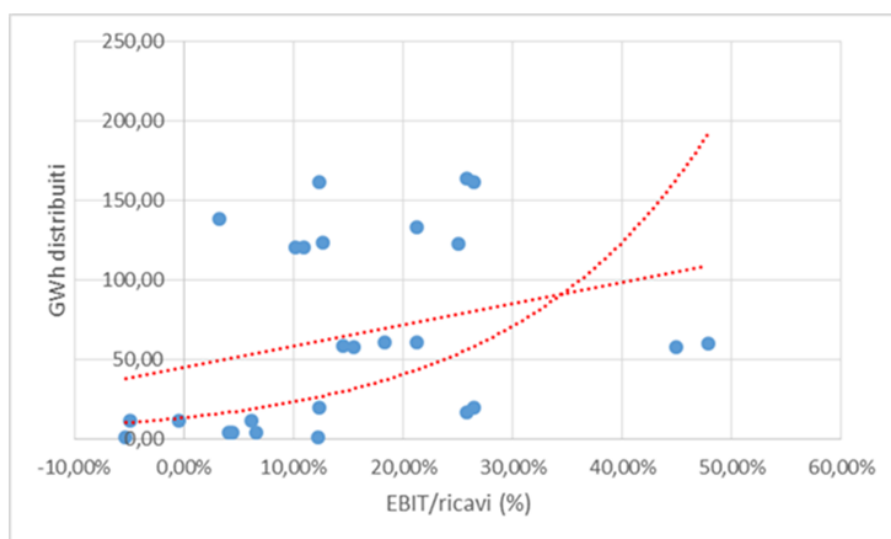
Figura 14. EBIT su ricavi (%) e GWh distribuiti



L'indice di indebitamento evidenzia in che modo l'azienda riesce a finanziare i propri investimenti, cioè se con prevalenza di capitale proprio o di terzi. Nella Figura 16 si nota come in linea di massima il livello di indebitamento risulti abbastanza equilibrato per le aziende di dimensione maggiore, a testimonianza di come le stesse abbiano operato prevalentemente con capitale proprio; alcune aziende di dimensioni minori hanno invece fatto ricorso in maniera significativa all'indebitamento. È realistico

credere che nel futuro, anche prossimo, tale indicatore sia destinato ad aumentare in relazione agli investimenti da realizzare. Ritorna quindi in primo piano il tema delle possibili economie finanziarie.

Figura 15. EBIT su ricavi (%) e GWh distribuiti (senza le 3 aziende di dimensioni maggiori)



Spostando l'attenzione sul tema dell'efficienza, un'informazione particolarmente rilevante concerne l'incidenza dei costi operativi sull'output aziendale (kWh distribuiti). Nella Figura 17 si nota come le imprese di taglia inferiore sembrano presentare mediamente un'incidenza unitaria maggiore dei costi operativi.

Figura 16. Leverage (2012)

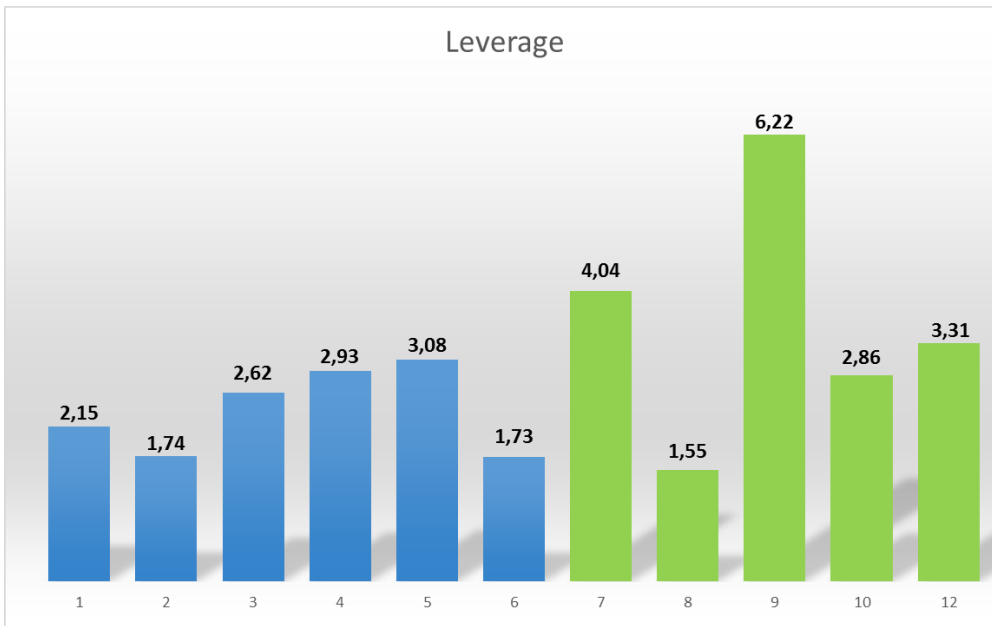
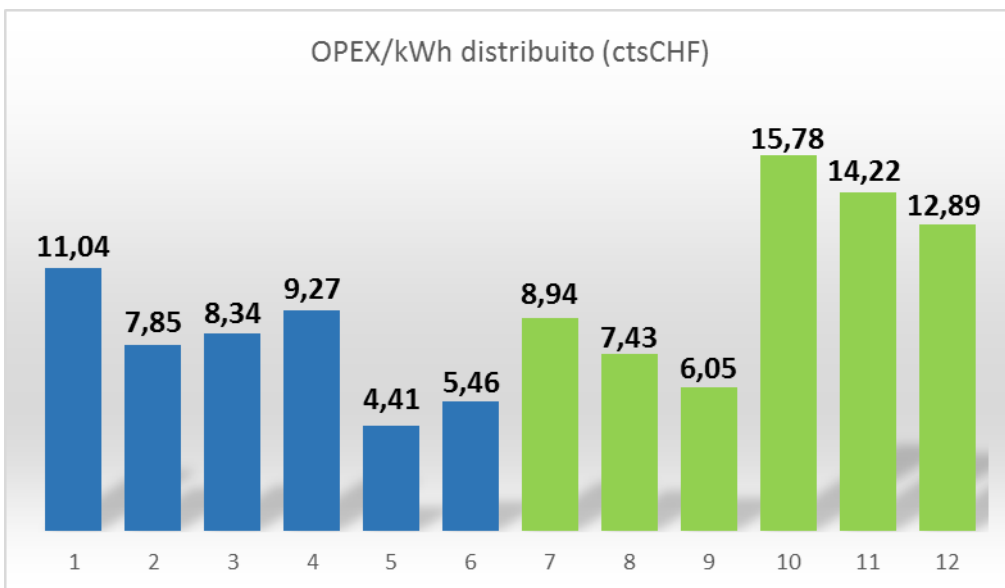


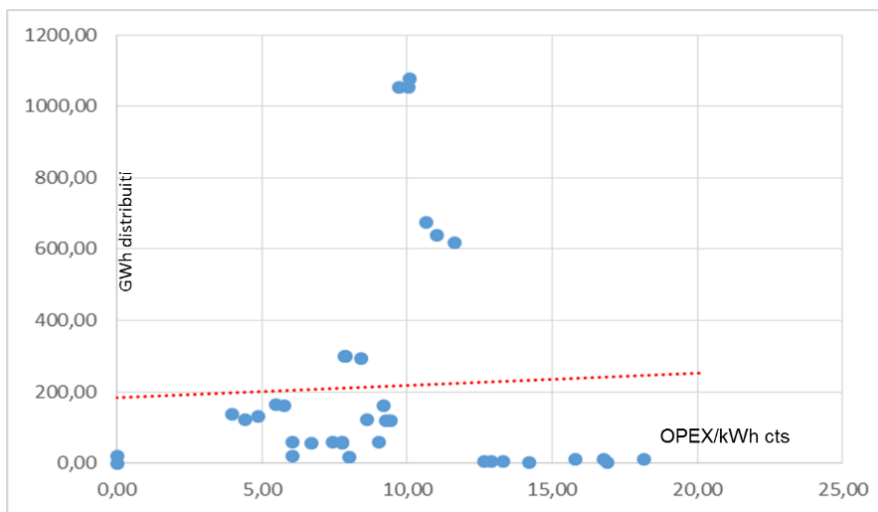
Figura 17. Incidenza dei costi operativi per kWh distribuito (2012).



Lo stesso dato può essere letto in combinazione con quello relativo alla dimensione aziendale. Analogamente a quanto rilevato per la redditività della gestione, si nota come complessivamente sembri non emergere un trend netto (Figura 18).



Figura 18. Costi operativi unitari e GWh distribuiti



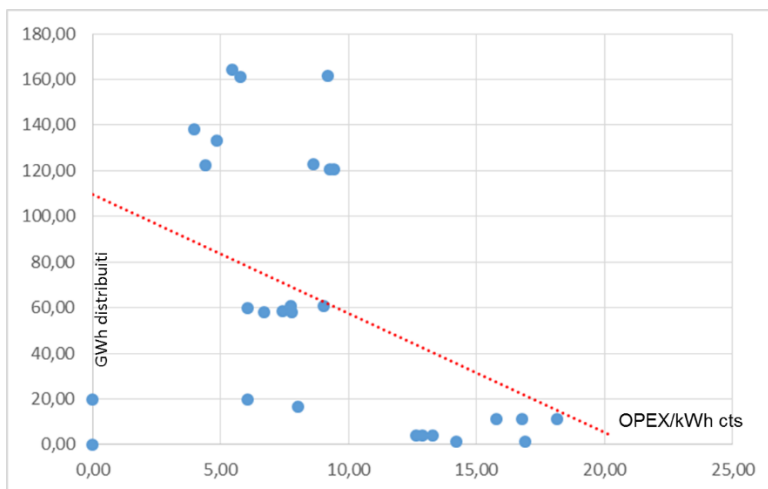
Anche in questo caso, quindi, si è provveduto ad eliminare i dati relativi alle tre imprese di dimensioni maggiori (Figura 19).

Depurando parzialmente i dati del campione è possibile notare come l'incidenza dei costi operativi per singola unità di output decresca all'aumentare dei volumi distribuiti.

Le caratteristiche e la competitività di un mercato si valutano anche con riferimento alle tariffe praticate alle differenti categorie di

clienti finali.

Figura 19. Costi operativi unitari e GWh distribuiti (senza le tre aziende di dimensioni maggiori)



Ai fini del presente lavoro, si è ritenuto utile confrontare i prezzi relativi alle principali componenti della tariffa finale (quota energia e quota rete) per le tipologie maggiormente rappresentative di clienti: H4 per quelli domestici, C4 per gli industriali. Si è scelto di considerare le tariffe praticate in Svizzera da tutti i GRD nel 2013, visualizzando la distribuzione delle stesse nell'arco delle diverse palette di prezzo; nelle medesime figure sono state quindi evidenziate le tariffe dei distributori locali ticinesi ai fini della valutazione della loro collocazione sul

mercato di riferimento.

Limitatamente alla quota energia, per i clienti industriali si sono altresì inseriti i prezzi dei principali operatori nazionali (12, ordinati secondo i volumi venduti). Come è possibile rilevare, ben 4 degli 8 prezzi praticati (per alcuni la quota energia C4 è uguale) si situano al di sotto dei 7,1 ctsCHF/kWh, quindi nella parte bassa della forbice di prezzi dei distributori locali ticinesi (se si escludono Ascona e Airolo, che presentano delle specificità legate al livello di struttura produttiva). Si tratta di un'informazione di un certo rilievo. In particolare, i distributori con i prezzi più competitivi sono Elektrizitätswerk des Kantons Schaffhausen AG EKS (7,1 ctsCHF/kWh), Industrielle Werke Basel IWB (7 ctsCHF/kWh) WWZ Netze AG (6,1 ctsCHF/kWh), EWZ (6,9 ctsCHF/kWh), EKZ (7,1 ctsCHF/kWh). Si tratta di operatori che si approvvigionano quasi interamente da AXPO o da Alpiq. In particolare, questi ultimi gruppi offrono in alcuni casi sconti alle imprese con un intervallo tra il 15 ed il 40%; si conferma come la prospettiva di crescita del business oltre il cantone di riferimento sembri essere divenuta l'approccio corrente⁷.

Nel complesso, sembrerebbe emergere un maggiore peso delle tariffe di rete per i clienti industriali. Le stesse non dovrebbero comunque essere considerate ai fini della valutazione della competitività dell'offerta di energia elettrica, in

⁷ Nel dettaglio, si segnalano le strategie di penetrazione del mercato della Svizzera romanda - da sempre caratterizzato da prezzi decisamente superiori alla media nazionale - di operatori come EWZ e EKZ.



quanto debbono essere comunque pagate nella stessa misura indipendentemente dal fornitore individuato. Analogo discorso per i contributi pubblici.

Le tariffe di rete rilevano invece dal punto di vista dell'onere complessivo in capo al consumatore finale, domestico e non. In particolare, per questi ultimi i cantoni che presentano costi di rete e tributi particolarmente elevati potrebbero risultare meno attrattivi dal punto di vista dell'insediamento industriale. In materia di oneri della rete si rammenta il recente provvedimento, già illustrato, relativo al rimborso del supplemento rete per le imprese energivore.

Per quanto attiene il profilo della finanza pubblica, le aziende energetiche hanno rappresentato, soprattutto negli scorsi anni, un importante strumento di finanza locale. Le stesse, infatti, hanno storicamente permesso agli enti locali proprietari di fruire di una serie di entrate significative sostanzialmente riconducibili ai tributi incassati a titolo di canone/concessione, ai dividendi percepiti dagli enti locali azionisti,⁸ alle imposte pagate dalle aziende energetiche.

La creazione di aziende maggiormente competitive ed efficienti contribuirebbe a migliorarne anche le potenzialità in termini di entrate pubbliche. Gli utili⁹ rappresentano una buona approssimazione delle ricadute territoriali in quanto si tratta di flussi di denaro che gli azionisti proprietari potrebbero usare per opere/servizi sul territorio di riferimento.

ATTIVITÀ DI VENDITA

Complessivamente:

- ***Costi operativi complessivamente – ed unitariamente – in tendenziale aumento***
- ***Presenza di margini di efficientamento della gestione, spazio per le economie di scala***
- ***Futuro incerto per questo tipo di business***
- ***Gli utili delle aziende nel loro complesso dipendono per la maggior parte dagli utili di rete***
- ***In alcuni casi si cerca di preservare la redditività della gestione allocando parte dei costi nell'attività di distribuzione.***

I ricavi aggregati per la sola attività di vendita dell'energia elettrica presentano una dinamica relativamente stabile; tra il 2011 e il 2012 l'aumento è nell'ordine dell'1%, dopo un incremento analogo l'anno precedente. L'EBIT in alcuni casi, normalmente aziende di piccola taglia o aziende con un portafoglio clienti fortemente sbilanciato verso l'industria, presenta valori negativi. Questo risultato sembrerebbe confermare come la redditività complessiva della gestione sia spesso riconducibile ai risultati positivi dell'attività di distribuzione. Il costo d'acquisto dell'energia aumenta leggermente nel 2012, dopo una precedente riduzione dell'1%.

L'indicatore maggiormente rilevante nell'analisi della redditività dell'attività di vendita è con molta probabilità rappresentato dal margine lordo di vendita, calcolato in termini percentuali (Figura 21).

⁸ Fino a tutto il 2013, infatti, per il tramite dei GRD i Comuni hanno riscosso un tributo prelevato dalle reti di distribuzione: a) a carico di tutti i consumatori finali 2 cts/kWh fino a un consumo massimo di 100 MWh, b) a carico di tutti i consumatori finali 1 cts/kWh per la parte di consumo eccedente i 100 MWh fino a un massimo di 5 GWh.

⁹ L'indicatore utile/cliente è peraltro presente anche nell'analisi della redditività.



Figura 20. Distribuzione delle tariffe energia per i GRD svizzeri (clienti industriali), valori dei principali operatori nazionali (in rosso: distributori ticinesi), 2013

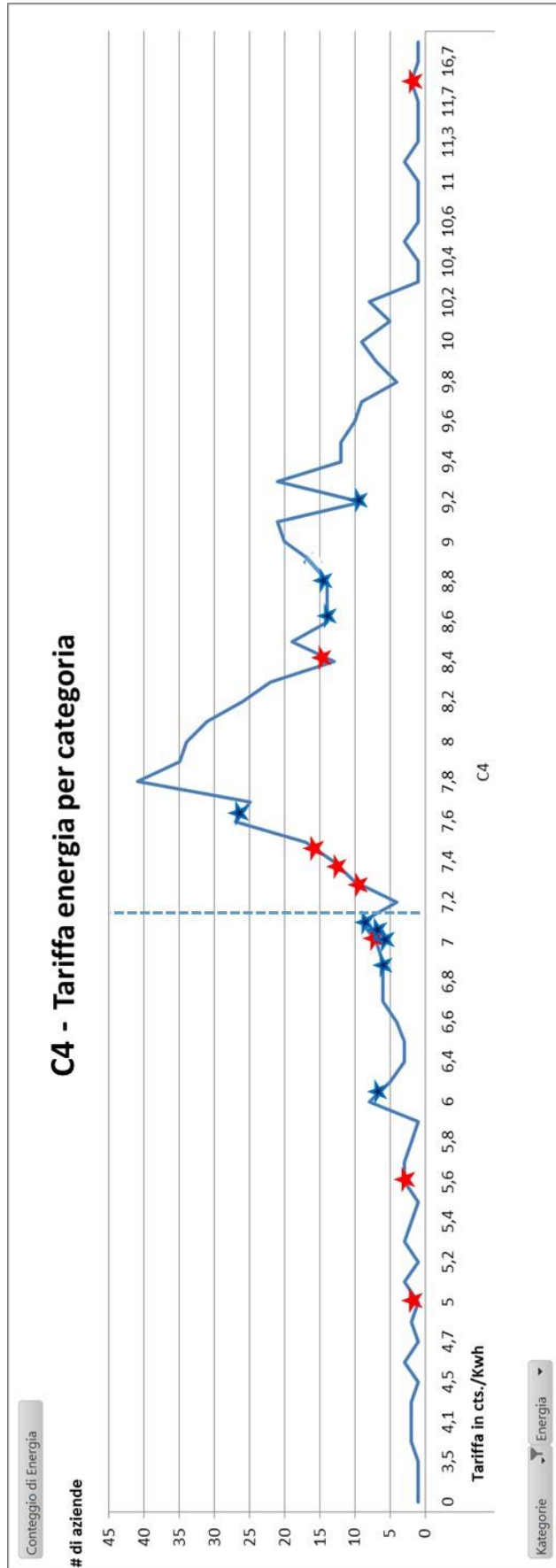
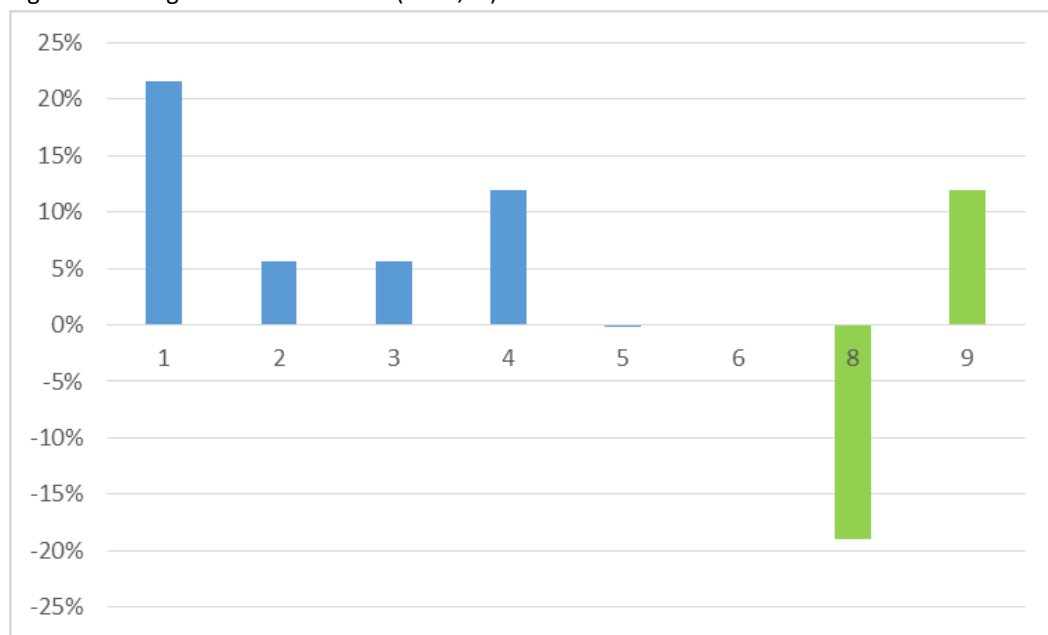
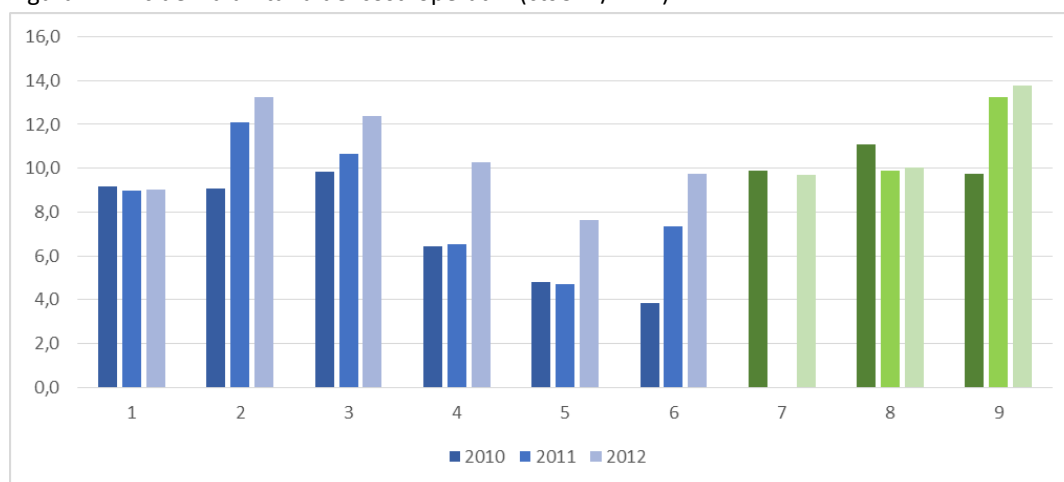


Figura 21. Margine lordo di vendita (2012, %)



La Figura 22 riporta l'andamento dell'indicatore relativo all'incidenza dei costi operativi per kWh distribuito, evidenziando quanto già rilevato a livello aggregato, cioè un sensibile, progressivo aumento dei costi unitari e una leggera prevalenza dei costi unitari per le aziende di dimensione ridotta.

Figura 22. Incidenza unitaria dei costi operativi (ctsCHF/kWh)



PARTE B. POSSIBILI MODELLI ORGANIZZATIVI PER IL TICINO

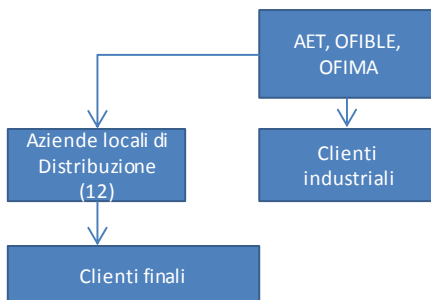
Nelle pagine successive saranno delineati i punti chiave dei modelli organizzativi ritenuti implementabili nel contesto locale. Il tratto comune è rappresentato dall'aggregazione, secondo livelli crescenti di integrazione, tra i vari operatori (aziende di distribuzione/vendita e produttori).

Per ognuno dei modelli si è operato secondo la metodologia riportata nell'Appendice B.



B1. Soluzione organizzativa “Status quo”

Figura 23. La struttura della soluzione



Come già rilevato nel precedente rapporto, una siffatta soluzione organizzativa si basa su una totale inattività – in termini di collaborazione/riorganizzazione - delle aziende attualmente 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 o aggregazione oltre a quelle attualmente presenti. In altri termini, gli operatori optano per quella che abbiamo definito “crescita inerziale”.

Lo scenario che andrà a delinearsi sarà realisticamente il seguente:

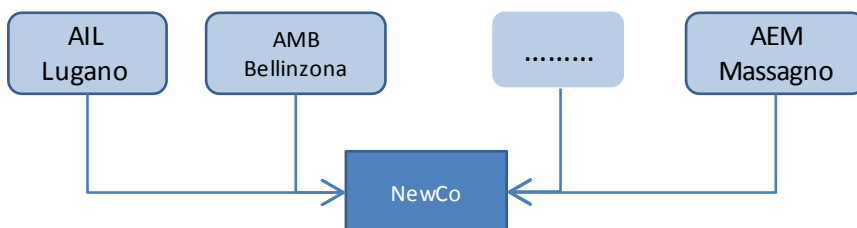
- La competizione per i clienti avverrà anche tra gli operatori locali secondo una logica di distruzione del valore;
- Le politiche di efficientamento dei costi saranno limitate; si ipotizza una possibile riduzione dei costi operativi nell’ordine dell’1,5 – 2% massimo;
- Le aziende si dovranno confrontare con una serie di importanti investimenti da realizzare, con difficoltà – soprattutto per quelle di dimensioni minori – a reperire capitali a basso costo (da cui il probabile aumento del livello di indebitamento, con progressiva ulteriore erosione dei margini di guadagno).

Si tratta della soluzione organizzativa tecnicamente più semplice, probabilmente indolore nel breve periodo, ma, di fatto, con un elevato rischio di penalizzazione in una prospettiva di medio-lungo termine, quando gli operatori locali si troveranno a doversi confrontare con aziende omologhe e non, inizialmente nazionali (extra-cantonali) quindi internazionali.

B2. Soluzione organizzativa “Riorganizzazione a livello di downstream”

Variante a): creazione di una società di distribuzione e vendita unica

Figura 24. La struttura della soluzione



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

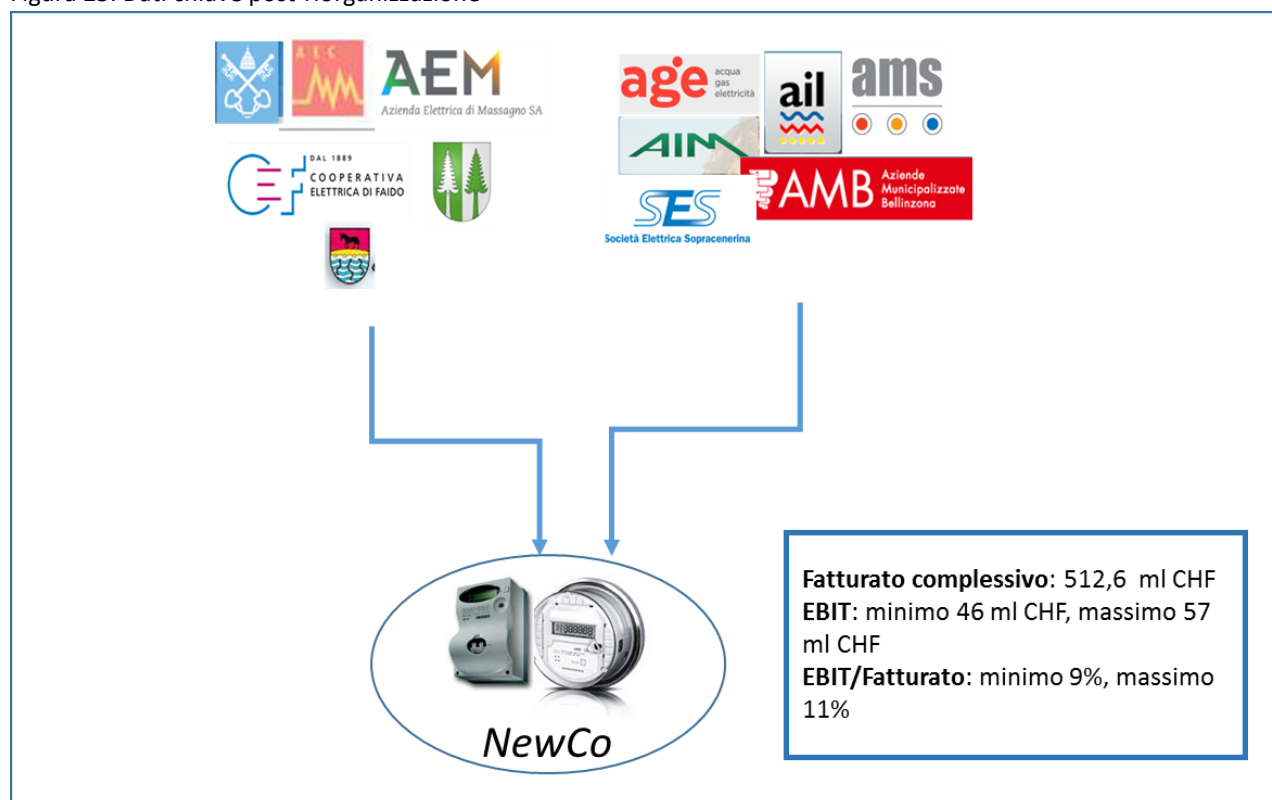
La NewCo congiunta risulterebbe inoltre funzionale ai fini di una riformulazione ed estensione dell'offering.

La realizzazione della presente soluzione organizzativa potrebbe 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 e acquisizione degli operatori di minore dimensione da parte di quelli di taglia più elevata. Il rischio di fratture e difficoltà del processo aggregativo potrebbe essere temperato dalla già succitata – e positiva – collaborazione datata.

L'accorpamento potrebbe riguardare entrambe le attività - distribuzione e vendita -, per la prima quantomeno a livello di "cappello comune" (condivisione delle attività di ottimizzazione della gestione degli assets).

La creazione di un operatore di taglia superiore potrebbe aumentare le barriere all'entrata nel downstream riducendo le probabilità di ingresso nel mercato a valle di operatori alternativi, contribuendo a migliorare il presidio del territorio. I principali vantaggi in termini economici e finanziari sono rappresentati dalla possibilità di beneficiare di economie di scala e dal miglioramento delle condizioni economiche di approvvigionamento (con conseguente possibili benefici in termini di marginalità). La Figura 25 riporta il dettaglio dei dati chiave post-riorganizzazione nell'ipotesi di accorpamento delle attività di distribuzione e vendita.

Figura 25. Dati chiave post-riorganizzazione



Punti di forza

- 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"

Criticità

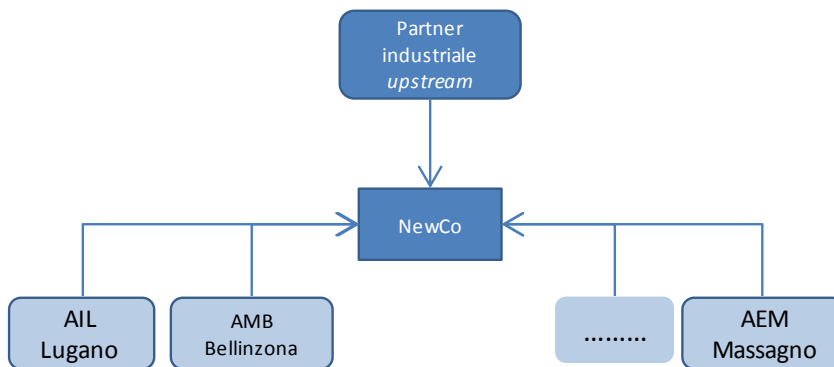
- Necessita di un buon livello di coesione territoriale e politica
- Riduzione del grado di concorrenzialità del mercato
- Problemi per quei soggetti che intendessero restare fuori dalla NewCo

Da evidenziare come l'incidenza della gestione non caratteristica potrebbe mutare l'effetto complessivo finale.

La definizione del criterio di ripartizione delle quote di partecipazione societarie rappresenta un punto di estrema delicatezza ed importanza in quanto il guadagno complessivo a livello di singola azienda dipende essenzialmente da quello.

Variante b): applicazione del modello sinergico-industriale

Figura 26. 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 dando a vita a quello che nel primo rapporto è stato definito modello "sinergico-industriale". Tale forma di partenariato rafforza il modello migliorando la sicurezza degli approvvigionamenti e rappresenta anche una forma "leggera" di azienda verticalmente integrata.

In un mercato caratterizzato da una progressiva riduzione dei prezzi dell'approvvigionamento, quantomeno per i prossimi tre anni – e da un crescente peso dei mercati spot un accordo tra distributori e produttore potrebbe sembrare

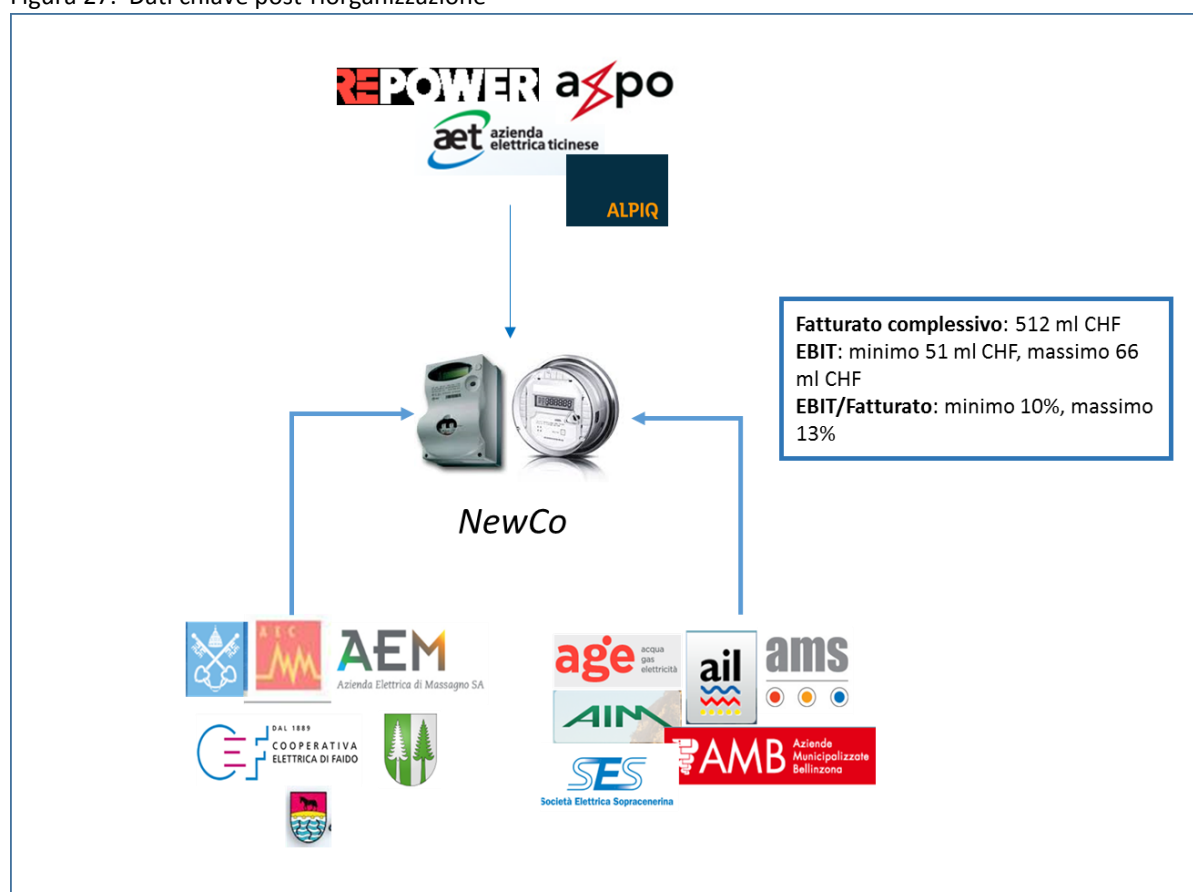


superato, stante a possibilità per i distributori stessi, oltretutto aggregati in un nuovo soggetto che presenta una massa critica e una conseguente capacità negoziale interessante – grazie ai volumi contrattati. La convenienza di un tale accordo passa attraverso la gestione di un elemento di grande rilievo nella gestione di servizi di pubblica utilità: il rischio. Il mercato spot, infatti, è – per sua natura – volatile, volatilità che potrebbe pesare sulle necessità pianificatorie ed organizzative delle aziende. Mediante un accordo di lungo periodo con un produttore, quindi, questo si assicura un mercato di sbocco per l'energia generata ad un prezzo certo; dall'altro lato, i distributori si possono assicurare un approvvigionamento sostanzialmente privo di rischi in termini di volatilità prezzo. Il vantaggio ulteriore rispetto al modello precedente risiede nella possibilità di spuntare condizioni di acquisto dell'energia migliori, quantificate nell'ordine di uno sconto sul prezzo nell'ordine del 5% - 10% (in funzione del mix dei clienti, del profilo di consumo aggregato - picco vs. fuori picco -, delle indicizzazioni, ecc...). Nella presente valutazione si è scelto di applicare la percentuale più bassa della forbice (5%), ulteriormente dimezzata per tener conto dell'incidenza delle economie di scala sulla voce di costo concernente l'acquisto della materia prima.

Il grado di complessità è limitato, anche se la presenza di un partner operante nella fase della produzione rende il modello leggermente più laborioso del precedente. Nelle esperienze precedenti, l'ipotesi di una collaborazione tra soggetti operanti nelle fasi a monte e a valle è apparsa realizzabile senza particolari problemi.

La presenza nella compagine societaria di aziende operanti in entrambe le fasi della filiera contribuisce ad aumentare le barriere all'ingresso nel mercato locale.

Figura 27. Dati chiave post-riorganizzazione



Punti di forza

Oltre a quelli del modello precedente:

Permette la sopravvivenza di tutti gli operatori evitando possibili forme di concorrenza "distruttiva"

- Migliore e più sicuro accesso all'approvvigionamento per gli operatori downstream
- Riduzione del rischio volatilità prezzo per le aziende di distribuzione
- Possibilità per il partner produttore di assicurarsi un mercato di sbocco per la propria produzione

Criticità

Oltre a quelli del modello precedente:

- Qualora il partner scelto fosse un operatore alternativo ad AET quest'ultima potrebbe scegliere di entrare direttamente nella distribuzione
- Le aziende di distribuzione potrebbero comunque prediligere nel breve periodo una strategia di approvvigionamento diretto sul mercato spot (fortemente appetibile grazie ai prezzi attualmente estremamente ridotti).

B3. Soluzione organizzativa "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 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 distribuzione¹⁰.

Una soluzione maggiormente orientata a criteri di gestione industriali prevede la creazione di una holding¹¹, 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:

- 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 pubblica¹². Da evidenziare che, in caso di cessione

¹⁰ 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 sé 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".

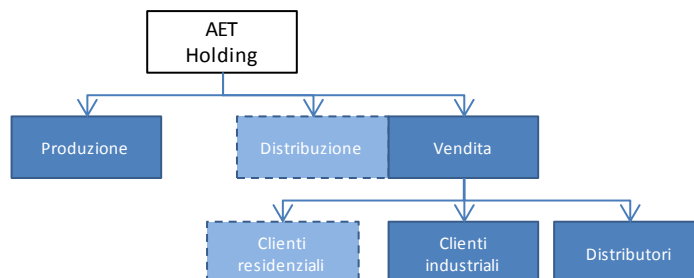
¹¹ Si segnala una recentissima iniziativa parlamentare (giugno 2012) finalizzata alla trasformazione di AET in una holding di diritto misto.

¹² 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



di quote a soggetti diversi dalle aziende del cantone, si verificherebbe un fenomeno di esportazione della rendita della risorsa idrica.

Figura 28. 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.

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)

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.

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 distribuzione. 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.

Come già precisato, la contemporanea presenza di economie di scala e di economie di integrazione verticale è stata quantificata attraverso la definizione di un fattore moltiplicativo, calcolato prendendo a riferimento la parte bassa della

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.



forbice per quanto attiene le economie di scala (7%) e un valore decisamente prudenziale per le economie di integrazione verticale (15%).

Figura 29. Dati chiave post-riorganizzazione



Punti di forza

- 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

Criticità

- Limitate pressioni sul prezzo finale della commodity
- Concorrenza "distruttiva" con i distributori
- Riduzione del margine di concorrenzialità del mercato/ingessature
- Mancata cooperazione tra la holding e i distributori

È opportuno precisare che il dato in questione potrebbe essere sovrastimato, quantomeno per due diverse motivazioni:

- La quota di costi a carico di AET effettivamente efficientabili potrebbe non essere particolarmente elevata. Le motivazioni che inducono a forme di integrazione verticale produttori e distributori/venditori spesso non coincidono: i primi cercano un mercato di sbocco per la loro produzione, i secondi vogliono ridurre il costo d'acquisto della materia prima. In altri termini, l'efficientamento gestionale dei produttori passa normalmente –e



prevalentemente - attraverso la riorganizzazione del portafoglio della produzione, l'ottimizzazione della gestione degli impianti. Questo fa sì che l'ammontare dei costi effettivamente comprimibile solamente a seguito di politiche di accorpamento possa non essere consistente.

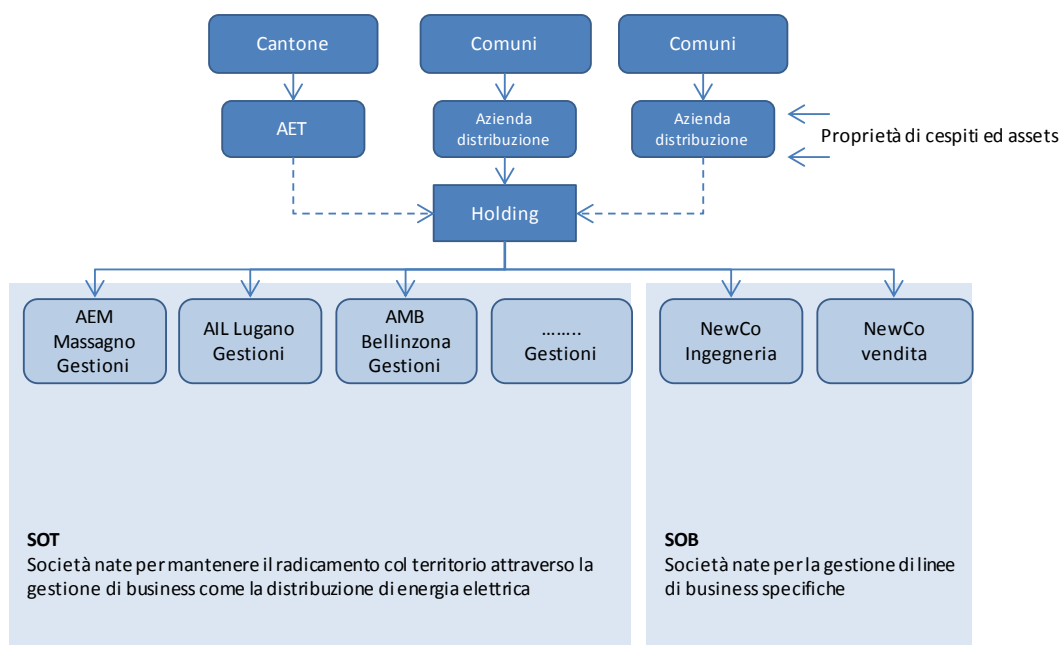
- I dati presi a riferimento sono quelli del 2012 e non tengono quindi conto delle recenti evoluzioni economico-finanziarie di AET.

Non si esclude l'opportunità di pensare a forme alternative di ponderazione delle varie partecipazioni.

È una soluzione che valorizzerebbe molto l'industria elettrica locale nel suo complesso, evitando qualsivoglia forma di concorrenza distruttiva; si tratta, del resto, di un modello già presente fuori cantone e anche all'estero.

Variante C): con un modello federativo

Figura 30. La struttura della soluzione



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.

In linea di massima permette di beneficiare dei medesimi vantaggi di cui al modello precedente ma con una serie di ulteriori punti di forza:

- Grande valorizzazione del territorio e del radicamento locale delle aziende;
- Presidio del territorio;
- Valorizzazione dell'industria locale;
- Permette la sopravvivenza dei distributori locali senza cadere nella trappola della duplicazione dei costi legata alla proliferazione delle società.

Occorre comunque precisare che:

- Si tratta di un modello complesso (quantomeno inizialmente)
- Richiede una grande collaborazione/coesione a livello politico-territoriale



- Il risultato complessivo potrebbe risultare leggermente inferiore rispetto a quello di cui al punto precedente in quanto:
 - Le reti rimarrebbe nelle mani dei comuni proprietari;
 - Esisterebbero dei presidi locali delle aziende di distribuzione.

A livello complessivo, in ogni caso, i vantaggi permarrrebbero in quanto quelli dell'azienda si sommerebbero a quelli dei Comuni proprietari (i ricavi dell'attività di distribuzione sarebbero incassati dagli stessi).

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.



APPENDICE A.

Per quanto concerne la dimensione aziendale, sono state individuate due tipologie di operatori:

- **Aziende di taglia piccola**

Si tratta delle aziende che distribuiscono meno di 100 GWh all'anno:

- AEC Airolo
- AEC Ascona
- AEC Bedretto
- CEF Faido
- AEM Massagno
- AEC Ponte Tresa

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 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.

- **Aziende di taglia medio-grande**

Si tratta delle aziende che distribuiscono più di 100 GWh all'anno:

- AMB Bellinzona
- AGE Chiasso
- AIL Lugano
- AIM Mendrisio
- ASM Stabio
- SES Locarno

In questo caso, i rischi propri legati all'ingresso di nuovi operatori di settore, realisticamente extracantonali, appaiono più limitati, seppur presenti. Si tratta, infatti, di aziende che hanno un discreto 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, soprattutto industriali, comunque permane. I potenziali competitors, infatti, potrebbero far breccia sul mercato locale grazie ad una serie di offerte "sartoriali", spesso non limitate alla sola fornitura di energia elettrica. In generale, le possibili strategie da parte dei nuovi entranti potrebbero variare dalle semplici operazioni di "disturbo" a vere e proprie campagne di massa attuate da operatori di grandi dimensioni.

Analisi comparata delle diverse aziende

La valutazione dei potenziali vantaggi conseguenti all'adozione dei diversi modelli di riassetto aziendale passa attraverso la precedente delineaazione:

- della struttura dell'industria elettrica locale;
- delle caratteristiche economico-finanziarie degli operatori coinvolti.

In tal senso, è stata condotta un'analisi quanto più dettagliata possibile – in relazione alle informazioni disponibili - da quattro diverse prospettive/punti di vista:

- Azionariato
- Efficienza della gestione
- Clienti
- Finanza pubblica

Per ciascuno di questi aspetti si sono individuati degli indicatori in grado di fornire informazioni utili ai fini dell'individuazione delle principali caratteristiche della gestione; il quadro complessivo delineato ha rappresentato la base per la valutazione delle differenti soluzioni organizzative. Le tabelle successive riportano il dettaglio degli indicatori utilizzati.



Tabella A: Azionariato

Indicatori finanziari	Indicatori standing creditizio
ROE (Return On Equity)	ROA (Return On Assets)
ROI (Return On Investment)	Pay Back Ratio
ROD (Return On Debt)	EBITDA Interest Cover Ratio
ROS (Return On Sales)	EBIT Interest Cover Ratio
Leverage	Quota capitale proprio
EBIT/Ricavi	Quota capitale di terzi
EBIT/kWh distribuito	Tempo medio ammortamento
Utile/kWh distribuito	Utile in % sostanza fissa
Utile /cliente	
Utile in % dei ricavi	
Margine commercializzazione	

Tabella B: Efficienza

Indicatori di efficienza
OPEX/kWh distribuito
OPEX/Cliente servito
OPEX rete/OPEX totali società
Costo del lavoro/OPEX
Costo del lavoro/kWh distribuito
Costo del lavoro/cliente servito
MWh/dipendente

Tabella C: Clienti

Dinamica tariffaria
Tariffe H4 <ul style="list-style-type: none"> • Rete • Energia
Tariffe C4 <ul style="list-style-type: none"> • Rete • Energia

Tabella D: Finanza pubblica

Dinamica tariffaria
Tributi uso rete/kWh distribuito
Utile esercizio rete/cliente servito
Imposte/kWh distribuito

BOX 1. METODOLOGIA SEPARAZIONE DATI DISTRIBUZIONE E VENDITA

Ai fini della correttezza dell'analisi, e anche in considerazione della successiva valutazione dei vantaggi/opportunità di ciascuno dei modelli organizzativi individuati, si è provveduto a studiare sia congiuntamente sia separatamente le aree "distribuzione/rete" e "vendita".

Per la prima (distribuzione/rete), l'attività di reperimento dei dati è stata relativamente agevole stante la disponibilità dei conti economici di rete sul portale dell'Elcom; in ogni caso, ci si è confrontati con un livello di dettaglio delle informazioni decisamente buono per le aziende di dimensione medio-grande, mentre per quelle minori la presenza di macro-voci riassuntive ha limitato la portata dell'analisi (con la conseguente impossibilità, in molti casi, di calcolare alcuni indicatori).

Per la seconda, ci sono state concrete difficoltà in quanto:



a) i bilanci aziendali riportano i dati aggregati (rete e vendita), spesso secondo una ripartizione di costi e ricavi che si rifà a voci/classificazioni non coincidenti con quelle dei bilanci di rete o con bilanci difficilmente confrontabili a causa di voci non omogenee;

b) per alcune aziende di piccola dimensione non è stato possibile reperire i dati relativi al bilancio complessivo o gli stessi appaiono inclusi nel bilancio comunale, redatto secondo criteri finanziari e non economici;

c) alcune aziende sono multiutilities, da cui la necessità di scorporare in alcuni casi l'area relativa alla commercializzazione e alla vendita di energia elettrica, con una serie di problematiche concernenti eminentemente la ripartizione dei costi comuni.

Anche in questo caso, l'assenza di dati puntuali relativamente a determinate voci di costo, o i rischi legati ad una stima non precisa degli stessi, hanno limitato gli indicatori calcolati.

Dal punto di vista metodologico si è ritenuto opportuno procedere come segue:

A) Separazione attività distribuzione e vendita di energia elettrica per le aziende multiutility

Partendo dal conto economico complessivo, comprensivo quindi di tutte le attività, si è creato un conto economico "elettricità" le cui voci sono state determinate come segue:

- Si sono escluse quelle chiaramente imputabili ad altre attività (es: "ricavi di vendita acqua")
- Si sono incluse completamente per la posta iscritta quelle chiaramente imputabili all'attività di distribuzione e vendita di energia elettrica (es: "ricavi di vendita di energia elettrica", "Ricavi da rete elettrica")
- Le rimanenti voci di costo e ricavo sono state allocate secondo un criterio di riparto, sulla base rispettivamente del peso dei ricavi (di vendita e di rete) di energia elettrica sul totale dei ricavi e dei costi di acquisto (compreso il trasporto) di energia elettrica sul totale dei costi.

B) Separazione attività distribuzione da quella di vendita di energia elettrica

Aziende monouility

Si sono separati i dati relativi alla distribuzione da quelli della vendita creando due distinti conti economici: Conto Economico Rete e Conto Economico Vendita. Per fare questo:

- Laddove presenti conti economici separati si sono presi a riferimento gli stessi;
- In presenza di conti economici indistinti, le voci di costo/ricavo espressamente e/o chiaramente riconducibili a una o all'altra attività sono state imputate integralmente all'attività medesima;
- In presenza di dati relativi solamente ad una delle due attività - tipicamente conto economico di rete - si è preso il conto economico complessivo (rete e vendita) e per ciascuna delle voci di costo/ricavo si sono sottratte le corrispondenti voci presenti nel conto economico di rete.

Aziende multiutility

In questo caso si è dovuto operare attraverso i seguenti passaggi:

- si è ripreso il conto economico così come definito al punto A;
- Analogamente al caso delle monouility, si sono quindi sottratte dal conto economico "elettricità" le corrispondenti voci di costo così come riportate nei conti di rete. Quanto residua dovrebbe rappresentare una buona proxy del conto economico della sola attività di vendita¹³.

Periodo di riferimento

L'orizzonte temporale riguarda il periodo 2010 -2012 sia per l'attività di distribuzione che per quella di vendita.

Completezza dell'indagine

Come già evidenziato, gli indicatori calcolati non hanno in alcuni casi coperto tutte le aziende coinvolte nell'analisi. Con riferimento alle aree di attività, l'indagine effettuata per la distribuzione/rete presenta un grado di dettaglio ulteriore rispetto a quella dell'attività di vendita.

Con riferimento alla dimensione, per le aziende di taglia medio-grande la presenza di informazioni quasi complete sotto tutti gli aspetti ha permesso una mappatura capillare dei diversi indicatori selezionati. Diversamente, per le aziende di dimensione minore e per quelle i cui conti economici di vendita sono stati ricostruiti sulla base di una serie di ipotesi di riparto di voci di costo/ricavo comuni non è stato possibile calcolare la totalità degli indicatori.

¹³ Il limite più evidente di tale tipo di approccio risiede nei possibili errori connessi alla presenza di costi/ricavi interamente imputabili ad una delle singole aree di business, imputazione non effettuabile in mancanza di informazioni precise.



Utile d'esercizio

Relativamente al conto economico di rete, si è osservato come in alcuni casi la posta fosse pari a zero; si è quindi provveduto a fare una verifica diretta con le aziende, compatibilmente con la loro disponibilità a fornire l'informazione in questione, e si è deciso di utilizzare come proxy la voce "interessi calcolatori a favore del Comune".

Nel conto economico del servizio, invece, nell'unico caso di mancanza del dato si è appreso come lo stesso fosse stato inserito nel conto economico in una diversa voce di costo ("accantonamenti").

Il grado di partecipazione delle aziende

L'analisi si è svolta cercando di coinvolgere quanto più possibile gli operatori locali (aziende di distribuzione e azienda di produzione). Il livello di partecipazione, soprattutto in termini di informazioni tecniche e contabili, non è stato omogeneo. Alcune aziende hanno provveduto ad inviare i dati richiesti e si sono dimostrate altresì collaborative e disponibili ad un confronto anche relativamente alle metodologie di stima individuate; si tratta della maggioranza degli operatori. In altri casi, l'attività di reperimento dei dati ha presentato qualche criticità stante o il mancato invio della documentazione richiesta o l'impossibilità di avvalersi di un supporto interno indispensabile per l'interpretazione di alcune voci di bilancio. In questi ultimi caso l'attività di stima dei dati mancanti potrebbe discostarsi in maniera più sensibile dalla realtà.

BOX 2 – LE DEFINIZIONI E GLI INDICATORI UTILIZZATI**DEFINIZIONI**

EBITDA (*Earnings Before Interest, Taxes, Depreciation and Amortization*): l'EBITDA rappresenta l'utile prima degli interessi passivi, imposte e ammortamenti su beni materiali e immateriali. L'EBITDA è una rapida approssimazione del valore dei flussi di cassa prodotti da una azienda ed è utilizzato (spesso insieme ad altri metodi più precisi ed attendibili) per approssimare il valore della stessa.

EBIT (*Earnings Before Interests and Taxes*): L'EBIT esprime il reddito che l'azienda è in grado di generare prima della remunerazione del capitale, comprendendo con questo termine sia il capitale di terzi (indebitamento) sia il capitale proprio (patrimonio netto).

OPEX: costi operativi del servizio. Comprendono tutti i costi relativi alla gestione caratteristica.

APPENDICE B.

La valutazione di massima dei possibili benefici successivi alla messa in opera dei vari modelli organizzativi delineati si è basata sui seguenti criteri:

La valutazione del risultato operativo complessivo

Si tratta di un indicatore rappresentativo della redditività della gestione; l'EBIT complessivo potrà essere efficacemente confrontato con quello pre-riorganizzazione, così come con quelli delle singole aziende coinvolte nel riassetto. Il calcolo dell'utile netto finale, stante la difficoltà di definire un'incidenza "standard" delle voci incluse nella gestione finanziaria, è parso, allo stato attuale, non opportuno.

L'efficientamento dei costi

Come già premesso, uno dei punti chiave alla base di tutti i modelli – fatta eccezione per il primo, di fatto un "non modello" – è legato all'esistenza di economie di scala e di integrazione verticale il cui sfruttamento dovrebbe condurre al miglioramento complessivo della redditività aziendale. La concreta quantificazione delle stesse, tarata proprio sulla struttura del contesto nazionale, è stata realizzata e pubblicata in una serie di lavori empirici pubblicati su importanti riviste internazionali¹⁴. Si è quindi ritenuto corretto prendere a riferimento i risultati dei predetti lavori privilegiando l'aderenza delle statistiche descrittive degli studi con quelle presenti nelle analisi nonché la vicinanza temporale (lavori più recenti). Secondo una logica di valutazione prudenziale, per il modello maggiormente complesso, cioè quello basato

¹⁴ Filippini, Massimo, and Jörg Wild (2001) 'Regional Differences in Electricity Distribution Costs and Their Consequences for Yardstick Regulation of Access Prices', *Energy Economics*, 23, 477-488.

Filippini, M., N. Hrovatin and J. Zoric (2004). 'Regulation of the Slovenian electricity distribution companies', *Energy Policy*, 32:335-344.

Filippini, Luchsinger, Economies of scale in the Swiss Hydropower Sector, CEPE Working Paper n. 44, Giugno 2005.

Farsi, Fetz, Filippini, Economies of Scale and scope in the Swiss Multi-utilities Sector, CEPE Working Paper No. 59, September 2007.

Fetz, Filippini, Economies of vertical integration in the swiss electricity sector, in *Energy Economics*, n. 32, 2010.

Fraquelli, G., M. Piacenza and D. Vannoni (2005): 'Cost Savings From generation and Distribution with an Application to Italian Electric Utilities', *Journal of Regulatory Economics*, 28 (3): 289-308.

Fraquelli, G., M. Piacenza and D. Vannoni (2004): 'Scope and Scale Economies in Multi-Utilities: Evidence from Gas, Water and Electricity Combinations', *Applied Economics*, 36(18): 2045-57.



sull'integrazione orizzontale, si sono combinate le economie di integrazione verticale con quelle di scala secondo un fattore moltiplicativo¹⁵.

Relativamente alle voci di costo "efficientabili" sono stati considerati acquisti, materiale e prestazioni, costo del personale,¹⁶ altri costi.

La definizione dei conferimenti e delle quote di partecipazione societaria

L'effettiva quantificazione dei possibili vantaggi per le aziende partecipanti dipende anche dalle rispettive quote di partecipazione nelle nuove società che andremo a delineare.

In tal senso, occorre individuare il criterio migliore, in grado di valorizzare al meglio il patrimonio e la capacità di reddito degli operatori coinvolti. In altri termini, è necessario individuare il criterio di valutazione aziendale maggiormente adeguato (patrimoniale, reddituale, misto). Tale scelta, in ogni caso, ha dovuto tener conto dei già evidenziati limiti legati alla disponibilità delle informazioni raccolte.

Si ritiene utile differenziare in funzione della tipologia di modello delineato:

- ✓ Aggregazione a valle
- ✓ Aggregazione a valle e integrazione verticale.

Aggregazione a valle: la creazione di un'azienda unica partecipata dalle diverse aziende di distribuzione locale apre la discussione sulla modalità migliore di definizione delle quote di capitale sociale da attribuire a ciascuna delle stesse. Questo punto di discussione presenta un elevato grado di delicatezza, in quanto il confronto tra i guadagni effettivi attuali e prospettici – post-riorganizzazione – rappresenta la variabile sulla base della quale, realisticamente, le aziende formuleranno le loro valutazioni strategiche in merito all'opportunità o meno di riorganizzare il servizio.

Concettualmente, sarebbe necessario definire le suddette quote con riferimento al valore delle aziende conferenti, da calcolare secondo diverse metodologie (metodo reddituale, metodo patrimoniale, metodi misti).

L'analisi dei rendiconti delle aziende e delle loro caratteristiche gestionali ha comunque già evidenziato una serie di specificità da valutare con grande attenzione (gli utili complessivi sono frutto della somma algebrica di quelli di rete e servizio e quindi potrebbero non rappresentare l'indicatore più appropriato; in alcuni casi, gli utili vengono accantonati o inseriti in altre voci di bilancio lasciando a zero la posta per l'anno in corso; il riferimento alla sostanza fissa, intesa come capitale da conferire, potrebbe essere distorto dall'effettiva valutazione dei cespiti iscritti a bilancio, ecc...). Probabilmente l'approccio migliore è quello del calcolo dei flussi di cassa attualizzati; purtroppo non si dispone delle informazioni utili e l'evoluzione dello scenario di riferimento appare decisamente aleatoria.

Si è quindi riflettuto sull'opportunità di ripartire le quote in base a due differenti parametri: numero dei clienti serviti e sostanza fissa.

- *Clienti serviti:* si è più volte ribadito come il valore/cliente rappresenti una buona approssimazione del valore dell'azienda nel suo complesso, da cui la possibilità di ipotizzare delle quote di conferimento calcolate su questa variabile. Considerando tale numero, comunque, si commetterebbe l'errore di sottovalutare le aziende con un portafoglio clienti fortemente sbilanciato su quelli industriali. Abbiamo quindi provveduto ad effettuare la ripartizione basandoci sui volumi distribuiti. Anche in questo caso esiste il rischio di distorsione legato ai diversi prezzi praticati (ricavi unitari maggiori per le aziende con prevalenza di clienti domestici), si è quindi effettuato una sorta di controllo incrociato definendo le quote in base ai ricavi aziendale, al fine di tener conto della diversa marginalità delle vendite, e si è rilevata la sostanziale invarianza delle medesime rispetto alla valutazione precedente; si è quindi deciso di mantenere come parametro per la ripartizione il volume erogato.
- *Sostanza fissa:* costituisce un buon criterio patrimoniale alternativo. La sostanza fissa può essere ritenuta una buona proxy del capitale aziendale investito, lo stesso capitale che verrebbe conferito nella NewCo. Per ovviare alle imprecisioni legate alla stima della sostanza fissa limitatamente al servizio elettrico per le multiutility, nonché alle eventuali inesattezze contenute nei bilanci aziendali si è scelto di far riferimento ai dati riportati nei bilanci pubblicati dalla Elcom assumendo quindi che la sostanza fissa dei GRD sia sostanzialmente coincidente con quella delle aziende nel loro complesso (rete e servizio¹⁷).

¹⁵ $(1+ES)(1+EV)-1$, con ES = Economie di scale e EV = Economie di integrazione verticale.

¹⁶ Per correttezza dell'analisi si è considerato anche il costo del lavoro; qualora non si ritenesse opportuno intervenire su questa componente di costo, l'efficientamento complessivo potrebbe risultare leggermente sovrastimato. D'altro canto, il campione del nostro studio include un significativo numero di aziende di dimensione media e piccola; avendo scelto di prendere i valori delle economie di scala e di integrazione verticale in corrispondenza dei valori medi del campione utilizzato dagli autori, di norma caratterizzato da numeri superiori, la percentuale di efficientamento potrebbe invece essere sensibilmente sottostimata.

¹⁷ In realtà l'errore sotteso a tale approssimazione risulta, tutto sommato, limitato, in quanto il patrimonio infrastrutturale risulta, di norma, pienamente allocato nell'area aziendale della distribuzione.



I risultati sono riportati nella Figura B1¹⁸.

Figura B1. Valutazione delle possibili quote di partecipazione al capitale sociale della NewCo delle aziende di distribuzione locale (2012).

	Partecipazione in base ai kWh	Partecipazione in base alla sostanza fissa
1	25,0%	38,3%
2	12,0%	4,2%
3	42,0%	44,4%
4	4,7%	6,5%
5	4,8%	0,5%
6	6,0%	1,7%
7	1,0%	0,2%
8	2,0%	0,6%
9	2,0%	3,0%
10	0,4%	0,4%
11	0,0%	0,1%
12	0,2%	0,1%

Aggregazione a valle e integrazione verticale: questa ipotesi di raggruppamento aziendale vede l'ingresso nella compagine societaria anche dell'azienda di produzione locale, AET. In questa fattispecie, quindi, diviene inapplicabile, in quanto inadeguato, il criterio di riparto delle quote di capitale sociale sulla base dei kWh distribuiti. Parrebbe invece fondato quello basato sul valore della sostanza fissa aziendale.

I risultati sono riportati nella Figura B2.

Figura B2. Valutazione delle possibili quote di partecipazione al capitale sociale della NewCo verticalmente integrata delle aziende di distribuzione locale e di AET (2012).

	Partecipazione in base alla sostanza fissa
1	21,96%
2	2,43%
3	25,41%
4	3,73%
5	0,27%
6	0,99%
7	0,11%
8	0,35%
9	1,73%
10	0,20%
11	0,06%
12	0,05%
AET	43%

L'estensione dell'offering

Le strategie di riorganizzazione potrebbero liberare nuove risorse da destinare all'estensione dell'offering (efficienza domestica, servizi post-contatore, smart appliances, etc...). Gli effetti sarebbero:

- Aumento/stabilizzazione del fatturato nell'ordine dell'1 – 5% (inizialmente, poi il dato sembra destinato ad aumentare);
- Aumento della redditività (la marginalità sui servizi aggiuntivi/complementari è di norma piuttosto elevata);
- Fidelizzazione della clientela.

Si è provveduto ad applicare il sopraccitato tasso di crescita, sia col suo valore più prudentiale (1%) sia con quello più ottimistico (+5%) in modo da esplicitare i possibili guadagni connessi alla possibilità di perseguire questa politica.

Fatturato complessivo aggregato

La valutazione non tiene conto della possibile riduzione dei prezzi finali. In altri termini, il fatturato complessivo a livello di soggetto aggregato è stato equiparato alla sommatoria dei ricavi totali delle singole aziende di distribuzione coinvolte.

Si ritiene che la possibile sovrastima non rappresenti un errore eccessivo.

¹⁸

Occorre precisare che a seguito dell'acquisizione di SES Locarno da parte di AET la quota di partecipazione di quest'ultima dovrebbe tenere conto anche di quella dell'azienda sopracenerina.



I benefici ulteriori

L'accorpamento delle diverse gestioni consentirebbe realisticamente di generare una serie di ulteriori benefici di difficile quantificazione nel presente lavoro ma che meritano comunque di essere rammentati:

- *Economie finanziarie, particolarmente utili nel caso di investimenti. Le stesse produrrebbero inoltre degli effetti a livello di rendimento sul capitale investito (nell'ordine del 2% annuo circa);*
- *Risparmi di costo conseguenti all'efficientamento della gestione degli assets;*
- *Riduzione dei rischi legati all'evoluzione del quadro regolatorio per quanto attiene la remunerazione del capitale investito e la progressiva – prevedibile – standardizzazione del costo del capitale;*
- *Ricadute e valorizzazione del territorio di riferimento.*

