

LIBERALIZZAZIONE E INTEGRAZIONE VERTICALE
NELLE UTILITY ELETTRICHE: EVIDENZA EMPIRICA DA
UN CAMPIONE ITALIANO DI IMPRESE PUBBLICHE LOCALI

BECCIO EMMA

HERMES

MASSIMILIANO PIACENZA

Ceris-CNR, HERMES

DIRITTI, REGOLE, MERCATO
Economia pubblica ed analisi economica del diritto

XV Conferenza SIEP - Pavia, Università, 3 - 4 ottobre 2003

pubblicazione internet realizzata con contributo della



società italiana di economia pubblica

dipartimento di economia pubblica e territoriale – università di Pavia

**Liberalizzazione e integrazione verticale nelle utility elettriche:
evidenza empirica da un campione italiano di imprese pubbliche locali**

EMMA BECCIO
(*HERMES*^a)

MASSIMILIANO PIACENZA
(*Ceris-CNR*^b, *HERMES*)

Versione preliminare - Settembre 2003

Abstract

La recente evoluzione della regolamentazione dell'industria elettrica a livello europeo, orientata alla progressiva liberalizzazione del settore, ha posto in primo piano la questione dell'approvvigionamento di energia per la vendita sul mercato libero. Nel quadro regolatorio italiano, le imprese pubbliche locali, non potendo competere nelle aste per l'assegnazione dell'energia Cip 6/92 e dei diritti d'importazione con gli altri operatori di dimensioni più elevate, si sono indirizzate verso l'integrazione a monte nella fase di generazione. In questo lavoro viene studiata l'efficienza di costo di tale strategia, attraverso la stima di un modello di funzione di costo multiprodotto translog per un campione di 14 utility elettriche locali attive sia nella generazione che nella distribuzione nel periodo 1994-2000. I risultati evidenziano la presenza diffusa di complementarità di costo tra le due fasi e portano a concludere che l'integrazione verticale, in virtù dei risparmi di costo che da essa derivano, può essere vista come un fattore critico di successo per le imprese pubbliche locali, permettendo a queste ultime di acquisire la capacità produttiva e l'efficienza necessarie per operare sul mercato libero.

Key words: utility elettriche, liberalizzazione, integrazione verticale, complementarità di costo

JEL: L11, L50, L94

^a HERMES (*Higher Education and Research on Mobility Regulation and the Economics of Local Services*), Real Collegio Carlo Alberto, via Real Collegio 30, 10024 Moncalieri (TO).

^b Ceris-CNR (*Istituto di Ricerca sull'Impresa e lo Sviluppo*), Consiglio Nazionale delle Ricerche, via Avogadro 8, 10121 Torino.
Tel. +39-011-5601241; fax +39-011-5626058; e-mail: m.piacenza@ceris.to.cnr.it

1. Introduzione

L'organizzazione industriale del settore elettrico è strettamente collegata all'assetto della cornice regolatoria sovrastante. Fino a tempi relativamente recenti, nella maggior parte dei Paesi europei il mercato era caratterizzato da una forte concentrazione, in quanto, o la concorrenza era espressamente vietata dal legislatore, oppure le diverse imprese esistenti agivano come monopolisti nei propri mercati nazionali. La Direttiva 96/92/CE ha avviato un processo di ristrutturazione dell'industria, orientato verso l'apertura progressiva dei mercati nazionali dell'energia elettrica.¹ La liberalizzazione, tuttavia, finora è proceduta a rilento e i nuovi entranti tendono per lo più a ricoprire il ruolo marginale di frangia competitiva. Il Decreto Bersani 79/99 ha recepito la direttiva europea e ha prescritto una nuova organizzazione del settore in Italia, puntando sulla riduzione del potere di mercato in mano all'impresa dominante (ENEL), al fine di favorire la libera concorrenza. In realtà, però, le uniche imprese che hanno approfittato dell'apertura del mercato sono state quelle che già vi operavano, mentre non si è concretamente realizzato l'ingresso previsto di nuovi operatori. Nel frattempo, i governi nel resto dell'Europa hanno messo in atto politiche industriali miranti a sostenere la crescita degli operatori dominanti nazionali, permettendo processi di concentrazione e internazionalizzazione, consapevoli del fatto che in un contesto continentale soltanto le grandi imprese possono guadagnare in efficienza e competitività, mentre gli operatori di piccole dimensioni sono destinati ad avere vita breve. Le *utility* elettriche negli ultimi anni si sono orientate in maniera crescente verso strategie di concentrazione societaria; così, per esempio, il gruppo elettrico francese EDF ha acquisito società in Austria (ESTAG), Germania (EnBW) e UK (London Electricity e SWEB), mentre il gruppo tedesco EON si è espanso in Austria (Austrian Hydro Power), UK (PowerGen) e Svezia (Sydkraft).

Una simile tendenza alla concentrazione è individuabile anche all'interno del settore elettrico italiano, dove la maggior parte degli operatori si trova a dovere fronteggiare il problema delle fonti di approvvigionamento. In particolare, le imprese pubbliche locali (ex-municipalizzate), non potendo competere nelle aste per l'assegnazione dell'energia CIP 6/92 e dei diritti d'importazione con gli altri operatori, che hanno la possibilità di avanzare offerte caratterizzate da volumi elevati e margini di guadagno più ridotti, cercano di produrre internamente l'energia da distribuire integrandosi a monte nello

¹ La normativa stabilisce che le imprese debbano essere gestite in base a principi commerciali, che venga garantito l'accesso alle reti di trasmissione e distribuzione a condizioni non discriminatorie e che sia separata la contabilità relativa alle diverse attività produttive (generazione, trasmissione e distribuzione).

stadio di generazione e unendosi in consorzi. Numerose, infatti, sono le partnership di lunga durata realizzate, sia per garantirsi la partecipazione alle gare per l'acquisizione delle centrali dismesse dall'ENEL, sia per conseguire la competitività necessaria ad operare nel mercato dell'energia all'ingrosso. Il consorzio Edipower, di cui fanno parte AEM Milano, Edison e AEM Torino, è stato costituito con l'obiettivo di acquisire Eurogen, la più grande delle società di generazione (Genco) messa in vendita da ENEL in ottemperanza al Decreto Bersani.² La prima operazione di cessione da parte di ENEL ha riguardato invece la Genco Elettrogen, che ha assunto la denominazione Endesa Italia ed è diventata di proprietà della società spagnola Endesa e dell'impresa locale ex-municipalizzata ASM Brescia. Infine, ACEA e Electrabel (Belgio) hanno firmato un accordo di joint-venture per la gestione della fornitura di energia elettrica in Italia e, insieme alla cordata Energia Italia, si sono aggiudicate l'ultima Genco ceduta da ENEL, Interpower, ora Tirreno Power. Sul fronte dell'attività di vendita, un recente esempio di concentrazione societaria è rappresentato dal consorzio Electrone S.p.A., fondato nel 2001 dalle tre società AEM Milano, AEM Torino e ACEA e avente come finalità la commercializzazione all'ingrosso di energia elettrica e l'offerta di servizi correlati.

Questo lavoro si pone come obiettivo l'analisi empirica dell'efficienza dal lato dei costi delle *utility* elettriche locali che hanno seguito strategie di integrazione lungo la filiera, e che pertanto risultano ora attive sia nella fase 'a monte' (generazione) che nella fase 'a valle' (distribuzione) del processo di produzione. La verifica della presenza di economie verticali permette di formulare alcune interessanti considerazioni con riguardo innanzitutto alla convenienza economica delle scelte strategiche operate dalle imprese locali distributrici-venditrici e, ponendosi in un'ottica più generale, in relazione alla politica di progressiva liberalizzazione del settore perseguita nell'ultimo decennio dal legislatore europeo. L'analisi si basa sulla stima econometrica di una funzione di costo multi-prodotto di tipo translog, che considera distintamente come variabili di output i chilowattora generati e quelli distribuiti, e utilizza una base dati relativa a 14 imprese pubbliche locali integrate operanti negli anni dal 1994 al 2000. I coefficienti tecnologici ottenuti consentono di accertare l'esistenza di *complementarietà di costo* tra le due fasi e, nel caso in cui tale condizione risulti verificata, di supportare la maggiore efficienza delle *utility* elettriche integrate rispetto agli operatori specializzati. Merita evidenziare che, rispetto all'unico lavoro finora condotto sull'integrazione verticale nell'industria elettrica in Italia (Fraquelli e Ragazzi, 1995), il presente studio si contraddistingue sia in relazione alla specificazione del modello di costo sia dal punto di vista del campione

² L'operazione ha permesso alle società elettriche acquirenti di incrementare in misura rilevante la propria capacità di generazione. Nel caso di AEM Milano, in particolare, i megawatt generati sono praticamente raddoppiati, passando da 1153 a 2300.

analizzato. L'applicazione che segue permette quindi di verificare se le conclusioni a cui si perviene nel lavoro di Fraquelli e Ragazzi (1995) continuano a essere valide sotto rinnovate condizioni: la forma funzionale adottata dagli autori appartiene alla famiglia delle 'quadratiche' e non include tra i regressori i prezzi dei fattori produttivi né la loro interazione con gli output; inoltre l'arco temporale considerato (1991-1993) è il periodo immediatamente antecedente a quello a cui fa riferimento il presente studio.

Il lavoro è così organizzato. Dopo una descrizione sintetica dei recenti sviluppi della regolamentazione del settore in Italia (sezione 2), viene presentata una breve rassegna degli studi empirici condotti a livello internazionale sull'integrazione verticale delle *utility* elettriche (sezione 3). La sezione 4 è dedicata alla descrizione della metodologia di analisi, con riferimento alla struttura del campione (4.1), alla definizione delle variabili del modello (4.2), alla specificazione della funzione di costo e alla procedura econometrica (4.3). Nella sezione 5 sono presentati i risultati della stima, soffermandosi sull'analisi delle economie da integrazione verticale (5.1). La sezione 6 chiude lo studio riportando le conclusioni e alcuni possibili estensioni dell'analisi per il futuro.

2. Regolamentazione del settore elettrico in Italia: recenti sviluppi

Negli ultimi anni, è emersa la tendenza a ridimensionare la caratteristica di naturalità dei monopoli nei servizi pubblici a rete. L'attenzione, in particolare, si è focalizzata sulla risoluzione delle problematiche connesse alla contemporanea presenza di segmenti di mercato definibili monopoli naturali, tipicamente le reti infrastrutturali di trasmissione e distribuzione nell'industria elettrica, e segmenti suscettibili di apertura alla concorrenza.

La direttiva comunitaria 96/92/CE ha stabilito un insieme di norme comuni in vista della costituzione di un mercato interno per l'energia, imponendo ai Paesi membri alcuni vincoli di accesso alle infrastrutture e di separazione della contabilità e, più in generale, una riorganizzazione radicale del settore elettrico. In Italia tale normativa è stata recepita attraverso il Decreto Legislativo n. 79 del 1999 (Decreto Bersani 79/99), che ha innovato il quadro istituzionale e regolatorio. La riorganizzazione dell'industria elettrica italiana si è concretizzata in una distinzione tra fasi produttive: mentre le attività di generazione, importazione-esportazione e vendita sono state liberalizzate in quanto giudicate potenzialmente concorrenziali, la trasmissione e il dispacciamento restano in regime di monopolio nazionale (affidate al GRTN - Gestore della Rete di Trasmissione Nazionale) e la distribuzione è affidata in gestione esclusiva dal Ministero dell'Industria, del Commercio e dell'Artigianato. La liberalizzazione viene messa in relazione alla trasparenza societaria, nel senso che gli operatori possono anche essere

attivi in diverse stadi della filiera produttiva a condizione che sia almeno garantita la separazione contabile e amministrativa; è inoltre imposto lo scorporo societario del ramo che si occupa della distribuzione di energia elettrica nei casi in cui l'*utility* serva più di 300,000 clienti finali. Il decreto prescrive, per la prima fase di ristrutturazione del settore, l'istituzione di due mercati paralleli nell'ambito del sistema elettrico nazionale: il primo 'libero', dove i clienti giudicati idonei in base al raggiungimento di predefinite soglie di consumo contrattano in modo bilaterale la fornitura di elettricità, il secondo 'vincolato', destinato alla rimanenza delle utenze, dove gli scambi sono regolati da tariffe nazionali (stabilite dall'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas) ed eseguiti attraverso una società intermediaria (Acquirente Unico) appositamente costituita dal GRTN. Infine, dal 1° gennaio 2003 a nessun operatore è concesso di produrre o importare più del 50% dell'energia elettrica totale presente sul mercato nazionale; a ENEL S.p.A. è stata pertanto imposta una riduzione di almeno 15000 megawatt di capacità produttiva, da attuarsi entro la stessa data.

La cruciale innovazione alla base della liberalizzazione del mercato elettrico sta nell'aver operato una distinzione fra la fase di distribuzione e quella di vendita: la prima è ancora considerata monopolio naturale, mentre la seconda (per quanto riguarda i clienti idonei) è affidata ai meccanismi del libero mercato. A questo punto è importante sottolineare che la competizione nell'attività di vendita tanto auspicata dal legislatore, sia a livello europeo che nazionale, non può trovare concreta realizzazione fintantoché non si riesce ad instaurare un'effettiva concorrenza nella fase a monte di generazione. Il fabbisogno di elettricità in Italia è scarsamente soddisfatto dalla capacità produttiva installata; inoltre, la maggior parte dei produttori diversi da ENEL genera energia da fonti rinnovabili e cede la produzione che eccede la soddisfazione del mercato vincolato al GRTN, sfruttando i prezzi 'incentivanti' stabiliti dal provvedimento Cip 6/92. Ne consegue che le imprese locali di piccola-media dimensione (ex-municipalizzate), molte delle quali generano e distribuiscono energia elettrica, si trovano a disporre di capacità produttiva insufficiente per la fornitura dei clienti idonei. Attualmente, elettricità supplementare può essere recuperata partecipando alle aste in cui il GRTN mette in vendita l'energia Cip 6/92 unitamente ai diritti di importazione (dal momento che anche la capacità di interconnessione con l'estero è inferiore alle richieste). Tali aste, nelle quali viene trattata energia pari al 6% dei consumi elettrici nazionali (Centrale dei Bilanci, 2002), rappresentano, al momento, l'unica manifestazione dell'introduzione di concorrenza nel mercato elettrico e, nonostante siano formalmente aperte a tutti gli operatori del settore, nel concreto vi prendono parte soltanto gli acquirenti grossisti. I prezzi offerti nel corso delle aste, infatti, raggiungono solitamente valori molto elevati, non sostenibili dalle imprese locali ex-municipalizzate ma ancora convenienti per gli

intermediari di dimensioni maggiori, che sono in grado di operare con margini unitari ridotti grazie all'entità dei volumi di energia trattati. Al fine di fare fronte ai problemi di approvvigionamento, gli operatori locali devono quindi indirizzarsi verso l'acquisizione di capacità produttiva in tempi brevi attraverso strategie di integrazione verticale nella fase di generazione, che si concretizzano nella costruzione di nuovi impianti e/o nell'acquisizione di centrali già esistenti, come pure in partnership a lungo termine con società produttrici. Nell'ambito di tale quadro, è interessante chiedersi se tale crescente tendenza alla verticalizzazione rappresenti per le imprese pubbliche locali la scelta migliore non soltanto da un punto di vista strategico ma anche in termini di efficienza di costo conseguita e commentare, alla luce della risposta ottenuta attraverso l'analisi, la rispondenza della nuova cornice regolatoria alle attuali esigenze delle utility elettriche.

3. Rassegna della letteratura empirica sull'integrazione verticale

Come sottolineato in un recente lavoro sulla liberalizzazione dei mercati energetici in Europa (Polo e Scarpa, 2003), il dibattito teorico tra i sostenitori dell'integrazione verticale, che fanno leva sulla maggiore efficienza conseguibile attraverso strutture integrate, e i promotori della separazione dei diversi stadi produttivi, che vedono quest'ultima come un fattore chiave in grado di favorire la creazione di un mercato concorrenziale, sembra destinato a non trovare una risposta definitiva.³

Nel corso degli anni '90, la soluzione alla controversia è stata ricercata sul piano dell'analisi empirica, ricorrendo a molteplici approcci e concentrandosi su differenti realtà. Le economie da integrazione verticale sorgono quando la produzione interna delle risorse diventa meno costosa dello scambio realizzato attraverso il mercato. Le applicazioni in materia di struttura verticale all'industria elettrica sviluppano questo concetto, testando la presenza di eventuali benefici in termini di costo conseguibili dalle strutture integrate lungo la filiera produttiva. Il primo studio empirico che indagò in questa direzione è attribuibile a Kaserman e Mayo (1991), i quali per primi adattano il concetto di economie di varietà (*scope economies*) relativo alle tecnologie multiprodotto alla misurazione dei risparmi di costo derivanti dal coordinamento di più stadi dello stesso processo produttivo. Attraverso la stima di una funzione di costo quadratica rilevano l'esistenza di economie verticali derivanti dall'integrazione tra le attività di

³ Al lavoro di Landon del 1983 vengono fatte risalire le premesse teoriche dell'introduzione della concorrenza in alcune fasi della filiera elettrica da realizzarsi attraverso la separazione delle attività produttive. Nello stesso anno, Joskow e Schmalensee (1983) sottolineano invece la presenza di economie da integrazione verticale nel settore, pertanto la produzione del bene primario da parte di un'impresa integrata rappresenta la soluzione che implica il minor costo. Per recenti sviluppi teorici sul tema si veda Vickers (1995).

generazione e di distribuzione di elettricità e forniscono evidenza delle dimensioni di tali risparmi per industria statunitense.

Nel 1994, Gilsdorf indagò sulla presenza di economie verticali per le *utility* elettriche negli USA utilizzando un approccio indiretto, ovvero attraverso la verifica della complementarità di costo tra le diverse fasi (in questo caso generazione, trasmissione e distribuzione). Lo studio delle proprietà tecnologiche di una funzione di costo multiprodotto di tipo translog porta in questo caso a rigettare l'ipotesi di complementarità dei costi; tuttavia, ciascun stadio della filiera risulta caratterizzato da rendimenti di scala crescenti. Alla luce di tale evidenza, viene sostenuta l'opportunità di mantenere la regolamentazione delle fasi di trasmissione e distribuzione, giudicando prematura l'idea di attuare una completa *deregulation* nella generazione senza prima apportare importanti modifiche alla regolamentazione dell'attività di trasmissione. Al momento, il contributo di Gilsdorf (1994) è stato l'unico a non fornire evidenza che supporti l'esistenza di economie da integrazione verticale; è bene tuttavia sottolineare che la sua verifica non ha tenuto conto di importanti variabili di controllo, quali il tasso di l'utilizzo della capacità installata e la composizione del mix delle vendite⁴.

Alcuni anni dopo, Hayashi et al. (1997) proposero una metodologia alternativa a quella comunemente adottata per analizzare l'impatto dell'integrazione verticale sulla struttura dei costi. Invece di testare la riduzione dei costi attraverso l'inserimento diretto dell'output di ogni fase in una funzione di costo, gli autori mettono a confronto i costi marginali di fornitura dell'elettricità calcolati in presenza e in assenza di separabilità. I risultati indicano che le economie di scala nella fase di generazione non sono esaurite, pur risultando risparmi di costo più consistenti per le imprese di piccole dimensioni, e che le fasi di trasmissione e di distribuzione non sono separabili, in termini di costo, dall'attività di generazione.

Il lavoro più recente sull'argomento è ad opera di Kwoka (2002) e riprende l'approccio originario di Kaserman e Majo (1991) basato sulla stima di una funzione di costo di tipo quadratico. L'articolo conferma l'esistenza di importanti economie da integrazione verticale ed individua la struttura integrata 'ottima' nell'impresa che genera poco meno di quanto poi distribuisce. Inoltre, considerata la recente tendenza delle Autorità di regolazione statunitensi verso la de-integrazione dell'industria, l'autore si sofferma sullo studio di strategie alternative, tentando di individuare le soluzioni che

⁴ Inoltre, in uno studio successivo (Gilsdorf, 1995) l'autore pervenne a risultati differenti. Nel corso della verifica della condizione di sub-additività per le imprese integrate, emerse infatti la presenza di economie da integrazione verticale.

consentano di ottenere risultati analoghi, in termini di efficienza, quando l'integrazione non sarà più possibile⁵.

Per quanto riguarda il settore elettrico in Italia, la problematica dell'integrazione verticale è stata finora affrontata soltanto nello studio di Fraquelli e Ragazzi (1995). In tale lavoro la stima di una funzione di costo quadratica viene adattata al particolare contesto italiano, in cui praticamente non esistono operatori attivi esclusivamente nella fase di generazione, ponendosi nell'ottica dell'operatore a valle che debba operare una decisione di 'make or buy'. Fraquelli e Ragazzi (1995) adottano un approccio di analisi di tipo differenziale, sostituendo all'output dello stadio di distribuzione una variabile costruita come differenza tra energia distribuita ed energia generata. I risultati mostrano che una struttura integrata ottiene significativi risparmi di costo rispetto alle *utility* che operano come puri distributori e debbono acquistare l'energia da terzi.

4. Metodologia di analisi

In questo studio è stato condotto un test empirico per verificare la presenza di economie da integrazione verticale nell'industria elettrica italiana, avvalendosi di una base dati aggiornata all'anno 2000 e ricorrendo alla stima econometrica di una funzione di costo multi-prodotto di tipo translog. Nel seguito della sezione verranno brevemente descritti la struttura del campione utilizzato, le variabili incluse nel modello, la specificazione della funzione di costo e la procedura di stima adottata.

4.1. Struttura del campione

L'analisi sfrutta le informazioni tecniche e di costo relative ad un campione di 14 imprese pubbliche locali italiane (ex-municipalizzate) operanti nel settore elettrico. I dati sono stati rilevati su un arco temporale di 7 anni, nel periodo che va dal 1994 al 2000, per un totale di 98 osservazioni *pooled*. Il database è stato costruito consultando i bilanci d'esercizio resi disponibili dalle stesse imprese, integrandoli ove necessario attraverso interviste e questionari.⁶

La tabella 2 illustra la composizione del campione a seconda delle dimensioni delle imprese e del grado di integrazione verticale. Per quanto riguarda le dimensioni

⁵ Nella realtà USA le strutture adatte potenzialmente a conseguire risparmi di costo simili alle economie da integrazione verticale sono le *Holding Companies* e i *Power Pools* (consorzi energetici). In particolare, emerge che i sistemi coordinati in forma di holding rappresentano la soluzione alternativa più efficiente.

⁶ L'integrazione delle informazioni estrapolate dai bilanci ha riguardato soprattutto il reperimento dei dati di tipo tecnico quali, per esempio, il quantitativo di energia elettrica generata, la lunghezza delle reti di distribuzione, il numero di utenti serviti.

operative, il campione risulta ben bilanciato; utilizzando come criterio di classificazione il numero medio di addetti impiegati dalle imprese, si individuano 5 operatori di piccole dimensioni (meno di 40 addetti), 5 di dimensioni medie (tra 40 e 300 addetti) e 4 che operano su larga scala (più di 300 addetti). Dal punto di vista dell'integrazione lungo la filiera produttiva, tutte le unità analizzate sono verticalmente integrate, ovvero svolgono sia attività di generazione che di distribuzione di elettricità.⁷ Per ciascuna impresa è stata calcolata la percentuale di energia elettrica autogenerata (e.a.), ottenuta come rapporto tra i chilowattora di energia generata internamente e i chilowattora di energia distribuita. Questo ha permesso di classificare le diverse unità in base al grado di integrazione verticale esibito; anche da questo punto di vista la struttura del campione appare ben bilanciata e stabile nel tempo: per l'anno 1994 si osservano 5 operatori con un basso grado di integrazione (e.a. non superiore al 40%), 4 di livello medio (e.a. compresa tra il 41% e l'80%) e 5 fortemente integrati (e.a. superiore all'80%); nel 2000 la situazione rimane invariata, ad eccezione di un operatore che passa dalla categoria 'alto' alla categoria 'medio'.⁸

4.2. Definizione delle variabili

Il modello di funzione di costo stimato include come fattori esplicativi due output, i prezzi di tre fattori produttivi, due variabili di controllo legate ad aspetti strutturali e ambientali e un trend temporale.

Con riguardo alla definizione degli output, si è scelta la via seguita dalla maggior parte degli studi sul settore di aggregare le due fasi di trasmissione e distribuzione in un unico stadio 'a valle' chiamato per semplicità 'distribuzione'. Come sottolineato da Kwoka (2002), ciò è giustificato dalla similitudine tra le due fasi (se confrontate con lo stadio di generazione) e dalla necessità di limitare il numero di variabili di output inserite nel modello, al fine di una migliore trattazione empirica. L'attività di generazione è rappresentata dall'ammontare di chilowattora annui generati (Y_G). Per quanto concerne invece la fase di distribuzione, trattandosi di un tipico servizio 'a rete', esistono diversi modi di definire l'output: è possibile misurare la produzione in termini di chilowattora erogati, utenti serviti, oppure, considerando la capacità produttiva resa disponibile, lunghezza complessiva della rete. In questo studio si è optato per la quantità

⁷ La struttura del campione è coerente con lo scenario italiano, in cui il numero di imprese pubbliche locali attive nella sola fase di generazione è assai ridotto, mentre la maggior parte dei soggetti opera esclusivamente nella fase di distribuzione oppure genera anche parte dell'energia che poi distribuisce.

⁸ Il dato si riferisce all'impresa AIM di Vicenza, che riduce la percentuale di energia autogenerata dal 102% nel 1994 all'80% nel 2000.

annua di energia distribuita (Y_D), in modo da rendere questa variabile omogenea (e quindi meglio confrontabile) con l'output di generazione.

Negli studi della struttura dei costi dell'industria elettrica vengono solitamente considerati i prezzi di tre fattori produttivi: lavoro, combustibile e capitale. Purtroppo, non sempre è possibile ottenere le informazioni necessarie all'individuazione di tali prezzi; il prezzo del capitale, in particolare, risulta assai complesso da definire, in quanto dovrebbe riflettere contemporaneamente tre fattori, ovvero il prezzo di acquisto degli *asset*, il costo del debito e il tasso di ammortamento. Nella costruzione di questo database, in alcuni casi, è stato quindi necessario ricorrere a delle approssimazioni delle misure sopra riportate. Il prezzo del lavoro (P_L) è stato ottenuto dividendo il costo del lavoro relativo al servizio elettricità riportato in bilancio per il numero medio di addetti ascrivibili al servizio. Per quanto riguarda il prezzo del capitale (P_K), non è stato possibile accedere a informazioni finanziarie con un grado di dettaglio sufficiente a consentire l'identificazione dei capitali impiegati nelle diverse fasi del processo produttivo (generazione e distribuzione). La soluzione adottata per definire un prezzo medio del capitale è consistita nel ripartire le quote annue di ammortamento sul numero complessivo dei chilometri di rete. Infine, non disponendo di dati sulla struttura dei costi sufficientemente disaggregati, non è stato possibile inserire nel modello un prezzo specifico per i combustibili. Per supplire a tale mancanza è stato inserito nel modello un prezzo complessivo per i materiali e i servizi (P_{MS}), calcolato sommando le spese totali per materiali (che comprendono ovviamente anche il costo dei combustibili) e servizi e dividendo il valore ottenuto per il numero di utenti serviti.

Al fine di tenere conto dell'impatto che le caratteristiche ambientali e la struttura produttiva possono avere sull'efficienza di costo, sono state inserite nel modello due variabili di controllo relative alla densità dell'utenza e alla diversificazione della produzione in altri servizi. L'indicatore di densità ($DENS$) è stato calcolato rapportando il numero totale di utenti serviti ai chilometri di rete di distribuzione. La densità ambientale rappresenta un fattore critico per la categoria delle *network utility*, in quanto può dare origine a cosiddette 'economie di densità', vale a dire risparmi di costo derivanti da una maggiore intensità di sfruttamento dell'infrastruttura, ovvero da un incremento del numero di utenti serviti su di una data rete.⁹ Per quanto concerne il mix produttivo, recenti studi empirici condotti sia a livello nazionale (Fraquelli *et al.*, 2003) che internazionale (Yatchew, 2000) documentano l'esistenza di significativi vantaggi di costo associati alla struttura *multi-utility*, una strategia che negli ultimi anni, con l'avvio

⁹ L'impatto riduttivo sui costi associato ad una densità ambientale più elevata è largamente supportato dalla letteratura empirica sui servizi a rete. Con riferimento alle *public utility* in Italia, si veda Fabbri *et al.* (2000) per la distribuzione del gas, Fabbri e Fraquelli (2000) per il servizio idrico e Fraquelli *et al.* (2003) per l'attività *multi-utility*.

dei processi di privatizzazione e liberalizzazione dei servizi di pubblica utilità in tutta Europa, ha assunto sempre maggiore rilevanza.¹⁰ Tenuto conto che la maggior parte delle imprese del campione risultano in una qualche misura diversificate in altri servizi¹¹ (principalmente distribuzione di gas e acqua, servizi fognari e di nettezza urbana), si è ritenuto utile controllare l'impatto di tale fenomeno sui costi. La presenza di economie di gamma è catturata attraverso un indicatore (*DIVER*) ottenuto rapportando la quota di fatturato derivante da attività diverse dalla fornitura di elettricità sul fatturato totale dell'impresa.

Poiché le osservazioni contenute nel dataset sono state rilevate su un periodo abbastanza esteso (7 anni), è sembrato opportuno introdurre nel modello un termine che consenta di tenere conto di eventuali effetti temporali. La variabile di trend (*T*) che compare nella specificazione della funzione di costo assume valori da 1 (anno 1994) fino a 7 (anno 1999); la stima del parametro associato, se di segno negativo, dovrebbe riflettere l'evoluzione della tecnologia avvenuta nell'arco temporale considerato.

Il costo totale di ciascuna impresa (*CT*), che rappresenta la variabile dipendente nella funzione di costo stimata, è calcolato sommando le spese operative e di manutenzione, che includono il costo del lavoro e il costo di materiali e servizi, e le spese imputabili al fattore capitale, rappresentate in questo caso dalle quote annue di ammortamento. La tabella 3 riporta le statistiche descrittive per le variabili del modello. Da essa emerge una variabilità campionaria piuttosto diffusa e particolarmente accentuata per quanto riguarda il costo totale e i livelli dei due output (energia prodotta e distribuita), per i quali la deviazione standard supera di gran lunga il valore medio delle variabili.¹²

Qualche evidenza empirica preliminare circa le conseguenze sui costi di produzione legate al grado di integrazione verticale degli operatori può essere ricavata osservando i valori medi di costo (milioni di lire per addetto) nella tabella 4. In essa è riportato il

¹⁰ Su questo tema si rinvia a Bruti Liberati e Fortis (2001) e Polo e Scarpa (2003).

¹¹ L'unica eccezione è costituita dall'impresa AEC di Bolzano.

¹² Merita inoltre una breve discussione il divario elevato tra valore minimo (57.91 milioni di lire) e valore massimo (118.04 milioni di lire) che si registra nel prezzo del lavoro, con il secondo più che raddoppiato rispetto al primo. A questo riguardo, è bene evidenziare che in Italia il mercato del lavoro non è flessibile come negli altri Paesi industrializzati (primi fra tutti gli Stati Uniti), essendo soggetto ad una regolamentazione piuttosto rigida attraverso contratti nazionali per tutte le categorie di lavoratori. Questo implica che, in linea di massima, il prezzo osservato per le diverse imprese del campione dovrebbe essere abbastanza simile. Quindi, più che a differenze di retribuzione per gli addetti al servizio (il contratto di riferimento in questo caso è quello di Federelettrica), il forte gap rilevato molto probabilmente è da imputare a differenti composizioni del mix del personale. In particolare, è ragionevole pensare che sia la percentuale di personale cosiddetto 'indiretto' (staff amministrativo e di supporto al personale operativo) a fare la differenza. La struttura dell'organico può infatti assumere molteplici configurazioni: mentre le forme organizzative più moderne mirano a snellire le procedure, puntando sull'attività di coordinamento in staff, molte imprese sono ancora organizzate in forma piramidale, con un conseguente ampliamento della scala gerarchica che a sua volta comporta aumenti delle posizioni retributive.

costo medio totale, disaggregato nelle sue diverse componenti, sia per il totale delle *utility* del campione che per i tre sottogruppi che identificano il grado di integrazione. Come si può notare, i distributori con il livello più basso di integrazione (e.a. $\leq 40\%$) sopportano costi medi totali ben superiori rispetto al gruppo di operatori fortemente integrati (e.a. $> 80\%$) - 342.737 milioni per addetto vs. 294.753 milioni. Sebbene il confronto non sia molto rigoroso, in quanto non si tiene sotto controllo l'effetto di altre variabili rilevanti (estensione del network, densità ambientale, diversificazione del mix produttivo), esso fornisce comunque qualche indizio riguardo la presenza di benefici complessivi di costo derivanti dall'integrazione verticale. E' interessante inoltre notare il diverso grado di variazione dei costi unitari a seconda della componente considerata. La riduzione generale dei costi per gli operatori integrati sembra infatti avere origine dal forte calo delle spese operative e di manutenzione (da 287.007 a 218.442 milioni), che comprendono il costo del lavoro, praticamente costante, e il costo di materiali e servizi, dove si registra invece una diminuzione consistente delle spese per addetto (da 204.754 a 135.832 milioni). Tale differenza è solo parzialmente controbilanciata dall'incremento nelle spese associate al fattore capitale che si rileva per i sistemi fortemente integrati (da 55.730 a 76.311 milioni), derivante dai maggiori investimenti richiesti per l'acquisto di impianti di generazione di capacità più elevata. L'esistenza di vantaggi di costo associati all'integrazione verticale verrà ora sottoposta ad analisi più rigorosa e formale attraverso lo studio di una funzione di costo.

4.3. Specificazione della funzione di costo e procedura di stima

Per analizzare le proprietà di efficienza delle *utility* elettriche verticalmente integrate è stato scelto il modello di Funzione di Costo Multiprodotto Translog (FCMT), introdotto da Brown *et al.* (1979) e già utilizzato da Gilsdorf (1994) e Hayashi *et al.* (1997) per verificare l'esistenza di economie da integrazione verticale nella realtà statunitense.

Il modello FCMT è stato preferito alla forma funzionale quadratica, adottata nei precedenti studi di Fraquelli e Ragazzi (1995), Kaserman e Mayo (1991) e Kwoka (2002), per due ordini di motivi: (i) la flessibilità - nessuna restrizione a priori è imposta sulle caratteristiche della tecnologia produttiva; (ii) il soddisfacimento della proprietà di omogeneità lineare nei prezzi degli input, in linea con la teoria microeconomica del duale.¹³ L'espressione per la funzione di costo stimata è la seguente:

¹³ Per una discussione più approfondita delle proprietà dei modelli di tipo translog vs. modelli di tipo quadratico si veda Baumol *et al.* (1982), Röller (1990), Pulley and Braunstein (1992), Chung (1994), Kwoka (2002) e Piacenza e Vannoni (2003).

$$\ln CT = \alpha + \sum_i \beta_i \ln Y_i + \sum_r \delta_r \ln P_r + \frac{1}{2} \sum_i \sum_j \beta_{ij} \ln Y_i \ln Y_j + \frac{1}{2} \sum_r \sum_s \delta_{rs} \ln P_r \ln P_s \quad [1]$$

$$+ \sum_i \sum_r \sigma_{ir} \ln Y_i \ln P_r + \sum_l \gamma_l \ln Z_l + \lambda T$$

dove Y rappresenta le due variabili di output (Y_G, Y_D), P i prezzi dei tre fattori produttivi (P_L, P_{MS}, P_K), Z i fattori di controllo strutturali e ambientali ($DENS, DIVER$) e T il termine di trend temporale. L'omogeneità di primo grado nei prezzi degli input richiede l'imposizione delle seguenti restrizioni sui parametri del modello:¹⁴

$$\sum_r \delta_r = 1; \quad \sum_s \delta_{rs} = 0 \quad \text{per tutti gli } r; \quad \sum_r \sigma_{ir} = 0 \quad \text{per tutti gli } i. \quad [2]$$

La generalità del modello FCMT implica un elevato numero di parametri da stimare, dando luogo a potenziali problemi di efficienza statistica (Bernd, 1991). La soluzione che viene tradizionalmente adottata in letteratura consiste nello stimare congiuntamente la funzione di costo [1] e le corrispondenti equazioni di *input cost-share* attraverso la procedura SUR iterata proposta da Zellner (1962). Le equazioni relative alle quote di costo dei fattori vengono derivate applicando il Lemma di Shephard alla funzione [1]:

$$S_r = \frac{\partial C}{\partial P_r} \frac{P_r}{C} = \frac{\partial \ln CT}{\partial \ln P_r} = \delta_r + \sum_i \sigma_{ir} \ln Y_i + \sum_s \delta_{rs} \ln P_s \quad [3]$$

dove S_r indica la quota di costo rispetto all'input r . Poiché le cost-share assommano a 1, avremmo un sistema con un'equazione linearmente dipendente dalle altre. Per ovviare al problema di singolarità della matrice di varianza-covarianza dei residui, è stata quindi eliminata l'equazione relativa alla quota di costo del fattore capitale (S_K), mentre sono state stimate le equazioni per gli input lavoro (S_L) e materiali e servizi (S_{MS}). Inoltre, ai fini di una migliore interpretazione dei risultati, tutte le variabili esplicative del modello (ad eccezione del termine di trend) sono state standardizzate rispetto ai valori mediani del campione.

¹⁴ Devono inoltre valere le seguenti proprietà: a) simmetria ($\beta_{ij} = \beta_{ji}$; $\delta_{rs} = \delta_{sr}$); b) costi stimati non negativi; c) costi marginali rispetto agli output non negativi; d) costi non decrescenti rispetto ai prezzi degli input; e) concavità della funzione di costo rispetto ai prezzi degli input. Le condizioni di omogeneità e simmetria sono state imposte a priori nella stima, mentre le rimanenti devono essere controllate ex post.

¹⁵ In base al Lemma di Shephard la derivata parziale della funzione di costo rispetto al prezzo del fattore produttivo r ($\partial C / \partial P_r$) corrisponde alla domanda ottima di input r (X_r).

5. Risultati econometrici

La tabella 5 presenta le stime SUR dei parametri della funzione di costo [1], insieme ai valori del coefficiente di determinazione (R^2) per ciascuna equazione del sistema. Nel complesso il modello FCMT presenta una buona capacità di adattamento ai dati reali osservati, con valori dell' R^2 molto elevati per la funzione di costo (0.96) e l'equazione di cost-share relativa a materiali e servizi (0.84). La bontà della stima trova inoltre conferma nel fatto che i coefficienti di prim'ordine relativi ai prezzi degli input (δ_L , δ_{MS} , δ_K) sono molto simili ai valori mediani delle quote di costo riportati nella tabella 3.¹⁶

La maggior parte delle variabili esplicative ha il segno atteso ed è statisticamente significativa al livello dell'1 per cento. Come atteso, i costi delle *utility* elettriche sono positivamente influenzati sia dai chilowattora generati (Y_G) che da quelli distribuiti (Y_D), con un impatto maggiore per l'output di distribuzione ($\beta_D = 0.79$ vs. $\beta_G = 0.20$). In corrispondenza dell'impresa mediana del campione non sembrano inoltre esistere significativi vantaggi derivanti dall'espansione della dimensione produttiva globale, essendo l'indicatore dei rendimenti di scala a livello aggregato prossimo all'unità.¹⁷ Per quanto riguarda gli effetti delle variabili di controllo inserite nella specificazione della funzione di costo, *DENS* e *DIVER*, i coefficienti stimati evidenziano l'impatto rilevante di entrambi i fattori sul livello dei costi. Emergono infatti significative economie da densità dell'utenza ($\gamma_{DENS} = -0.50$) ed è confermata la presenza di benefici di costo associati alla strategia *multi-utility* ($\gamma_{DIVER} = -0.06$; per rendere l'idea, il parametro indica che un incremento del 10% della quota di ricavi derivante dalla diversificazione in altri servizi permetterebbe di conseguire una riduzione dei costi dello 0.6%). Infine, il segno positivo del coefficiente di trend temporale ($\lambda = 0.02$), che segnala un incremento medio annuo del 2% dei costi di produzione nel corso del periodo analizzato, può trovare una spiegazione ragionevole nell'obsolescenza della tecnologia conseguente alla drastica

¹⁶ Data la standardizzazione delle variabili adottata, tutti i coefficienti di prim'ordine che compaiono nella funzione di costo possono essere direttamente interpretati come stime delle elasticità di costo rispetto alla variabile esplicativa considerata per l'impresa 'mediana' del campione. Con il termine impresa mediana si fa riferimento a un ipotetico operatore caratterizzato da valori per tutte le variabili (output, prezzi degli input, fattori strutturali e ambientali) pari alle rispettive mediane campionarie, cosicché in corrispondenza di tale impresa tutti i regressori nella [1] risultano pari all'unità e, applicando il logaritmo, si annullano e diventano irrilevanti per il calcolo delle elasticità. In particolare, le elasticità stimate rispetto ai prezzi dei fattori produttivi, che per la [3] corrispondono alle cost-share, vengono a coincidere con i 3 coefficienti di prim'ordine δ_{\cdot} .

¹⁷ Seguendo Baumol *et al.* (1982, pagg. 50-51), la misura utilizzata per il calcolo delle economie di scala globali o aggregate, che descrivono l'andamento dei costi quando la produzione di tutti gli output aumenta di una data proporzione, è la seguente: $SC = 1/(\sum_i \varepsilon_i)$, dove ε_i indica l'elasticità di costo rispetto all'output i . Nel caso in esame $SC = 1/(0.20 + 0.79) = 0.99$.

riduzione degli investimenti che ha caratterizzato il settore elettrico durante tutti gli anni Novanta.¹⁸

5.1. *Analisi delle economie da integrazione verticale*

Per testare l'esistenza di risparmi di costo ottenibili attraverso strategie di integrazione verticale si ricorre generalmente all'espressione utilizzata per valutare le economie di varietà orizzontali¹⁹, opportunamente riadattata per tenere conto che i diversi output in quest'ambito sono l'esito di stadi successivi di un dato processo produttivo. Nel caso specifico delle *utility* elettriche, si può affermare che esistono economie da integrazione verticale se i costi di produzione congiunta nella fase di generazione e di distribuzione $C(Y_G, Y_D)$ di energia elettrica sono inferiori alla somma dei costi che si dovrebbero sostenere svolgendo le due attività in maniera separata:

$$C(Y_G, Y_D) < C(Y_G, 0) + C(0, Y_D) \quad [4]$$

La forma funzionale translogaritmica standard non consente purtroppo di applicare la definizione [4], in quanto tale modello non ammette valori nulli per i livelli dei due output.²⁰ Diventa pertanto necessario verificare la presenza di economie verticali in modo indiretto. Nell'analisi che segue verrà adottata la metodologia utilizzata nel lavoro di Gilsdorf (1994), che sfrutta il concetto di *complementarietà di costo* tra le diverse fasi del processo produttivo. Seguendo la definizione di Baumol *et al.* (1982),²¹ si hanno complementarietà deboli di costo - che implicano economie di varietà, quando il costo marginale sostenuto per produrre un bene diminuisce all'aumentare della produzione degli altri beni facenti parte di un dato insieme N che costituisce la gamma produttiva.²² Nel caso in esame, considerando come beni rilevanti gli output delle fasi di generazione e di distribuzione, la condizione che verifica la complementarietà di costo è la seguente:

$$CC(Y_G, Y_D) \Rightarrow \frac{\partial^2 CT}{\partial Y_G \partial Y_D} < 0. \quad [5]$$

¹⁸ Per maggiori dettagli su questo aspetto si veda Clô (2002).

¹⁹ Baumol *et al.* (1982), pagg. 71-73.

²⁰ Un'alternativa potrebbe essere l'utilizzo della versione 'ibrida' o generalizzata del modello FCMT, in cui viene operata una trasformazione Box-Cox delle variabili di output (si veda Caves *et al.*, 1980), oppure il ricorso al modello '*composite*' sviluppato da Pulley e Braunstein (1992). Entrambi le opzioni, tuttavia, implicano una specificazione non lineare della funzione di costo, rendendo quindi la procedura di stima econometrica assai più complessa.

²¹ Baumol *et al.* (1982), pagg. 74-75.

²² Occorre tuttavia sottolineare che le complementarietà di costo rappresentano una condizione sufficiente ma non necessaria per l'esistenza di economie di varietà. Infatti, queste ultime possono anche esistere in assenza di complementarietà e avere origine dalla ripartizione di costi fissi comuni ai diversi output. Lo studio delle complementarietà di costo tra fasi non può quindi essere considerato un'analisi esaustiva delle economie da integrazione verticale.

L'espressione generica [5] può essere facilmente adattata alla specificazione FCMT:²³

$$\frac{\partial^2 C}{\partial Y_G \partial Y_D} = \frac{C}{Y_G Y_D} \left[\left(\frac{\partial \ln C}{\partial \ln Y_G} \times \frac{\partial \ln C}{\partial \ln Y_D} \right) + \frac{\partial^2 \ln C}{\partial \ln Y_G \partial \ln Y_D} \right] \quad [6]$$

dove
$$\frac{\partial \ln CT}{\partial \ln Y_i} = \beta_i + \sum_j \beta_{ij} \ln Y_j + \sum_r \sigma_{ir} \ln P_r \quad [7]$$

e
$$\frac{\partial^2 \ln CT}{\partial \ln Y_G \partial \ln Y_D} = \beta_{GD}. \quad [8]$$

Poiché il termine $C/(Y_G Y_D)$ è sempre positivo, affinché la [6] sia soddisfatta è necessario che l'espressione in parentesi quadra abbia segno negativo.

L'applicazione della [6] all'impresa mediana del campione è immediata. Trattandosi del punto di standardizzazione delle variabili, i valori degli output e dei prezzi degli input diventano pari ad uno e l'equazione [7] si riduce semplicemente a β_G per la fase di generazione e β_D per quella di distribuzione. Sostituendo nella [6], la complementarità di costo tra i due stadi produttivi richiede che sia verificata la disuguaglianza:

$$(\beta_G \times \beta_D) + \beta_{GD} < 0. \quad [9]$$

La stima della [9], pari a -0.038 (errore standard 0.013)²⁴, è significativamente minore di zero e la condizione di complementarità di costo risulta pertanto soddisfatta. Per verificare se tale proprietà è ancora valida in punti del campione diversi da quello mediano, il calcolo è stato effettuato anche per *utility* che operano in corrispondenza di 14 diverse combinazioni dei quantitativi di energia elettrica generata e distribuita, con un intervallo di variazione per entrambi gli output compreso tra 15 e 4,000 milioni di chilowattora (mantenendo i prezzi degli input costanti ai valori mediani).²⁵ Le stime così ottenute sono riportate nella tabella 6 e per la maggioranza delle combinazioni presentano segno negativo (soltanto nel 12% dei casi - 24 su 196 - la derivata parziale dei costi marginali risulta positiva). Il test sulla presenza di economie da integrazione verticale, condotto attraverso lo studio delle complementarità di costo, tende quindi a supportare l'ipotesi di una maggiore efficienza per le *utility* elettriche attive sia nello stadio di generazione che in quello di distribuzione, con risparmi di costo conseguibili

²³ La derivazione completa della formula per le complementarità di costo nel caso FCMT è presentata in Gilsdorf (1994), pag. 271.

²⁴ Per il calcolo dell'errore standard è stato utilizzato il metodo 'delta', che si basa sulla matrice stimata di varianza-covarianza dei coefficienti. Al riguardo si veda Greene (1997), pag. 278-280.

²⁵ La formula di riferimento in questo caso è quella più generale indicata dalla [6], in cui l'espressione [7] assume valori differenti a seconda della particolare combinazione () che viene considerata.

anche per gli operatori caratterizzati da dimensioni produttive e gradi di integrazione verticale inferiori e superiori a quelli dell'impresa mediana del campione.

6. Conclusioni

L'idea di studiare il tema dell'efficienza dell'integrazione verticale nell'ambito delle *utility* elettriche è nata esaminando il contesto regolatorio europeo dell'industria e i suoi recenti sviluppi in Italia. Il Decreto Bersani 79/99 recependo la Direttiva 96/92/CE ha dato il via alla ristrutturazione del settore elettrico italiano, attraverso una serie di provvedimenti caratterizzati da una matrice comune: la liberalizzazione delle attività di generazione, importazione-esportazione e vendita di energia elettrica, che per sua natura implica una progressiva de-integrazione verticale dell'industria.

Nell'ambito di tale quadro, l'analisi è stata focalizzata sulle imprese pubbliche locali (ex-municipalizzate), che in Italia hanno sempre svolto un ruolo rilevante nelle attività di distribuzione e vendita e per le quali l'integrazione a monte nella fase di generazione rappresenta attualmente una variabile strategica fondamentale. La ristrutturazione del settore ha posto infatti in primo piano la questione dell'approvvigionamento di energia per la vendita sul mercato libero: non potendo competere nelle aste per l'assegnazione dell'energia Cip 6/92 e dei diritti d'importazione con gli altri operatori di dimensioni più elevate, che hanno la possibilità di fare offerte più alte mantenendo comunque buoni margini di guadagno, per le imprese ex-municipalizzate diventa cruciale integrarsi a monte, o attraverso l'acquisto e/o la costruzione di impianti di generazione, oppure instaurando partnership a lungo termine con società attive in tale stadio.

Considerato che al presente quasi tutte le *utility* elettriche locali hanno attuato una qualche forma di integrazione verticale, è sembrato interessante verificare attraverso un'applicazione econometrica l'efficienza dal lato dei costi di tale strategia, soprattutto in prospettiva dell'allargamento previsto del mercato libero²⁶. L'analisi si basa su di un campione di 14 imprese pubbliche locali, per le quali sono state rilevate informazioni tecniche e di costo relative al periodo 1994-2000 ed è stata stimata una funzione di costo multiprodotto di tipo translog. Tale modello, già utilizzato per lo studio delle economie da integrazione verticale nel settore elettrico da Gisdorf (1994) e Hayashi *et al.* (1997), ha consentito di testare indirettamente la presenza di benefici di costo per gli

²⁶ Alla fine del 2002 è stato approvato dal Consiglio dei Ministri dell'Unione Europea un nuovo pacchetto di provvedimenti relativi alla liberalizzazione del mercato dell'energia. In particolare, è stato definito un termine certo per la data di apertura dei mercati (sia dell'energia elettrica che del gas) anche agli utenti domestici, ovvero il 1° luglio 2007. E' stata inoltre confermata la data del 1° luglio 2004 come termine entro cui deve avvenire l'apertura del mercato a tutte le utenze non domestiche.

operatori integrati, attraverso la verifica della condizione di complementarità di costo tra le fasi di generazione e di distribuzione.

I risultati econometrici tendono a supportare l'ipotesi di una maggiore efficienza per le *utility* integrate rispetto alle imprese specializzate in una sola attività, confermando l'evidenza empirica emersa in un precedente studio sull'Italia (Fraquelli e Ragazzi, 1995) e nella maggior parte dei lavori condotti a livello internazionale. Questo consente di formulare alcune utili considerazioni sia in merito all'appropriatezza della strategia di integrazione a monte implementata in misura sempre maggiore dalle imprese pubbliche locali distributrici-venditrici, sia per quanto riguarda più in generale il processo di progressiva de-integrazione dell'industria implicato dalla politica di liberalizzazione perseguita nell'ultimo decennio dal legislatore europeo. Riguardo al primo aspetto, lo studio porta ad affermare che l'integrazione verticale, in virtù dei guadagni di efficienza che da essa derivano, può essere vista come un fattore critico di successo per le società ex-municipalizzate, poiché permette a queste ultime di acquisire la capacità produttiva necessaria per trattare sul mercato libero anche con clienti idonei di dimensioni medio-grandi affrontando la prepotente concorrenza dei grossi intermediari. Sul più generale dibattito circa l'opportunità di una struttura produttiva integrata nell'industria elettrica, è immediato rilevare il contrasto tra la recente evoluzione della regolamentazione a livello europeo, sempre più orientata verso la separazione dei diversi stadi al fine di favorire la creazione di un libero mercato continentale, e l'evidenza empirica che suggerirebbe invece di perseguire strategie di integrazione verticale. Alla luce di tale considerazione, un'interessante sviluppo dell'analisi potrebbe essere lo studio di soluzioni organizzative alternative che permettano agli operatori del settore specializzati nelle singole fasi di ottenere risparmi di costo simili a quelli raggiungibili attraverso una struttura produttiva integrata, muovendosi quindi nella direzione di ricerca seguita da Kwoka (2002) con riferimento alla realtà statunitense.

Merita chiudere il lavoro con alcune considerazioni di carattere metodologico. In primo luogo, i risultati ottenuti, seppure statisticamente significativi, devono essere valutati con una certa cautela, poiché l'analisi si basa su di un campione abbastanza ristretto, che rappresenta all'incirca soltanto un terzo della realtà delle *utility* elettriche locali in Italia. Attualmente è in corso la raccolta di informazioni aggiuntive che dovrebbero consentire di estendere la base dati fino a 25 operatori. Per quel che concerne lo studio delle economie da integrazione verticale, il modello di funzione di costo translog stimato, non ammettendo valori nulli per gli output, ha permesso soltanto di verificare l'esistenza di guadagni di efficienza derivanti dall'integrazione senza tuttavia pervenire ad una misurazione di tali risparmi di costo. L'analisi potrebbe quindi essere migliorata adottando una forma funzionale più generale, quale ad esempio la

'composite' proposta da Pulley e Braunstein (1992), che consenta di quantificare l'ampiezza delle economie da integrazione verticale, distinguendo anche tra i benefici da complementarità di costo tra fasi e quelli imputabili invece alla suddivisione di costi fissi comuni all'attività di generazione e di distribuzione.

Tabella 1. Gli studi econometrici sull'integrazione verticale nel settore elettrico

AUTORE	PROBLEMATICA	METODOLOGIA	RISULTATI
Kaserman e Mayo (1991)	Economie di scala e da integrazione verticale (tramite indicatori di economie di varietà)	Funzione di costo totale, modello quadratico, definizione delle economie di varietà verticali	Le economie di scala sono esaurite, ma sono presenti economie di varietà verticali.
Gilsdorf (1994)	Complementarietà di costo tra fasi produttive (dietro assunzione di minimizzazione dei costi)	Funzione di costo totale, modello translog con corrispondenti equazioni di cost-share	La complementarietà tra fasi non è riscontrata; tuttavia, sembra ancora necessario mantenere una regolamentazione del settore.
Fraquelli e Ragazzi (1995)	Economie di varietà verticali, ottica di "make or buy"	Funzione di costo totale, modello quadratico	Esistono economie verticali, con forte evidenza di maggiore efficienza di costo per le imprese integrate.
Hayashi, Goo e Chamberlain (1997)	Separabilità delle fasi produttive (dietro assunzione di minimizzazione dei costi)	Funzione di costo totale, modello translog con corrispondenti equazioni di cost-share, con e senza condizione di separabilità	L'ipotesi di separabilità è rigettata, esistono economie di varietà. Evidenza contraria alla deregolamentazione del settore.
Kwoka (2002)	Economie di varietà verticali (senza assunzione di minimizzazione dei costi in senso stretto), studio di strategie alternative	Funzione di costo totale, modello quadratico con inclusione di effetti fissi per holding companies e power pools	Esistono economie da produzione congiunta, con mix ottimo quando l'impresa genera poco meno di quanto distribuisce. La holding company appare come la migliore alternativa all'integrazione verticale

Tabella 2. Struttura del campione: n° di imprese per dimensione e grado di integrazione verticale

Dimensione d'impresa ^a	Piccola	Media	Grande	Totale	
		5	5	4	14
Grado di integrazione verticale ^b	Basso	Medio	Alto	Totale	
	1994	5	4	5	14
	2000	5	5	4	14

^a Le diverse classi dimensionali sono state costruite sulla base del numero medio di addetti (n.a.) impiegati dalle imprese: *piccola* per n.a. < 40; *media* per n.a. ∈ [40, 300]; *grande* per n.a. > 300.

^b Il grado di integrazione verticale è stato definito sulla base della percentuale di energia autogenerata (e.a.), quest'ultima ottenuta come rapporto tra i chilowattora di energia generata internamente e i chilowattora di energia distribuita: *basso* per e.a. ≤ 40%; *medio* per e.a. ∈ [41%, 80%]; *alto* per e.a. > 80%.

Tabella 3. Statistiche descrittive delle variabili incluse nel modello di funzione di costo

	Media	Dev. St.	Minimo	Mediana	Massimo
<i>Costo totale (10⁶ lire)</i>					
Lavoro + materiali e servizi + capitale	96,083	140,758	868	24,791	496,645
<i>Livelli di produzione</i>					
Energia prodotta (10 ⁶ chilowattora)	543.33	856.28	4.20	152.24	3,411.50
Energia distribuita (10 ⁶ chilowattora)	897.74	1,347.88	13.20	300.20	4,900.00
<i>Prezzi dei fattori</i>					
Prezzo lavoro (10 ⁶ lire)	82.50	13.64	57.91	81.77	118.04
Prezzo materiali e servizi (10 ⁶ lire)	0.30	0.24	0.01	0.19	0.97
Prezzo capitale (10 ⁶ lire)	7.14	3.78	0.83	6.94	15.92
<i>Quote di costo dei fattori</i>					
Lavoro	0.39	0.12	0.15	0.38	0.71
Materiali e servizi	0.37	0.16	0.06	0.34	0.69
Capitale	0.24	0.10	0.09	0.22	0.49
<i>Densità</i>					
N° utenti per km di rete	48	24	13	47	88
<i>Diversificazione</i>					
Quota di ricavi da altri servizi	0.45	0.26	0.00	0.48	0.81

Tabella 4. Valori medi di costo (milioni di lire per addetto)

	Grado di integrazione verticale ^a			Totale Imprese
	Basso	Medio	Alto	
<i>Costo medio totale</i>	342.737	314.870	294.753	317.453
<i>Spese operative e di manutenzione</i>	287.007	245.194	218.442	250.214
Costo del lavoro	82.433	82.473	82.609	82.505
Costo di materiali e servizi	204.754	162.720	135.832	167.709
<i>Costo del capitale</i>	55.730	69.677	76.311	67.239

^a Il grado di integrazione verticale è stato definito sulla base della percentuale di energia autogenerata (e.a.), quest'ultima ottenuta come rapporto tra i chilowattora di energia generata internamente e i chilowattora di energia distribuita: *basso* per e.a. $\leq 40\%$; *medio* per e.a. $\in [41\%, 80\%]$; *alto* per e.a. $> 80\%$.

Tabella 5. Stime SUR dei parametri della funzione di costo multi-prodotto translog

VARIABILE ^a	COEFFICIENTE	ERRORE STANDARD
<i>Costante</i>	9.71758***	(0.06868)
$\ln Y_G$	0.20619***	(0.06128)
$\ln Y_D$	0.79002***	(0.06850)
$\ln P_L$	0.40595***	(0.00990)
$\ln P_{MS}$	0.34545***	(0.00665)
$\ln P_K$	0.24860***	(0.00694)
$(\ln Y_G)^2$	0.15283	(0.15018)
$(\ln Y_D)^2$	0.40748***	(0.13361)
$\ln Y_G * \ln Y_D$	-0.20136***	(0.04039)
$(\ln P_L)^2$	0.16373***	(0.02347)
$(\ln P_{MS})^2$	0.22280***	(0.00867)
$(\ln P_K)^2$	0.02839**	(0.01096)
$\ln P_L * \ln P_{MS}$	-0.17907***	(0.01313)
$\ln P_L * \ln P_K$	0.01534	(0.01392)
$\ln P_{MS} * \ln P_K$	-0.04373***	(0.00737)
$\ln Y_G * \ln P_L$	0.09230***	(0.02333)
$\ln Y_G * \ln P_{MS}$	-0.06639***	(0.01483)
$\ln Y_G * \ln P_K$	-0.02590*	(0.01425)
$\ln Y_D * \ln P_L$	-0.07562***	(0.02220)
$\ln Y_D * \ln P_{MS}$	0.06868***	(0.01451)
$\ln Y_D * \ln P_K$	0.00694	(0.01400)
$\ln DENS$	-0.50461***	(0.05514)
$\ln DIVER$	-0.05877***	(0.00670)
<i>T</i>	0.02188**	(0.00978)
EQUAZIONE	VALORE R^2	
<i>Funzione di costo</i>	0.9626	
<i>Cost-share lavoro</i>	0.34.91	
<i>Cost-share materiali e servizi</i>	0.8369	

^a I pedici delle variabili indicano: *G* = generazione, *D* = distribuzione, *L* = lavoro, *MS* = materiali e servizi, *K* = capitale, *DENS* = densità, *DIVER* = diversificazione in altri settori, *T* = trend temporale.

*** Significativo al livello dell'1 per cento in un test a due vie.

** Significativo al livello del 5 per cento in un test a due vie.

* Significativo al livello del 10 per cento in un test a due vie.

Tabella 6. Stime delle complementarità di costo tra generazione e distribuzione di elettricità per differenti combinazioni di output (milioni di chilowattora)^a

	DISTRIBUZIONE													
	15	25	50	75	100	150	200	300	400	600	800	1,500	3,000	4,000
GENERAZIONE														
15	-0.19	-0.12	-0.09	-0.11	-0.14	-0.21	-0.27	-0.39	-0.48	-0.64	-0.77	-1.10	-1.54	-1.75
25	-0.24	-0.14	-0.08	-0.08	-0.09	-0.14	-0.19	-0.28	-0.36	-0.50	-0.62	-0.91	-1.32	-1.51
50	-0.33	-0.20	-0.09	-0.06	-0.06	-0.07	-0.10	-0.16	-0.23	-0.34	-0.43	-0.68	-1.04	-1.21
75	-0.40	-0.25	-0.11	-0.06	-0.05	-0.05	-0.06	-0.11	-0.16	-0.25	-0.33	-0.56	-0.89	-1.04
100	-0.46	-0.29	-0.13	-0.07	-0.05	-0.03	-0.04	-0.08	-0.12	-0.20	-0.27	-0.48	-0.78	-0.93
150	-0.55	-0.36	-0.17	-0.09	-0.05	-0.03	-0.02	-0.04	-0.07	-0.13	-0.19	-0.38	-0.65	-0.79
200	-0.61	-0.41	-0.20	-0.11	-0.07	-0.03	-0.01	-0.02	-0.04	-0.09	-0.14	-0.31	-0.56	-0.69
300	-0.72	-0.49	-0.25	-0.15	-0.09	-0.03	-0.01	0.00	-0.01	-0.04	-0.08	-0.22	-0.45	-0.56
400	-0.80	-0.56	-0.30	-0.18	-0.12	-0.05	-0.01	0.01	0.01	-0.01	-0.05	-0.16	-0.37	-0.48
600	-0.92	-0.66	-0.37	-0.24	-0.16	-0.07	-0.03	0.01	0.02	0.02	0.00	-0.09	-0.27	-0.37
800	-1.01	-0.74	-0.43	-0.28	-0.20	-0.10	-0.04	0.01	0.03	0.04	0.02	-0.05	-0.21	-0.29
1,500	-1.23	-0.92	-0.57	-0.40	-0.29	-0.17	-0.10	-0.02	0.02	0.05	0.06	0.03	-0.08	-0.15
3,000	-1.51	-1.16	-0.75	-0.55	-0.43	-0.28	-0.18	-0.08	-0.02	0.05	0.07	0.08	0.02	-0.03
4,000	-1.63	-1.26	-0.84	-0.63	-0.49	-0.33	-0.23	-0.11	-0.04	0.03	0.07	0.10	0.06	0.02

^a Tutte le stime delle complementarità di costo tra le due fasi sono state ottenute assumendo prezzi degli input pari ai rispettivi valori mediani ($P_L = 81,770,000$ lire; $P_{MS} = 190,000$ lire; $P_K = 6,940,000$ lire).

Bibliografia

- BAUMOL W. J., PANZAR J. C. E WILLIG R. D. (1982), *Contestable Markets and the Theory of Industry Structure*, New York: Harcourt Brace Jovanovich.
- BROWN R., CAVES D. W., E CHRISTENSEN L. R. (1979), "Modelling the Structure of Cost and Production for Multiproduct Firms", *Southern Economic Journal*, 46, pagg. 256-273.
- BRUTI LIBERATI E. E FORTIS M. (2001), *Le imprese multi-utility. Aspetti generali e prospettive dei settori a rete*, Il Mulino, Bologna.
- CAVES D. W., CHRISTENSEN L. R. E TRETHERWAY M. W. (1980), "Flexibles Cost Functions for Multiproduct Firms", *Review of Economics and Statistics*, 62, pagg. 477-481.
- CENTRALE DEI BILANCI (2002), *La filiera dell'energia elettrica*, Progetto SIRC, Analisi di Settore, Torino.
- CHUNG J. W. (1994), *Utility and Production Functions*, Cambridge (Massachusetts): Blackwell Publishers.
- Clò A. (2002), "I grandi gruppi energetici in Italia tra passato, presente efuturo?", *L'Industria*, 33(1), pagg. 57-75
- FABBRI P. E FRAQUELLI G. (2000), "Costs and Structure of Technology in the Italian Water Industry", *Empirica*, 1, pagg. 65-82.
- FABBRI P., FRAQUELLI G. E GIANDRONE R. (2000), "Costs, Technology and Ownership of Gas Distribution in Italy", *Managerial and Decision Economics*, 21, pagg. 71-81.
- FRAQUELLI G. E RAGAZZI E. (1995), "Vertical Economies in the Electricity Industry: Evidence from Italian Municipal Firms", *Rivista Internazionale di Scienze Sociali*, 1, pagg. 125-138.
- FRAQUELLI G., PIACENZA M. E VANNONI D. (2003), "Strategie multi-prodotto nei servizi di pubblica utilità: effetti della diversificazione e della densità dell'utenza", *Rivista Italiana degli Economisti*, 2, pagg. 111-135.
- GILSDORF K. (1994), "Vertical Integration Efficiencies and Electric Utilities: A Cost Complementarity Perspective", *Quarterly Review of Economics and Finance*, 34, pagg. 261-282.

- GILSDORF K. (1995), "Testing for Subadditivity of Vertically Integrated Electric Utilities", *Southern Economic Journal*, 62(1), pagg. 126-139.
- GREENE W.H. (1997), *Econometric Analysis*, terza edizione, Prentice Hall, New Jersey.
- HAYASHI P., J. Y. GOO E W. C. CHAMBERLAIN (1997), "Vertical Economies: The Case of U.S. Electric Utility Industry, 1983-87", *Southern Economic Journal*, 63, pagg. 710-725.
- JOSKOW P. L. E SCHMALENSEE R. (1983), *Markets for Power: An Analysis of Electric Utility Deregulation*, MIT Press, Cambridge.
- KASERMAN D. L. E MAYO J. W. (1991), "The Measurement of Vertical Economies and the Efficient Structure of the Electric Utility Industry", *Journal of Industrial Economics*, 5, pagg. 483-501.
- KWOKA J. E. (2002), "Vertical Economies in Electric Power: Evidence on Integration and Its Alternative", *International Journal of Industrial Organization*, 20(5), pagg. 653-671.
- LANDON J. H. (1983), "The Theory of Vertical Integration and Their Application to the Electric Utility Industry", *The Antitrust Bulletin*, 28(1), pagg. 101-130.
- PIACENZA M. E VANNONI D. (2003), *Choosing among Alternative Cost Function Specifications: An Application to Italian Multi-utilities*, Working Paper HERMES, 4, maggio 2003, Torino.
- POLO M. E SCARPA C. (2003), *The Liberalization of Energy markets in Europe and Italy*, Working Paper IGIER, Università Bocconi, 230, gennaio 2003, Milano.
- PULLEY L. B. E BRAUNSTEIN Y. M. (1992), "A Composite Cost Function for Multiproduct Firms with an Application to Economies of Scope in Banking", *Review of Economics and Statistics*, 74, pagg. 221-230.
- RÖLLER L. H. (1990), "Proper Quadratic Cost Functions with an Application to the Bell System", *Review of Economics and Statistics*, 72, pagg. 202-210.
- VICKERS J. (1995), "Competition and Regulation in Vertically Related Markets", *Review of Economic Studies*, 62, pagg. 1-17.
- YATCHEW A. (2000), "Scale Economies in Electricity Distribution: A Semiparametric Analysis", *Journal of Applied Econometrics*, 15, pagg. 187-210.
- ZELLNER A. (1962), "An Efficient Method of Estimating Seemingly Unrelated Regressions", *Journal of the American Statistical Association*, 58, pagg. 348-368.

