

Barbara Antonioli, Silvia Banfi, Massimo Filippini

**La deregolamentazione del mercato
elettrico svizzero e implicazioni a breve
termine per l'industria idroelettrica**

Quaderno N. 02-02

LA DEREGOLAMENTAZIONE DEL MERCATO ELETTRICO SVIZZERO E IMPLICAZIONI A BREVE TERMINE PER L'INDUSTRIA IDROELETTRICA[♥]

BARBARA ANTONIOLI[♠]
barbara.antonoli@lu.unisi.ch

SILVIA BANFI[♣]
silvia.banfi@cepe.mavt.ethz.ch

MASSIMO FILIPPINI^{♠ ♣}
massimo.filippini@lu.unisi.ch

Abstract

In many European countries, including England, Norway and Germany, the electricity sector has been deregulated. In Switzerland also the Parliament has adopted a new law – the Swiss Electricity Market Law (EML) –, which proposes to institute changes in the electricity market and therefore open the market to greater competition. The Swiss population will have to vote on the EML in September 2002. The acceptance of this law would imply a stepwise reform of the sector over seven years. A central element of the reform will be the introduction of Third Party Access (TPA), which obliges the electricity distribution utilities to allow nondiscriminatory access to all companies that wish to send electricity over the utility's transmission and distribution lines for sale to the final consumer.

The first part of this paper describes the Swiss electricity sector and compares it to the electricity sector of other European countries. In the second part we give an overview of the basic requirements a reform program of the electricity sector should include. The next section describes the new Swiss electricity market law and compares the elements of this law with the basic elements presented previously. In the last section, the paper describes the cost structure of the Swiss hydropower sector and analyses some of the possible short- and medium-term impacts of the planned reform of this sector.

[♥] Gli autori ringraziano l'istituto LASEN (Laboratoire de systèmes énergétiques, del Politecnico Federale di Losanna) per aver loro messo a disposizione i dati economici relativi alle imprese idroelettriche. Ringraziamo inoltre Cornelia Luchsinger (CEPE) e Jörg Wild (CEPE/Plaut) per i loro preziosi commenti.

[♠] Department of Economics, Università della Svizzera Italiana, Switzerland

[♣] Centre for Energy Policy and Economics (CEPE), Federal Institute of Technology, WEC, 8092 Zurich, Switzerland Phone: +41 – 1 – 632 06 50, Fax: +41 – 1 – 632 10 50; www.cepe.ethz.ch

1 Introduzione

Il processo di apertura dei mercati elettrici nazionali europei ha conosciuto negli ultimi anni una forte e decisa accelerazione. Gli esecutivi nazionali, in adempimento ai dettami legislativi imposti con la direttiva 96/92/CE, hanno provveduto a recepire, in misura diversa anche in considerazione delle implicazioni in termini di politica industriale nazionale, i principi cardine della liberalizzazione contenuti nella direttiva medesima.

In questa rinnovata prospettiva, la Svizzera, in considerazione del ruolo di primo piano giocato all'interno del mercato energetico europeo, si sta preparando ad adattare il proprio quadro normativo del settore coerentemente con il nuovo quadro regolatorio europeo.

Il nodo cruciale della questione consiste nella necessità di armonizzare il più possibile il quadro di regolazione economica elvetico con quello europeo, in relazione all'importanza strategica degli scambi commerciali, in parte riconducibili alla favorevole ubicazione geografica della Svizzera. Tale importanza strategica trova conferma in alcuni recenti provvedimenti dell'Autorità per l'elettricità ed il gas che disciplinano le importazioni di energia elettrica in presenza di capacità di trasporto insufficienti¹.

Nel dicembre 1999 il parlamento svizzero ha emanato la nuova legge sul mercato dell'energia elettrica (LMEE). L'iter legislativo di approvazione della legge contempla la possibilità di ricorrere ad un referendum popolare che nel caso della LMEE è stato lanciato con successo. Per questa ragione, il 22 settembre prossimo la popolazione svizzera sarà chiamata ad esprimersi su questa legge; qualora la consultazione popolare desse esito positivo, la LMEE entrerebbe in vigore nell'anno 2003.

Tale processo di riforma potrebbe avere rilevanti riflessi sull'organizzazione e sulla competitività delle aziende elettriche sia nel breve che nel medio-lungo periodo.

Il presente lavoro vuole contribuire efficacemente alla discussione in atto mediante il perseguimento di due obiettivi. In primo luogo, descrivere l'industria elettrica svizzera ed i punti salienti del progetto di riforma del settore; in secondo luogo, fornire un'analisi dettagliata della struttura dei costi e del possibile impatto della riforma sul grado di competitività di breve-medio termine delle aziende idroelettriche svizzere. Questo secondo obiettivo sarà perseguito mediante un

confronto dell'attuale struttura dei costi di un campione di 46 aziende idroelettriche con i prezzi attesi a breve-medio termine sul mercato europeo. Ricordiamo, che nel breve-medio periodo, quindi in una situazione dove non è necessario effettuare investimenti per il rinnovo degli impianti, un'impresa è disposta a produrre finché il prezzo è pari almeno al costo variabile. Conseguentemente, l'impresa potrebbe anche produrre in perdita qualora questo contribuisse a coprire parte dei costi fissi.

Da notare che, in un recente studio a carattere preliminare, è stato analizzato il possibile impatto della riforma del settore elettrico sul grado di competitività di lungo termine delle aziende idroelettriche svizzere.² La competitività di lungo termine è stata identificata nella capacità e nell'interesse delle aziende idroelettriche ad effettuare gli investimenti necessari per il rinnovo degli impianti. Generalmente, in una prospettiva temporale, gli investimenti per il rinnovo degli impianti dovrebbero coincidere con la scadenza delle concessioni. Ricordiamo, che nel lungo periodo, la decisione di rinnovare gli impianti e quindi di continuare a produrre energia idroelettrica è basata sul confronto tra il prezzo di mercato atteso ed i costi totali medi.

Da un punto di vista economico, un'azienda idroelettrica è disposta a rinnovare gli impianti di produzione se il valore attuale dei cash flow attesi è maggiore di zero.³ Il predetto lavoro preliminare evidenzia come, nel lungo periodo, senza un intervento efficace dello Stato, è presente il rischio che una parte consistente di imprese idroelettriche svizzere, circa il 20%, decida di non rinnovare i propri impianti e quindi di terminare la propria attività.

Il presente articolo è strutturato in tre sezioni: nella prima si descrive l'industria elettrica svizzera; nella seconda si presentano gli elementi fondamentali della nuova legge svizzera sul mercato elettrico, mentre nella terza si analizzano più in dettaglio l'attuale struttura dei costi ed il grado di competitività di breve-medio termine del settore idroelettrico svizzero.

¹ Si veda delibera n. 301/01 e delibera 327/01. Questi provvedimenti definiscono i valori della capacità di trasporto suddivisi per frontiera elettrica (nello specifico, italo-francese ed italo-svizzera) per cui esiste un accordo tra gestori di rete interessati. Per il periodo invernale, tali valori corrispondono a 5400 MW sulla frontiera elettrica con Francia e Svizzera. Per il calcolo delle capacità bilaterali, si rimanda ai documenti dei gestori di rete.

² Si veda Banfi, Filippini, Luchsinger e Wild (2001).

³ Si veda a questo proposito, Mansfield (1993).

2 L'industria elettrica svizzera

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

Una delle peculiarità di questo paese, sostanzialmente riconducibile alla tipologia della forma di governo, é ravvisabile nell'elevato grado di decentramento locale relativamente all'erogazione dei servizi, in omaggio al principio di sussidiarietà che informa gli ordinamenti degli Stati moderni. L'art. 3 della Costituzione Federale garantisce infatti una elevata autonomia comunale "residuale", ovvero in quei settori non direttamente regolati dalla Costituzione medesima quali, ad esempio, scuole, strade, ospedali, imposizione fiscale ed il settore della distribuzione di energia.⁴ In particolare, per quanto concerne l'industria elettrica, ciascun comune ha la discrezionalità di decidere autonomamente come organizzare il servizio di distribuzione elettrica sul territorio di riferimento.

Relativamente alla struttura dell'offerta di energia elettrica, allo stato attuale l'industria comprende circa 1.100 imprese, pubbliche e private, operanti nelle fasi di importazione, generazione, trasmissione e distribuzione. Le suddette imprese sono alquanto eterogenee, sia in termini dimensionali, sia in termini di attività svolta.⁵ A titolo di esempio ricordiamo come il bacino d'utenza servito vari da 500 a più di 100.000 consumatori.

La filiera produttiva per il servizio di elettricità si articola nelle fasi di importazione e produzione, trasmissione, distribuzione e vendita alle utenze intermedie e alle utenze finali. Come avremo modo di osservare più avanti, la distinzione tra attività di distribuzione, intesa come mero trasporto di elettricità, e l'attività di vendita è molto importante nell'ambito di un processo di riforma del settore elettrico.

La produzione coincide con la generazione di energia elettrica, comunque prodotta, e produttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto. Il dispacciamento è l'attività diretta ad impartire disposizioni per l'utilizzazione e l'esercizio coordinati degli

⁴ La filosofia del decentramento amministrativo ha informato anche le recenti evoluzioni normative italiane. In particolare, in relazione all'oggetto della nostra analisi, si sottolinea come il D. lgs. 112/98 abbia trasferito molte funzioni allo Stato, alle Regioni ed agli Enti Locali, in base al principio di sussidiarietà. La portata di tale delega é estremamente innovativa, in quanto l'energia non é compresa tra le materie che la Costituzione italiana (all'art. 117) rimette alla competenza legislativa regionale. Le funzioni, in ambito energetico, che riguardano l'elaborazione e la definizione delle linee di politica energetica nazionale, nonché l'adozione degli atti di indirizzo e coordinamento per un'articolata programmazione energetica nazionale, rimangono comunque di competenza dello stato centrale.

⁵ Per una presentazione estesa del settore si veda Mutzner (1997).

impianti di produzione, della rete di trasmissione e dei servizi ausiliari. La trasmissione è l'attività di trasporto e trasformazione dell'energia elettrica sulla rete interconnessa ad alta tensione ai fini della consegna ai clienti, ai distributori e ai destinatari dell'energia autoprodotta. La distribuzione è il trasporto e la trasformazione di energia elettrica su reti di distribuzione a media e bassa tensione per le consegne ai clienti (intermedi e finali).

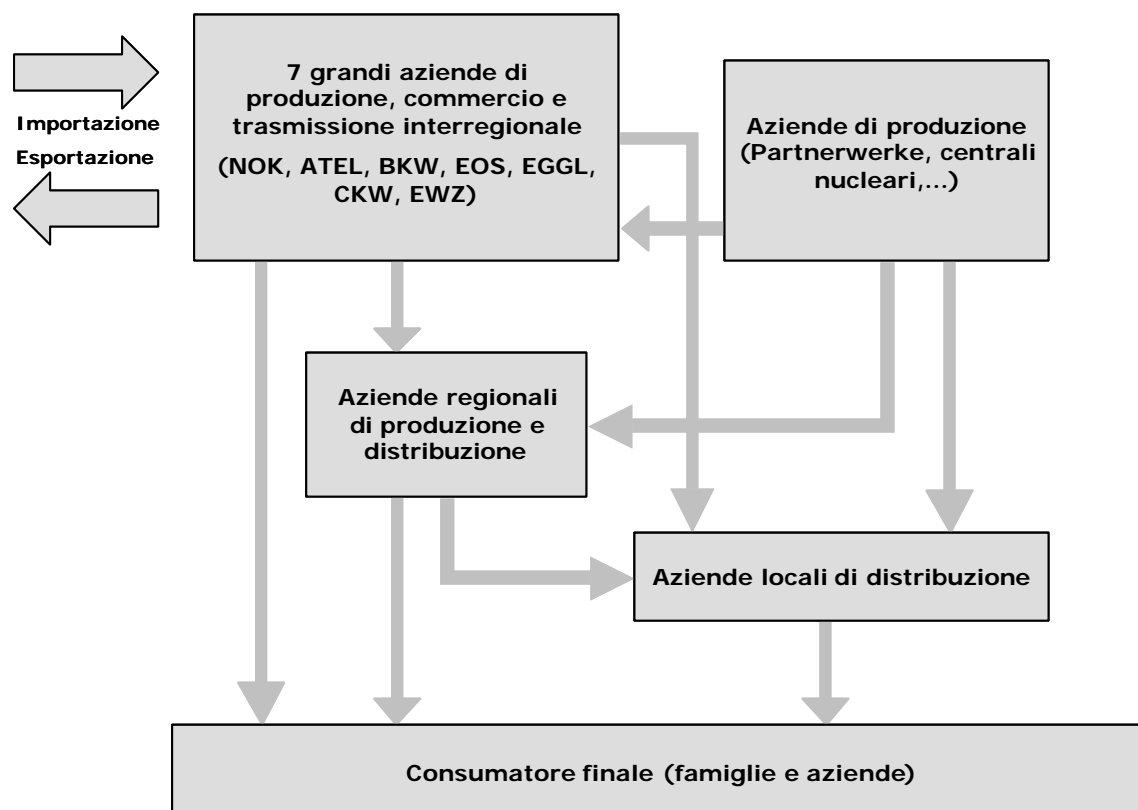
Tratto caratterizzante dell'industria è, oltre all'elevato numero di imprese, la presenza, più o meno rilevante, di forme di integrazione verticale⁶, la cui razionalità economica è sostanzialmente ravvisabile nella fruizione di economie di varietà legate alle sinergie tra le diverse fasi della filiera produttiva.⁷ In particolare, le imprese che operano in tutte le fasi della filiera sono 140, quelle che operano nella fase di generazione e trasmissione sono circa 90 mentre quelle che operano prevalentemente nella distribuzione e, in alcuni tratti, nella trasmissione, sono la maggioranza (circa 900).

Nella figura 1 viene illustrata in modo schematico l'attuale organizzazione del settore elettrico svizzero.

⁶ Un'impresa si definisce verticalmente integrata quando opera in almeno due fasi della medesima filiera produttiva.

⁷ si veda su questo tema Kwoka (2002).

Figura 1: Organizzazione attuale del settore elettrico svizzero



Di norma, le aziende regionali e locali acquistano elettricità prevalentemente da sette grandi compagnie, dette anche “Überlandwerke” che costituiscono l’asse portante dell’industria elettrica. Tali compagnie, infatti, coprono una quota molto rilevante del mercato della generazione, operando altresì nelle fasi di trasmissione e distribuzione intermedia e finale. Inoltre, esse hanno la proprietà, la gestione ed il controllo delle reti di trasmissione transregionali ed internazionali, cooperando strettamente nella progettazione ed utilizzo delle medesime. Di fatto, tali compagnie sono identificabili come attori di rilevanza internazionale relativamente alle politiche di commercio dell’elettricità con i paesi limitrofi.

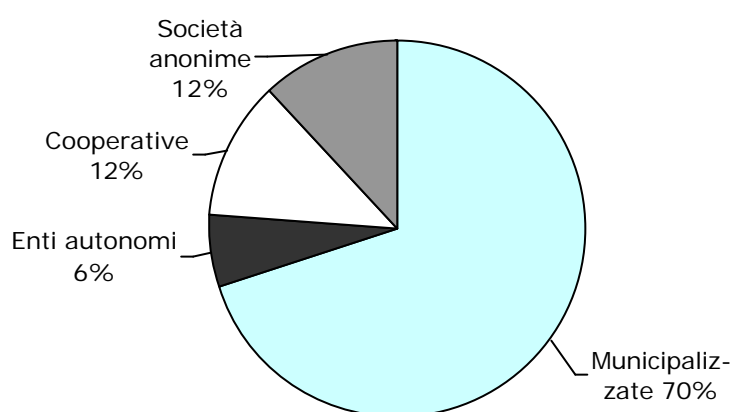
Molte aziende regionali sono attive sia nella fase di produzione che nella fase di distribuzione alle utenze finali e alle aziende locali. Va comunque osservato come nella maggior parte dei casi la quantità di energia elettrica prodotta da queste aziende sia ridotta.

Da ultimo, la maggior parte delle aziende idroelettriche di produzione sono delle “Partnerwerke”, vale a dire delle aziende costituite sulla base di una stretta collaborazione tra alcune aziende elettriche svizzere ai fini di dividere gli impegni finanziari ed i rischi aziendali legati a questi importanti investimenti. La produ-

zione di energia elettrica di queste "Partnerwerke" viene ceduta alle aziende elettriche che ne detengono la proprietà a seconda della propria quota azionaria.

In termini di forme di gestione (vedi figura 2), il settore elettrico svizzero registra una forte presenza delle aziende municipalizzate (oltre 800, circa il 70%), delle società anonime (12%), delle cooperative (12%) e degli enti autonomi (6%).

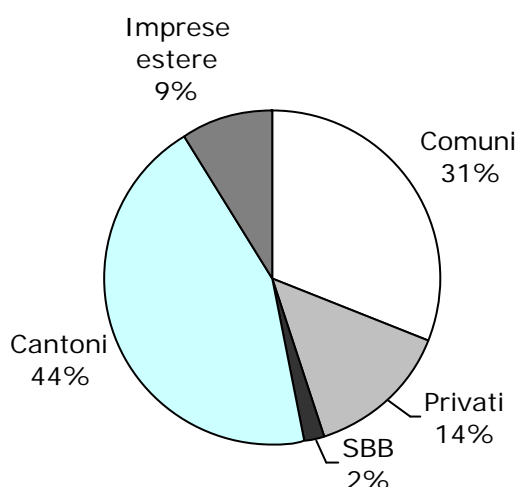
Figura 2: Forme di gestione delle aziende elettriche svizzere



Fonte: Ufficio federale dell'energia

Relativamente alla natura proprietaria del patrimonio delle aziende elettriche svizzere (vedi figura 3), si registra una forte presenza delle aziende cantonali (43,3%), seguite dalle aziende appartenenti ai Comuni (29,5%), dalle aziende private (13,7%), dalle società estere (11,8%) e dalle Ferrovie Federali Svizzere (1,7%).

Figura 3: Natura proprietaria delle aziende elettriche (1998)



Fonte: Ufficio federale dell'energia, 1997

Nel dettaglio, la quasi totalità delle imprese a livello di distribuzione é di proprietà dei comuni, per i quali gestiscono il servizio in termini esclusivi sul territorio di riferimento. Le rimanenti operano su aree di riferimento regionali. In linea di massima, per l'esercizio dell'attività di distribuzione, i comuni hanno sostanzialmente optato per due diverse forme organizzative⁸:

1. azienda pubblica di proprietà del Comune
2. azienda pubblica di proprietà di altro Comune, oppure azienda privata.

In questi casi il Comune che rilascia la concessione per la distribuzione di energia elettrica ad un altro Comune o ad un'azienda privata percepisce un'indennità finanziaria.

In tutti i casi, le aziende di distribuzione operano in condizioni di monopolio legale locale⁹.

Focalizzando l'attenzione sulle peculiarità delle diverse fasi del servizio si può notare dalla tabella 1 come il settore elettrico svizzero si caratterizzi per la forte prevalenza nella capacità produttiva della fonte idroelettrica (circa il 58%

⁸ Tale struttura dell'offerta non trova analoga corrispondenza nel contesto italiano. Nella fase a valle della filiera, infatti, nonostante la cessione di parte delle reti comunali alle aziende municipalizzate più importanti in termini di clienti serviti, la presenza dell'*incumbent* nazionale, Enel, è decisamente significativa (86%). Seguono ACEA 85%), AEM Milano (3%), AEM Torino (2%), mentre le altre aziende municipalizzate coprono complessivamente il 4% dell'offerta.

⁹ Analogamente, in Italia, il D. Lgs. 79/99 prevede il rilascio da parte del Ministero del Commercio e dell'Artigianato (MICA) di una sola concessione di distribuzione per ambito comunale. La concessione ha durata trentennale.

della produzione totale) e una discreta presenza della fonte nucleare. Gli impianti termoelettrici, eolici o fotovoltaici coprono una quota di mercato della produzione marginale (circa il 4%).

Le centrali ad acqua fluente e gli impianti nucleari sono utilizzati generalmente per soddisfare la domanda di elettricità nazionale nei periodi di medio e basso carico (off peak), mentre si ricorre alle centrali ad accumulazione per soddisfare la domanda nei periodi di alto carico (on peak).

Tabella 1: Caratteristiche del mercato svizzero della generazione (2000)

Tipologia di impianto	Capacità installata (MW)	Capacità installata (%)	Produzione annua di elettricità (GWh)	Produzione annua di elettricità (%)
Idroelettrico (ad acqua fluente)	3.570	20,8	17.566	26,9
Idroelettrico (ad accumulazione)	9.600	55,9	20.285	31
Nucleare	3.200	18,6	24.949	38,2
Termoelettrico ed altro	790	4,7	2.548	3,9
Totale	17.160	100	65.348	100

Fonte: Schweizerische Elektrizitätsstatistik, 2000, Ufficio federale dell'energia, Berna

Per un'analisi della competitività è necessario ed importante effettuare un confronto tra i costi di produzione delle diverse tecnologie in competizione tra loro. In un mercato deregolamentato, la produzione svizzera di energia elettrica si troverà a competere con le tecnologie estere, sostanzialmente coincidenti con le centrali a energia fossile (olio e gas) e le centrali nucleari. Come si può osservare dalla tabella 2, i costi di produzione del settore idroelettrico sono caratterizzati da una grande eterogeneità. I limiti inferiori sono in linea con quelli delle altre tecnologie di produzione, mentre i limiti superiori di alcune imprese superano i costi delle tecnologie alternative. È da considerare che questi limiti superiori rispecchiano di regola i costi degli impianti costruiti o rinnovati di recente, caratterizzati quindi da importanti costi del capitale (ammortamenti, oneri finanziari). La politica degli ammortamenti perseguita da questi impianti negli ultimi anni lascia comunque presumere che in futuro questi costi saranno significativamente minori.¹⁰

¹⁰ Si può infatti notare come una grande parte delle imprese, in vista della deregolamentazione del mercato elettrico, ha provveduto a realizzare importanti ammortamenti straordinari.

I dati relativi ai costi esterni delle differenti forme di produzione d'elettricità hanno, in Svizzera, un'importanza sempre maggiore nella discussione sull'approvvigionamento d'energia. In questo contesto l'energia idroelettrica è da considerarsi come una fonte rinnovabile e pulita, in grado di dare un apporto importante a una politica energetica mirata al contenimento e alla riduzione delle concentrazioni di CO₂ nell'atmosfera. Questo si rispecchia nei bassi costi esterni raffigurati nella tabella 2, che riflettono gli impatti negativi degli impianti sul paesaggio e sui deflussi dei fiumi sfruttati e che dunque sono di natura prevalentemente locale e regionale. Si può osservare che i costi esterni provocati dalle altre tecnologie di produzione sono in parte notevolmente superiori ai costi dell'idroelettrico. In particolare, le tecnologie che utilizzano le energie fossili per la produzione d'elettricità causano importanti costi esterni dovuti alle emissioni di CO₂ e, conseguentemente, al surriscaldamento dell'atmosfera. Effetti nocivi alla salute, all'ambiente (foreste, agricoltura) e agli edifici sembrano pure essere provati.

Tabella 2: Costi di produzione e costi esterni delle diverse tecnologie di produzione (in centesimi di franco svizzero, 1 CHF = ca. 0.66 €)

Tecnologia	Costi di produzione ¹		Costi esterni ²		Costi sociali (costi di produzione ed esterni)	
	Limite		Limite		Limite	
	inferiore	superiore	inferiore	superiore	inferiore	superiore
Centrali nucleari	5.2	8.4	1.0	1.3	6.2	9.7
Centrali a gas, ciclo combinato	5.0	6.9	10.1	15.1	15.1	22.0
Centrali a olio	5.0	7.2	14.2	23.5	19.2	30.7
Centrali ad acqua fluente	3.0	14.0	0.25	0.6	3.25	14.6
Centrali ad accumulazione	4.0	21.0	0.3	0.6	4.3	21.6

Fonte:

¹ Hirschberg S. e Jakob M., *Cost Structure of the Swiss Electricity Generation under Consideration of External Costs*, Seminar SAE, Bern, 1999

² Econcept, *Ökologische Qualitäten der Wasserkraft im Vergleich zu anderen Atomproduktionsarten – Eine Übersicht über den Stand des Wissens*, November 1999, sulla base di: INFRAS/ECONCEPT/PROGNOS, *Die vergessenen Milliarden - Externe Kosten im Energie- und Verkehrsbereich*, Haupt, Bern 1996

In merito all'elettricità prodotta da centrali nucleari, i costi esterni variano significativamente in relazione al fatto che si consideri o meno l'avversione al rischio da parte della popolazione. La tabella 2 non considera l'avversione al ri-

schio intesa come la disponibilità da parte della popolazione a pagare per una riduzione del rischio di un grave incidente nucleare. La misura dell'avversione al rischio varia notevolmente dal tipo d'inchiesta (tra 1.1 e 35 Cts.¹¹/kWh)¹². In una recente ricerca svolta in Svizzera e finalizzata alla stima della disponibilità a pagare per internalizzare maggiormente i rischi del nucleare risulta un costo esterno di circa 6 Cts/kWh.¹³ Un simile aumento dei costi di produzione dell'energia nucleare permetterebbe di coprire circa il 50% dei danni che subentrerebbero qualora si verificasse un incidente nei termini di cui sopra.

Omettendo il rischio, la produzione di elettricità con centrali nucleari risulta essere, paragonata alle tecnologie che utilizzano energie fossili, relativamente "pulita", dato che non si verifica alcuna emissione di CO₂.

Per quanto concerne il posizionamento competitivo delle aziende elettriche svizzere all'interno del mercato europeo, la figura 4 evidenzia come le più grandi aziende di produzione svizzere (ATEL, NOK, BKW, EGL, EWZ, EOS, CKW) siano di dimensioni modeste se comparate con le principali aziende elettriche europee (EdF, ENEL, E.ON, RWE, VATTENFAL, ENDESA, EnBW). Da notare, che il settore della produzione è caratterizzato da un'alta concentrazione: infatti, le sette maggiori imprese svizzere producono circa 54 TWh, corrispondente a circa l' 82% della produzione nazionale.¹⁴

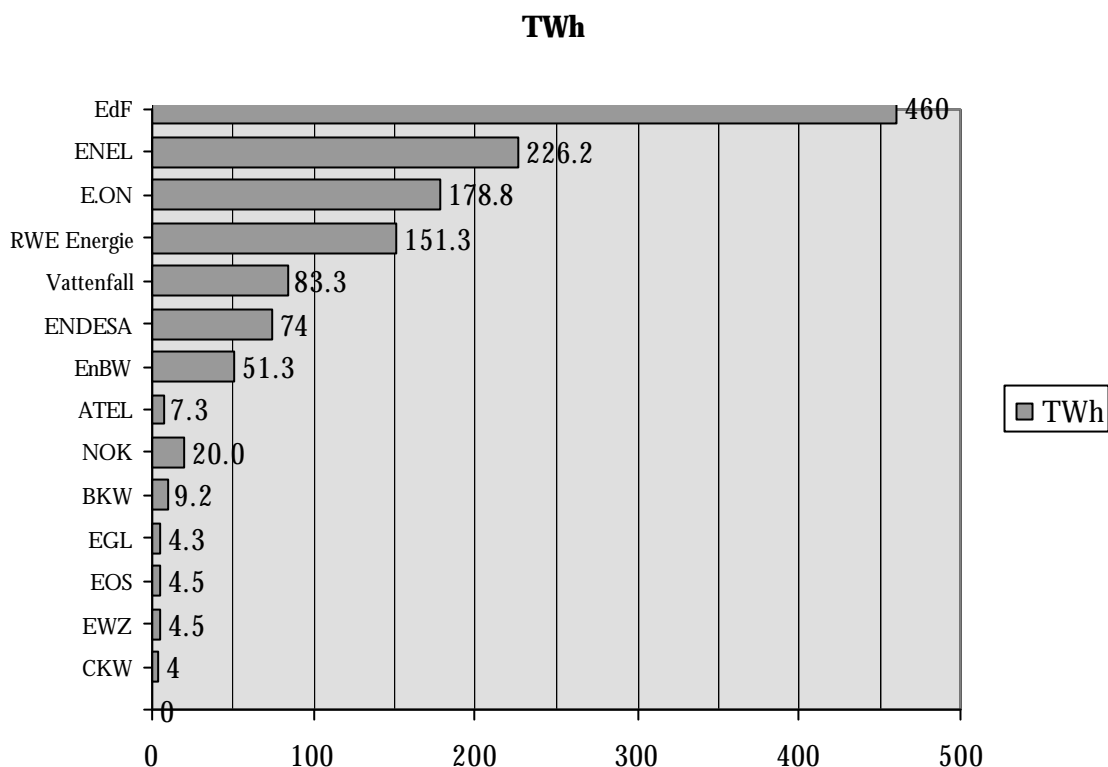
¹¹ Cts.: centesimi di franco svizzero; 1 franco svizzero (CHF) corrisponde a circa 0.66 Euro.

¹² Vedi Econcept (1999)

¹³ Vedi Sozialökonomisches Institut, Centre for Energy Policy and Economics (2002)

¹⁴ Bundesamt für Energie (2001) e conti annuali delle aziende

Figura 4: Dimensione delle imprese di produzione svizzere ed europee (2000)



Fonte: Conti annuali delle aziende (2000)

La tabella 3 mostra come in Svizzera, rispetto ad altri paesi il numero di aziende elettriche attive nella distribuzione sia molto alto. In particolare, è interessante notare che in Svizzera è attivo lo stesso numero di aziende di distribuzione che in Germania, sebbene in termini di popolazione e di superficie la Germania sia nettamente più grande della Svizzera (di 12 volte in termini di popolazione e di 9 volte rispetto alla superficie). In Austria e in Danimarca, paesi paragonabili alla Svizzera in termini di superficie e/o popolazione, si contano tra 100 e 130 aziende di distribuzione, cioè un numero di circa 10 volte inferiore rispetto al corrispondente valore svizzero. Si può inoltre osservare che la quota di mercato dei maggiori distributori svizzeri si situa nella media europea (le tre maggiori aziende di distribuzione coprono ca. il 30% del mercato). Questi dati relativi alla distribuzione ed i dati riguardanti l'attività di produzione delle maggiori aziende elettriche europee ci mostrano un settore dell'energia elettrica piuttosto concentrato. Si tratta quindi di un settore dove potenzialmente si potrebbero verificare dei comportamenti collusivi da parte delle aziende.

Tabella 3: Struttura dell'industria elettrica svizzera e estera.

Paese	No aziende di distribuzione	Quota di mercato dei 3 (10) maggiori distributori	Consumo dell'industria (% del consumo totale)
Danimarca	105	32% (50%)	30%
Germania	1000	26% (40%)	44%
Finlandia	110	9% (40%)	55%
Italia	226	96% (99%)	49%
Norvegia	198	23% (40%)	47%
Austria	129	47% (79%)	37%
Svezia	244	30% (47%)	39%
Svizzera	1000	28% (40%)	33%

Fonte:

Filippini, Wild, Luchsinger, *Regulierung der Verteilnetzpreise zu Beginn der Marktöffnung, Studie im Auftrag des Bundesamtes für Energie, 2001*

Questa particolare situazione è da imputare alla forte autonomia dei comuni svizzeri nel definire una propria politica sia nell'organizzazione che nelle tariffe della distribuzione di energia elettrica. Inoltre, visto che il settore della distribuzione di energia elettrica in Svizzera è redditizio, vale a dire che la maggior parte delle aziende presenta utili di esercizio, molti comuni hanno interesse ad avere una propria azienda di distribuzione. In un recente studio econometrico, Filippini e Wild (2001) hanno stimato in 100'000 clienti la dimensione ottima di un'azienda di distribuzione.¹⁵ I risultati di questo studio sono stati inoltre impiegati da questi autori per stimare, a titolo di esempio, alcuni valori di costo medio per aziende di diversa dimensione e differenti condizioni di produzione. La tabella 4 riporta i valori stimati da Filippini e Wild (2001).

Tabella 4: Costi medi della distribuzione d'elettricità per aziende di diversa dimensione e differenti condizioni di produzione (Cts./kWh)

Condizioni di produzione	Grandezza		
	Piccola 100 GWh 10'000 clienti	Media 250 GWh 25'000 clienti	Ottimale > 1'000 GWh > 100'000 clienti
Semplici	6.9	6.1	3.8
Medie	9.4	8.5	6.2
Difficili	12.0	11.2	8.8

¹⁵ Per una presentazione più estesa dell'analisi delle economie di scala nella distribuzione di energie elettrica si veda Filippini (1997) e Wild (2001).

Sempre la forte autonomia dei comuni svizzeri, tipica di uno stato federale è stata una delle cause della forte disparità regionale delle tariffe di energia elettrica. I dati riportati nella tabella 5 riguardanti la spesa media per l'elettricità di una famiglia con un consumo medio di 3500 kWh all'anno in diverse città svizzere confermano la presenza di questo accentuato fenomeno di disparità.

Tabella 5: Differenze di prezzo per le economie domestiche svizzere con un consumo annuo di 3500 kW (2001)

Città	Cts./KWh	Città	Cts./KWh
Sitten	16.30	Zugo	22.71
Lugano	16.52	Biel	22.89
Coira	17.21	Friburgo	13.67
Lucerna	17.62	Sciaffusa	23.99
Zurigo	18.96	Losanna	26.36
Berna	20.35	La Chaux-de-Fonds	27.07
Thun	20.55	Yverdon	27.75
St. Gallo	20.69	Neuenburg	29.00

Ipotesi: Il consumo elettrico annuo delle economie domestiche è di 3500 kWh. Dato che le singole centrali elettriche regolano differentemente la tassa fissa nonché la durata per le tariffe di alto e basso carico e per i fine settimana, Enerprice non è stata in grado di paragonare i prezzi, bensì ha considerato un consumo annuo uguale per tutte le città e calcolato una tariffa media.

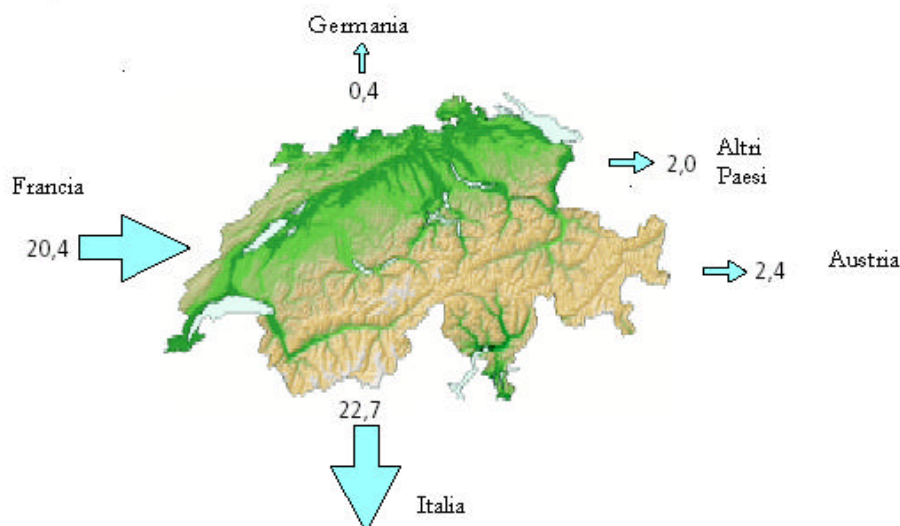
Fonte: Bilanz e Avenir suisse (2002), Enerprice.ch

Come abbiamo già avuto modo di precisare, le "Überlandwerke" sono i principali attori economici attivi nello scambio di energia elettrica a livello europeo. I flussi di queste attività di commercio internazionale sono rappresentati nella figura 5. Considerando il commercio annuale d'elettricità, si osserva un'eccedenza delle esportazioni rispetto alle importazioni d'energia elettrica. Al contrario, se si esamina solo il semestre invernale, si può osservare che la Svizzera, in determinati anni, è costretta ad importare elettricità (al netto delle esportazioni) per coprire il proprio fabbisogno in energia elettrica.

Le esportazioni d'elettricità si concentrano nei periodi di tariffa alta (63% delle esportazioni avvengono negli orari di punta), mentre le importazioni si suddividono più equamente sulle fasce di produzione, con una certa dominanza dei periodi punta. In particolare, un'attività di commercio assai sviluppata consiste nell'importare energia elettrica dalla Francia durante la notte da impiegare per il pompaggio di acqua nei bacini di accumulazione, e di esportare energia elettrica nei periodi di punta diurni verso l'Italia. La differenza tra il prezzo d'acquisto

notturmo ed il prezzo di vendita diurno permette di coprire i costi delle attività di pompaggio e di ottenere un utile interessante.¹⁶

Figura 5: Saldi delle attività di import/export delle compagnie energetiche svizzere in Twh.

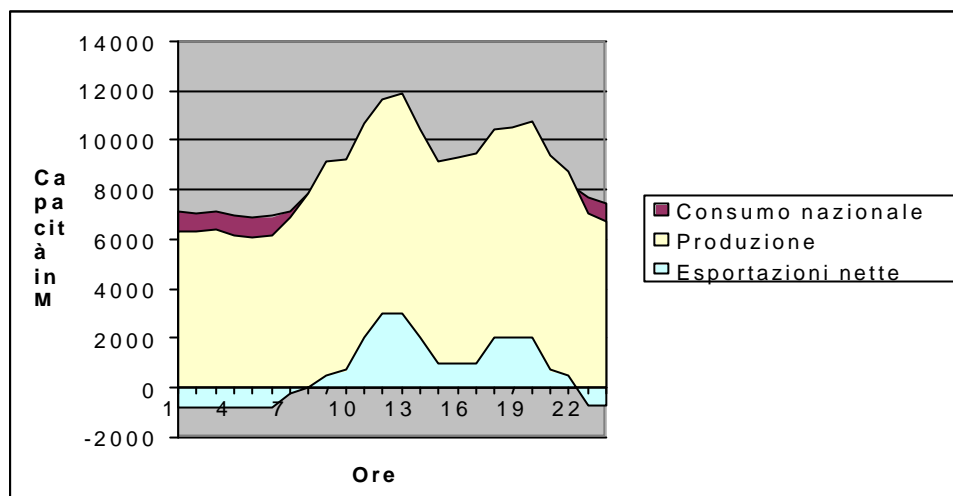


Fonte: Schweizerische Elektrizitätsstatistik, 2000, Ufficio federale dell'energia, Berna

In relazione alle attività di commercio internazionale può essere interessante analizzare l'andamento giornaliero dell'impiego della capacità produttiva. La figura 6 illustra questo andamento come pure la struttura giornaliera del commercio con l'estero. Grazie alla presenza di un importante parco d'impianti idroelettrici ad accumulazione, la Svizzera è in grado di adeguare velocemente la capacità produttiva alla domanda d'elettricità. Come illustrato dalla figura 6 la capacità può essere innalzata in poche ore da circa 6'200 MW a circa 12'000 MW.

¹⁶ A titolo di esempio, nel 2000 il prezzo medio delle importazioni d'energia era di 4.28 ct./kWh, mentre il prezzo medio delle esportazioni era di 4.50 ct./kWh (Bundesamt für Energie, 2001).

Figura 6: Tipica curva relativa alle fasce di produzione giornaliera



Fonte: Schweizerische Elektrizitätsstatistik, 2000, Ufficio federale dell'energia, Berna

3 La deregolamentazione del settore elettrico

Generalmente, l'introduzione in un settore di un processo, anche se parziale, di deregolamentazione ha come obiettivo principale quello di promuovere un miglioramento dell'efficienza economica sia da un punto di vista statico che dinamico.

Nel caso del settore dell'energia elettrica si desidera incentivare un miglioramento dell'efficienza, introducendo maggiore trasparenza dei prezzi e dando la possibilità al consumatore di scegliere liberamente il fornitore di energia elettrica e quindi l'offerta che presenta la combinazione di prezzo/qualità più conveniente. In un mercato deregolamentato, infatti, il consumatore finale può richiedere alla società elettrica locale solamente la prestazione di trasporto dell'energia elettrica acquistata altrove.¹⁷

È comunque importante ricordare che in questo settore non si può parlare di deregolamentazione totale ma solamente parziale, poiché non tutte le fasi produttive del settore elettrico (produzione, vendita, trasmissione a livello inter-regionale e distribuzione a livello locale) possono essere deregolamentate. Grazie all'evoluzione tecnologica, oggi si può introdurre la concorrenza nelle attività di produzione, vendita all'ingrosso ed al dettaglio. Le altre fasi della filiera, la trasmissione e la distribuzione di energia elettrica rimangono, a causa della loro

¹⁷ Per una presentazione generale dei vari modelli di deregolamentazione si veda Hunt e Shuttleworth (1996) e Brennan et. al. (1996).

struttura dei costi, dei “monopoli naturali”, per cui devono essere regolamentate. A questo proposito va comunque notato, che, nell’ambito dei processi di deregolamentazione, per migliorare l’efficienza produttiva del settore della trasmissione e della distribuzione si è proceduto ad introdurre nuove forme di regolamentazione più efficaci rispetto a quelle tradizionalmente adottate. Si tratta generalmente di metodi di regolamentazione basata su incentivi economici quali il *price-cap* o la *yardstick regulation*.¹⁸

Per questa ragione, sembra quasi più opportuno parlare di riforma dell’organizzazione del settore elettrico che non meramente di deregolamentazione del settore elettrico. Queste riforme si basano su due punti chiave: la deregolamentazione della produzione e del commercio dell’energia elettrica e l’introduzione di nuove forme di regolamentazione ovvero di nuove forme dell’intervento dello Stato nei settori della trasmissione e della distribuzione. Come avremo modo di precisare più avanti, per avere successo le riforme del settore elettrico necessitano un forte e moderno intervento dello Stato sia per regolamentare le attività monopolistiche del settore che per impedire comportamenti collusivi sul mercato della produzione.

Inoltre, nel disegnare ed implementare un modello di deregolamentazione non va dimenticato che il bene elettricità possiede delle caratteristiche che rendono l’introduzione di questi processi difficoltosa. Si pensi in particolare alla difficoltà di accumulare energia elettrica, al fatto che il momento di produzione deve generalmente coincidere con il momento di consumo, alla rete del sistema elettrico che per non subire delle interruzioni deve essere sempre in equilibrio, alla bassa elasticità nel breve periodo sia della domanda che dell’offerta che rende il mercato piuttosto rigido, alla presenza nella rete elettrica di cosiddetti “colli di bottiglia” vale a dire restrizioni della capacità di trasmissione oppure ai costi di produzione che possono variare fortemente da tecnologia a tecnologia.

La recente esperienza della California ci deve insegnare che un modello di riforma del settore elettrico deve essere studiato nei minimi dettagli e deve rispettare alcuni principi economici di base, pena la possibilità di sperimentare un collasso del sistema con delle conseguenze economiche notevoli.¹⁹ Ad esempio, alcuni elementi negativi del modello californiano sono l’introduzione di un prezzo massimo sul mercato all’ingrosso, l’obbligo di acquisto dell’energia elettrica prevalentemente sul mercato spot e, al contempo, il divieto di stipulare contratti

¹⁸ Per una presentazione di questi metodi di regolamentazione si veda Laffont e Tirole (1993), Shleifer (1985) e Jamasb e Pollitt (2001).

¹⁹ Per una discussione del caso californiano si veda Sioshansi (2001).

paralleli di lungo termine. La definizione di un modello di deregolamentazione non dovrebbe quindi lasciare molto spazio a soluzioni politiche di compromesso.

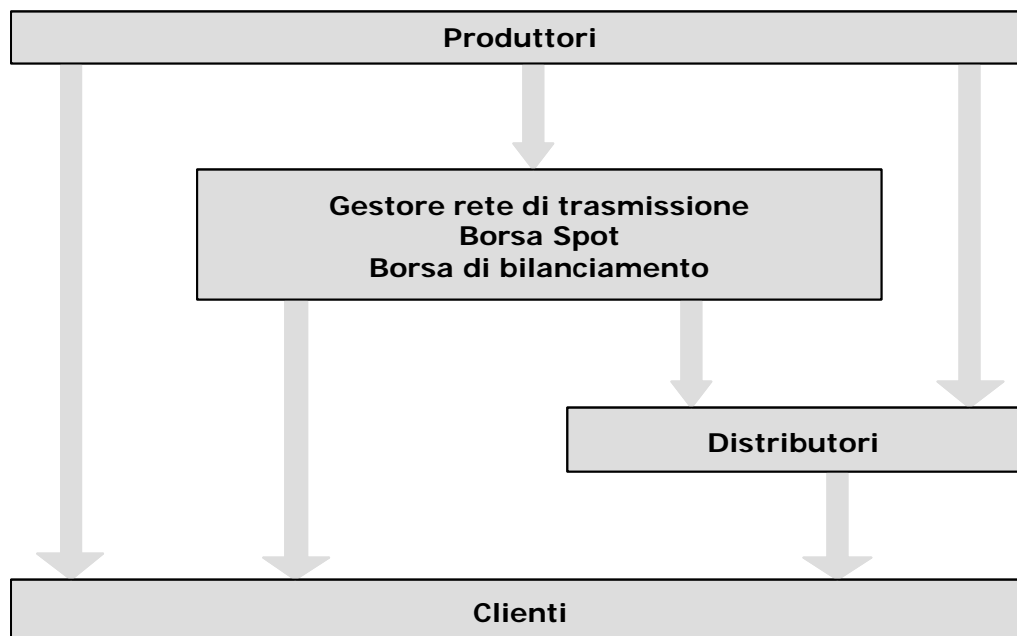
La deregolamentazione del settore elettrico è già stata introdotta in diversi paesi del mondo in forme diverse. Queste si sono sviluppate subendo anche l'influenza di specifici fattori locali. Fra questi ricordiamo la forma del territorio, il mix delle tecnologie produttive (idroelettriche, termiche, nucleari), i fattori storici, politici e culturali. Per questa ragione, i modelli di deregolamentazione introdotti nei vari paesi presentano delle differenze talvolta rilevanti. I risultati ottenuti nelle varie esperienze di deregolamentazione vanno quindi letti ed interpretati nell'ambito del loro quadro di riferimento sociale, politico e ambientale. Caratteristica comune ai diversi modelli è l'introduzione per i clienti della libertà di scelta nell'acquisto. I consumatori finali possono generalmente scegliere di:

- acquistare tramite contratti bilaterali l'elettricità dall'azienda elettrica di distribuzione locale (sistema attuale),
- acquistare tramite contratti bilaterali l'elettricità da un'altra azienda elettrica di distribuzione, direttamente dai produttori o tramite una società di broker,
- acquistare direttamente l'elettricità sulla borsa dell'energia elettrica.

Per realizzare un commercio di energia elettrica efficiente e per dare a tutti i consumatori la possibilità di scegliere il fornitore senza incorrere in costi di transazione proibitivi è necessario creare dei mercati trasparenti ed accessibili che funzionino secondo il principio della domanda e dell'offerta. In definitiva, si tratta di creare una borsa per l'energia elettrica molto simile alla borsa per le attività finanziarie. Senza questi mercati di riferimento le possibilità di scelta e di valutazione delle offerte di contratti bilaterali da parte del consumatore sarebbero molto limitate.

Nella figura 7 abbiamo voluto rappresentare in modo schematico un modello di mercato elettrico. In questo modello lo scambio di energia elettrica può avvenire tramite dei contratti bilaterali tra produttori e clienti finali oppure tra distributori e clienti finali o tramite acquisti fatti direttamente sulla borsa dell'energia elettrica.

Figura 7: Modello semplificato di mercato



Gli elementi fondamentali che dovrebbero essere contenuti in un progetto di riforma del settore elettrico sono i seguenti:

- l'introduzione del *Third Party Access* (TPA),
- l'introduzione dell'*unbundling* contabile,
- la costituzione di una società indipendente per la gestione della rete di trasmissione e del mercato spot e di bilanciamento,
- la costituzione di un mercato spot e di bilanciamento,
- la possibilità di stipulare contratti bilaterali,
- la costituzione di un'autorità di regolamentazione e di promozione della concorrenza,
- l'introduzione del principio della verità dei costi e della trasparenza dei prezzi.

Il TPA garantisce a tutti i clienti del mercato elettrico l'accesso alla rete a prezzi prestabiliti e non discriminatori. Con il TPA le reti si trasformano in *common carriers* (su questa strada si sono recentemente mosse Germania, Spagna e Regno Unito). In questa prospettiva, la vera chiave di volta per i processi di liberalizzazione in atto nell'industria elettrica riguarda la definizione di adeguate regole di accesso alle infrastrutture.

L'*unbundling* contabile coincide con la mera separazione contabile (*unbundling*) delle diverse fasi della filiera; l'impresa conserva il suo grado di integrazione verticale ma è costretta a tenere una contabilità separata dai diversi servizi

intermedi venduti ai concorrenti. Questa separazione dovrebbe permettere di calcolare in modo trasparente le tariffe di transito.

La società di rete svolge tre compiti principali: raccoglie i piani di produzione giornaliera che ogni produttore stabilisce in base ai propri contratti e alle vendite nella borsa spot a programma; gestisce la borsa spot per il bilanciamento e assicura l'affidabilità e la sicurezza del sistema. Essa organizza quindi i mercati sui quali viene contrattata l'elettricità, che sono essenzialmente:

1. Mercato spot, avente per oggetto le contrattazioni, tramite offerte competitive di vendita e di acquisto per il giorno successivo, di energia e riserva. Nel mercato spot viene definito giornalmente il prezzo dell'energia elettrica per gli scambi fisici di energia che avverranno il giorno successivo. Il prezzo orario di equilibrio è determinato sulla base dell'incontro tra le curve di domanda e di offerta di energia di tutti i partecipanti. Uno dei ruoli più importanti del mercato spot è quello di facilitare il *trading* a breve termine attraverso il ricorso a prodotti standardizzati che consentono di realizzare l'equilibrio tra energia elettrica acquistata ed energia venduta. Inoltre, la borsa si propone di promuovere uno scambio delle informazioni, di favorire la competizione e la trasparenza nelle transazioni. Ciò presuppone quindi che la borsa:
 - si presenti come un mercato neutrale in cui tutti i partecipanti al trading abbiano uguali termini e condizioni;
 - sia una controparte che garantisca a fornitori e acquirenti la riservatezza sulle informazioni relative alle transazioni condotte;
 - fornisca un facile accesso a bassi costi di transazione;
 - fornisca un prezzo equo e di riferimento per l'intero mercato dell'energia.
2. Mercato di bilanciamento, avente per oggetto la contrattazione di riduzioni e aumenti sia della produzione che dei consumi, allo scopo di bilanciare in tempo reale domanda ed offerta di energia.

Da notare, che in alcune esperienze internazionali di deregolamentazione del settore elettrico è stato istituito un mercato della capacità di produzione atto a garantire che nel lungo periodo la capacità di generazione sia in grado di fronteggiare la domanda di energia elettrica. In linea di massima, in un mercato perfettamente funzionante i segnali di prezzo che si determinano sui mercati giornalieri sono sufficienti per indurre la costruzione di nuova capacità di generazione o anche la trasformazione della capacità di generazione esistente in misura e secondo modalità adeguate al soddisfacimento della domanda. Non sarebbe quindi necessario alcun intervento di regolazione finalizzato ad assicurare coe-

renza tra offerta e domanda nel lungo termine. Tuttavia, imperfezioni nei mercati dei finanziamenti e del rischio potrebbero ostacolare il tempestivo adeguamento della capacità produttiva alla domanda.

In un mercato deregolamentato le decisioni riguardanti la costruzione di nuovi impianti, il potenziamento o la dismissione di quelli esistenti sono quindi prese in base ai prezzi di mercato dai produttori, che si assumono anche il relativo rischio industriale. Dato che attualmente a livello europeo sussiste una situazione di mercato caratterizzata da un eccesso di capacità nella produzione di energia elettrica, la verifica del funzionamento del prezzo di mercato quale segnale efficace per le decisioni d'investimento in nuovi impianti rimane, a nostro avviso, una questione ancora aperta. L'istituzione di mercati per la capacità produttiva sembra una soluzione interessante per ridurre il rischio di incorrere in situazioni di chiara difficoltà nell'approvvigionamento in energia elettrica.

Come abbiamo già avuto modo di precisare, la riforma del settore elettrico prevede l'introduzione della concorrenza nelle attività di produzione e commercio, mentre le attività di trasmissione e distribuzione rimangono dei monopoli naturali da regolamentare. Questa situazione rende necessaria la presenza di adeguate istituzioni di regolazione del servizio. Inoltre, queste autorità di regolazione, data la generale alta concentrazione presente nelle attività di produzione e le particolari caratteristiche del bene elettricità, dovrebbero controllare la concorrenza e segnalare all'Autorità garante della concorrenza eventuali comportamenti collusivi. È quindi evidente come la riforma del settore elettrico non coincida con l'assenza o la dismissione dello Stato dal medesimo; al contrario, lo Stato deve assicurare una presenza forte sia in termini di regolazione tariffaria (definizione delle tariffe di transito) sia in termini di impedimento e limitazione di comportamenti potenzialmente collusivi. A questo proposito, alcuni studi recenti hanno mostrato empiricamente come i mercati dell'energia elettrica possano essere caratterizzati da comportamenti collusivi e quindi anticompetitivi.²⁰ A titolo d'esempio, in un recente articolo Newbery (2002) mostra i potenziali problemi che potrebbero sorgere nell'implementazione di processi di riforma del settore elettrico a livello europeo che non prevedano l'istituzione di una forte autorità di regolazione e controllo. In generale, è quindi importante prevedere nelle riforme di questo settore l'istituzione di un'autorità forte ed indipendente con funzioni di regolazione e di controllo dei settori dell'energia elettrica. Le autorità di regolamentazione e controllo potrebbero altresì tentare di "internalizzare" i costi esterni di produzione, assicurando una maggiore aderenza dei prezzi ai costi marginali

²⁰ Si veda a questo proposito Newbery (2002), Brennan and Melanie (1998) e Newbery (1995).

sociali e quindi il rispetto del principio della verità dei costi, così importante per garantire tramite il mercato un'allocazione efficiente delle risorse.

4 La legge svizzera sul mercato elettrico (LMEE)

Con l'eventuale adozione della legge di riforma del mercato dell'energia elettrica (LMEE) il settore elettrico svizzero inizierebbe a muoversi in una prospettiva di liberalizzazione.

La legge di riforma del settore elettrico svizzero ridefinisce l'intero sistema di regolazione ed il punto chiave è costituito dalla previsione di un sistema di accesso indiscriminato alla rete di trasmissione e distribuzione, fasi che continuano a presentare la connotazione di servizio pubblico.

In particolare la LMEE prevede:

- Libertà di scelta del produttore: I consumatori avranno in futuro la possibilità di scegliere presso quale impresa (svizzera o europea) acquistare l'energia elettrica. In sostanza, la legge prevede di introdurre un sistema di libera concorrenza nel settore della produzione e del commercio dell'energia elettrica. I consumatori dovranno comunque acquistare i servizi di trasporto dalle imprese di distribuzione che continuano ad operare in situazione di monopolio.
- Introduzione del diritto d'accesso alle reti: un sistema di accesso regolato alla rete (Third Party Access, TPA) rappresenta l'elemento chiave della proposta di legge; le società di distribuzione sono obbligate – salvo quando si presentano difficoltà tecniche – a garantire l'accesso indiscriminato alla loro rete di distribuzione. Il prezzo per l'utilizzo della rete è determinato dal punto di connessione alla rete di distribuzione (il cosiddetto modello "francobollo"). Il prezzo per l'utilizzo della rete può variare da regione a regione, a dipendenza della struttura dei costi della società di trasmissione e distribuzione.
- Separazione delle attività di trasmissione: la separazione societaria delle attività di trasmissione ad alta tensione dalle altre attività. La società che possiede la rete di trasmissione ad alto voltaggio verrà successivamente dismessa dalle 7 società (Ueberlandwerke) che attualmente la possiedono;

conseguentemente, si avrà una compagnia di rete a capitale misto che funzionerà come un operatore indipendente di sistema (ISO);

- Separazione contabile: la separazione contabile delle attività di generazione e distribuzione/vendita dalle attività non correlate all'energia elettrica;
- Commissione Arbitrale: la creazione di una Commissione Arbitrale, che opererà come agente indipendente e che avrà responsabilità in materia di controllo delle tariffe di trasmissione e distribuzione. Non è quindi prevista l'istituzione di una forte ed indipendente autorità specifica di regolamentazione e controllo simile a quella presente in altri paesi europei, ad esempio in Italia. Le possibilità d'intervento della Commissione Arbitrale, definite nell'ordinanza della legge, sono, a nostro avviso, da giudicare piuttosto deboli, in particolare perché si limitano a degli interventi "ex-post" e non, come auspicato dalla teoria della regolamentazione, ex-ante. Inoltre, il controllo ex post della politica delle tariffe di oltre mille imprese di distribuzione potrebbe risultare inefficace. Per quanto concerne le attività di controllo di eventuali comportamenti collusivi e quindi anticompetitivi da parte delle aziende di produzione che dominano il mercato, la LMEE prevede di affidarle all'Ufficio federale dell'energia in collaborazione con la Commissione della concorrenza. Siamo dell'opinione, che l'attuale versione di legge per la riforma del mercato non contiene una proposta efficace e moderna per l'istituzione di un'autorità di regolamentazione e controllo.
- Contratti bilaterali: la creazione di un sistema di contrattazione bilaterale tra venditori e compratori. Si tratta quindi di un sistema che non prevede, da un punto di vista istituzionale, la creazione di una borsa elettronica, già realizzata in altri paesi, bensì di un mercato basato principalmente sui contratti bilaterali. In realtà, in una prospettiva di apertura del mercato, vi sono diversi motivi a sostegno dell'introduzione di un modello di borsa per la contrattazione dell'energia elettrica. In primo luogo, la sua semplicità facilita l'accostamento al mercato di tutti gli operatori, anche quelli di limitate dimensioni; in secondo luogo, conduce in maniera trasparente alla determinazione di un valore certo ed unico del prezzo dell'energia elettrica scambiata in un determinato lasso di tempo. La riduzione delle incertezze in materia di determinazione dei prezzi avrebbe dei riflessi positivi in termini di incentivazione all'effettuazione di nuovi investimenti da parte delle aziende, certe di poter contare su adeguati ritorni economici e finanziari

degli investimenti medesimi. Nel dettaglio, l'assenza di un mercato spot, di un mercato di bilanciamento e di un mercato della capacità di riserva si frappone alla definizione di prezzi di lungo periodo, cruciali ai fini della formulazione di adeguate ipotesi di investimento in capacità produttiva. L'ostacolo potrebbe essere aggirato qualora gli operatori svizzeri potessero approvvigionarsi senza problemi presso mercati spot e della capacità di riserva europei; allo stato attuale, comunque, si tratta di istituzioni ancora poco diffuse. Inoltre, non bisogna sottovalutare la presenza a livello europeo di una serie di limiti connessi ai potenziali vincoli di capacità della rete di trasmissione che potrebbero condizionare negativamente il commercio dell'energia elettrica da e verso la Svizzera.

- Sostegno delle risorse rinnovabili: sono previste misure di sostegno e incremento della quota di mercato delle risorse rinnovabili (impianti con una potenza inferiore a 1 MW, impianti idroelettrici con una potenza inferiore a 500 kW); le risorse rinnovabili hanno diritto all'accesso gratuito alla rete di distribuzione durante un periodo di transizione di 10 anni. Tali misure dovrebbero comunque essere integrate da un'adeguata politica di internalizzazione delle esternalità negative o, più in generale, un processo di riforma fiscale ed ecologica declinato a livello federale. Tale riforma, infatti, consentirebbe di definire un sistema di prezzi che includa anche i costi ambientali, col risultato che l'incentivazione all'utilizzo delle fonti rinnovabili passerebbe attraverso una più realistica e meno distorsiva modulazione dei prezzi piuttosto che attraverso l'utilizzo di misure incentivanti ad hoc di carattere contingente. L'introduzione del principio della verità dei costi non è quindi prevista nella LMEE.
- Retribuzioni per il transito: le tariffe di transito di energia elettrica sono pubbliche e il loro livello può essere oggetto d'indagine della Commissione Arbitrale; la fatturazione ai consumatori finali è resa trasparente e comparabile. Inoltre, nei primi sei anni dall'entrata in vigore della LMEE, le retribuzioni per il transito non possono subire aumenti. Non viene comunque specificato in modo chiaro la definizione della tariffa al tempo zero (coincidente con l'anno di entrata in vigore della legge).
- Servizio pubblico: La LMEE tutela e garantisce il servizio universale già all'art. 1 laddove dispone che "la presente legge (.....) stabilisce le condizioni quadro per garantire un approvvigionamento in energia elettrica affi-

dabile e finanziariamente accessibile in tutto il paese". Negli articoli successivi vengono disciplinati altri aspetti caratterizzanti il servizio universale quali il trattamento non discriminatorio, l'allacciamento e la sicurezza della rete, l'approvvigionamento e la definizione delle tariffe per i clienti vincolati. In particolare, per quanto concerne il transito di energia elettrica, la LMEE dispone che "I Cantoni adottano le misure adeguate per armonizzare differenze sproporzionate tra le retribuzioni per il transito di energia elettrica sul loro territorio. (...)" (art. 6/5). Paradossalmente, gli articoli di legge della LMEE riguardanti il servizio pubblico potrebbe portare ad una maggiore uniformità delle tariffe.

Tabella 6: Lista delle prestazioni e degli articoli a tutela del concetto di servizio pubblico

Lista prestazioni servizio pubblico	Articoli articoli a tutela del concetto di servizio pubblico.
Trattamento non discriminatorio	Art. 5
Allacciamento alla rete	Art. 11
Rete sicura	Art. 10
Approvvigionamento in energia elettrica	Il mercato dovrebbe assicurare l'approvvigionamento
Tasse di allacciamento	Art. 32 ed in parte Art. 6
Retribuzione per il transito di energia elettrica	Art. 6
Prezzo energia elettrica	Il mercato definisce i prezzi

La percentuale di apertura del mercato é legata alla definizione della soglia di eleggibilità per i clienti liberi. In sostanza, il processo di apertura si articola come segue:

Tabella 7: Fasi di apertura del mercato elettrico svizzero.

Periodo transitorio		A regime
Soglia di eleggibilità: All'entrata in vigore della legge	3 anni dopo	6 anni dopo
<ul style="list-style-type: none"> • Consumatori il cui consumo finale annuo supera i 20 GWh • Aziende di approvvigionamento, in ragione: <ul style="list-style-type: none"> - del 20% dello smercio diretto annuo a clienti vincolati - delle quantità che forniscono direttamente o indirettamente a coloro che beneficiano del diritto di transito - dell'energia in eccesso che devono accettare dai produttori indipendenti • produttori ed aziende di approvvigionamento che producono elettricità da fonte rinnovabile (escluso le aziende idroelettriche con potenza lorda superiore a 1 MW) 	<ul style="list-style-type: none"> • Consumatori il cui consumo finale annuo supera i 10 GWh • Aziende di approvvigionamento, in ragione del 40% dello smercio diretto annuo a clienti vincolati 	<p>È garantito il diritto di transito illimitato a:</p> <ul style="list-style-type: none"> • Consumatori finali • Produttori • Aziende di approvvigionamento • Aziende che commerciano in energia elettrica

- Privatizzazioni: La LMEE non contiene nessuna disposizione per quanto concerne l'eventuale spinta al processo di privatizzazione delle aziende elettriche, vale a dire al trasferimento tramite vendita delle aziende di proprietà pubblica ad investitori privati. Va comunque sottolineato come con la deregolamentazione molte aziende pubbliche si troveranno ad operare in situazioni di concorrenza. In questo rinnovato contesto, queste aziende saranno chiamate a riorganizzarsi in modo da poter essere competitive sul mercato e quindi garantire l'esistenza delle aziende stesse. Una delle modalità riorganizzative scelte negli ultimi anni da molte aziende é costituita dalla trasformazione della natura giuridica (da impresa municipalizzata/cantonale a società anonima) senza trasferimento della proprietà dall'operatore pubblico a quello privato. Le strategie di privatizzazione che prevedono la vendita a privati delle aziende di distribuzione devono essere valutate in modo attento e critico. Infatti, in assenza di una forte autorità di regolamentazione il monopolista privato potrebbe tentare di aumentare le tariffe di transito e distribuzione dell'energia elettrica catturando così buona parte della rendita di monopolio.

A questo punto, può essere interessante verificare se l'attuale proposta della LMEE contiene tutti gli elementi fondamentali che, da un punto di vista economico, dovrebbero essere considerati in un progetto di riforma del settore elettrico. Nella tabella 8 viene presentato il risultato di una verifica di questi elementi fondamentali presentati nella sezione precedente.

Dalla tabella si può notare come la LMEE sia carente almeno su tre punti: a) non è prevista esplicitamente l'istituzione di un mercato spot, di bilanciamento e della capacità di riserva; b) non è prevista l'istituzione di una specifica e forte autorità di regolamentazione e controllo della concorrenza; c) non è prevista l'introduzione del principio della verità dei costi, vale a dire la considerazione dei costi ambientali nei prezzi di mercato. Per evitare di passare da una situazione di monopolio controllato dallo Stato ad una situazione dove poche grandi imprese controllano il mercato è importante, e le esperienze estere lo insegnano, creare un'autorità specifica per il mercato dell'energia.

Tabella 8: Elementi fondamentali e la LMEE

Elemento fondamentale	Presente nella LMEE?
<i>Third Party Access</i> (TPA)	Presente
<i>Unbundling</i> contabile delle aziende	Presente
Possibilità di stipulare contratti bilaterali	Presente
Mercato spot, di bilanciamento e della capacità di riserva	Non esplicitamente
Società indipendente per la gestione della rete di trasmissione	Presente
Autorità specifica di regolamentazione e controllo della concorrenza	Non è prevista un'autorità specifica forte; soluzione proposta inefficace
Principio della verità dei costi e della trasparenza dei prezzi	Presente la trasparenza dei prezzi; non presente il principio della verità dei costi; presenti misure di sostegno parziali per alcune fonti rinnovabili

5 Struttura dei costi e competitività dell'industria idroelettrica

In relazione al crescente livello di liberalizzazione del settore a livello europeo e alla possibile adozione a livello svizzero della LMEE, diversi operatori prospettano una diminuzione del prezzo dell'energia elettrica, e quindi effetti negativi sulla redditività e sulle performance finanziarie delle imprese di produzione, particolarmente quelle idroelettriche.

La fase con prezzi a livello di produzione in diminuzione è prevista soprattutto a breve termine, a seguito delle attuali sovra-capacità produttive presenti

nell'Europa centro-occidentale. Va comunque sottolineato come nel lungo termine il ridimensionamento delle capacità produttive a livello europeo determinato, ad esempio, dalla dismissione della produzione di energia elettrica da centrali nucleari di alcuni paesi, e la crescita della domanda di energia elettrica, in particolare nei paesi dell'Europa orientale, dovrebbero determinare un aumento dei prezzi di mercato.²¹

A questo punto può essere interessante in via del tutto preliminare analizzare l'impatto a breve-medio termine della liberalizzazione del mercato dell'energia elettrica sul grado di competitività del settore di produzione più importante a livello svizzero, vale a dire il settore idroelettrico. L'approccio utilizzato per l'analisi della competitività a breve-medio termine si basa sulla comparazione degli attuali costi del servizio con i prezzi futuri dell'elettricità ed ha ad oggetto un campione di 46 imprese idroelettriche svizzere. Questo confronto consente di valutare la competitività delle imprese medesime: infatti, un'impresa è competitiva nel breve-medio periodo se il prezzo di mercato è uguale o superiore al costo medio variabile.

La nostra analisi si basa sull'assunto che la struttura dei costi delle imprese rimanga sostanzialmente invariata almeno per i prossimi 10 anni. Questa ipotesi non sembra particolarmente forzata in quanto negli ultimi anni, in vista dell'ormai inevitabile apertura del mercato, le aziende hanno registrato importanti guadagni in termini di efficienza ed i costi operativi (salari e stipendi, manutenzione) hanno registrato una significativa diminuzione. Inoltre, si segnala lo sfruttamento delle potenzialità connesse alla riduzione del costo del capitale. I produttori, infatti, hanno attuato una straordinaria politica di ammortamenti, temendo che in un mercato liberalizzato i prezzi non sarebbero stati sufficientemente alti da consentire di ammortizzare gli impianti. D'altro canto, le imprese sono in gran parte incapaci di ridurre gli oneri finanziari su capitale di terzi, in quanto il tasso d'interesse è fissato dal mercato dei capitali. Di conseguenza si osserva come gli oneri finanziari variano secondo l'andamento del tasso d'interesse. Infine, il fatto che la maggior parte delle imprese idroelettriche di produzione effettuerà prevedibilmente gli investimenti connessi al rinnovo degli

²¹ Per quanto concerne la formulazione di ipotesi in merito alla possibile evoluzione dei prezzi a livello di consumatore finale, una corretta analisi deve tenere in adeguata considerazione la già accennata forte eterogeneità delle tariffe locali attuali. In sostanza, per le economie domestiche svizzere il processo di deregolamentazione dovrebbe condurre, da un lato, ad una riduzione del livello dei prezzi nelle regioni caratterizzate da prezzi elevati, dall'altro, nelle regioni in cui i prezzi sono già competitivi, il livello di questi ultimi potrebbe rimanere sostanzialmente invariato o, in virtù di un processo di livellamento nazionale, aumentare leggermente.

impianti solo attorno al 2020 enfatizza l'interesse e la correttezza scientifica del nostro approccio.

5.1 Il campione utilizzato nell'analisi

L'analisi è stata condotta sulla base delle informazioni tecniche ed economiche di un campione di imprese di produzione idroelettrica.²² Il campione include 46 imprese per un totale di 125 impianti di produzione.

Le informazioni economiche sono state tratte dai rapporti annuali di gestione dei produttori per un periodo di quattro anni (1990, 1995, 1997 e 1999), mentre i dati tecnici sono tratti dalle statistiche federali e si riferiscono al 1999.

Una delle maggiori difficoltà incontrate nello studio ha coinciso con l'individuazione di un omogeneo criterio di classificazione delle imprese che generano elettricità da diversi impianti di produzione in una specifica categoria idroelettrica.

In generale, il criterio di classificazione utilizzato ha contemplato l'individuazione delle seguenti categorie:

1. Produttori idroelettrici con una capacità installata compresa tra 1 e 10 MW. Questa categoria include tutte le imprese che generano più del 50% della loro produzione mediante impianti aventi una capacità installata compresa tra 1 e 10 MW. Di norma, le imprese appartenenti a questa categoria sono caratterizzate da costi di investimento specifici (costo per kW installato) particolarmente elevati e, conseguentemente, è opportuno analizzarle separatamente.
2. Imprese di produzione ad acqua fluente (con un dislivello tra la presa d'acqua e le turbine inferiore ai 25 m). Questa categoria include le imprese che generano più del 50% della loro produzione utilizzando centrali ad acqua fluente caratterizzate da un dislivello tra la presa d'acqua e le turbine inferiore ai 25 m. Tali impianti di regola non hanno bacini di accumulazione e, conseguentemente, devono produrre costantemente, in relazione ai flussi idrografici stagionali ed annuali. Questo tipo di imprese sono solitamente collocate in pianura.

²² Dal *dataset* originale si è provveduto ad eliminare le imprese che operavano sia nel campo della produzione che in quello della distribuzione in quanto, allo stato attuale, risulta impossibile determinare la quota di costo di ciascuna delle suddette attività.

3. Imprese di produzione ad acqua fluente (con un dislivello tra la presa d'acqua e le turbine superiore ai 25 m). Questa categoria include le imprese che generano più del 50% della loro produzione utilizzando centrali ad acqua fluente caratterizzate da un dislivello tra la presa d'acqua e le turbine superiore ai 25 m. Questa categoria comprende buona parte degli impianti che si trovano nelle regioni montuose. La loro produzione si caratterizza per una maggiore intensità durante il periodo estivo (in quanto i flussi provenienti dai fiumi di montagna sono particolarmente intensi).
4. Imprese che utilizzano bacini di accumulazione privi di pompe. Questa categoria comprende tutte quelle imprese che generano più del 50% della loro produzione utilizzando impianti/bacini di accumulazione stagionali classici. Sono di norma ubicati nelle regioni alpine. I costi di investimento specifici sono significativamente superiori rispetto a quelli delle imprese ad acqua fluente. Tali costi addizionali vengono comunque compensati dalla possibilità di focalizzare la produzione nei periodi di domanda on peak.
5. Imprese che utilizzano bacini di accumulazione dotati di pompe. Le imprese incluse in questa categoria utilizzano pompe per il pompaggio di acqua nei bacini di accumulazione la cui capacità raggiunge più dell'8% della capacità delle turbine. Generalmente queste aziende pompano acqua durante la notte per produrre energia elettrica durante il giorno. La presenza delle pompe ha un impatto sui costi di investimento; dall'altro lato, l'acqua immessa nei bacini durante i periodi off peak può essere utilizzata per generare elettricità durante i periodi on peak, aumentando i ricavi dell'impresa.

Tabella 9: Caratteristiche del campione

	N° Imprese	N° impianti	Capacità installata media in MW	Output medio in GWh
1 - 10 MW	5	8	5	24
Ad acqua fluente (dislivello < 25 m)	7	8	59	346
Ad acqua fluente (dislivello > 25 m)	11	27	91	342
Accumulazione senza pompe	11	27	217	434
Accumulazione con pompe	12	58	553	884
Totale campione	46	125	185*	406*
Totale Svizzera	311	525	45*	110*

* valori medi

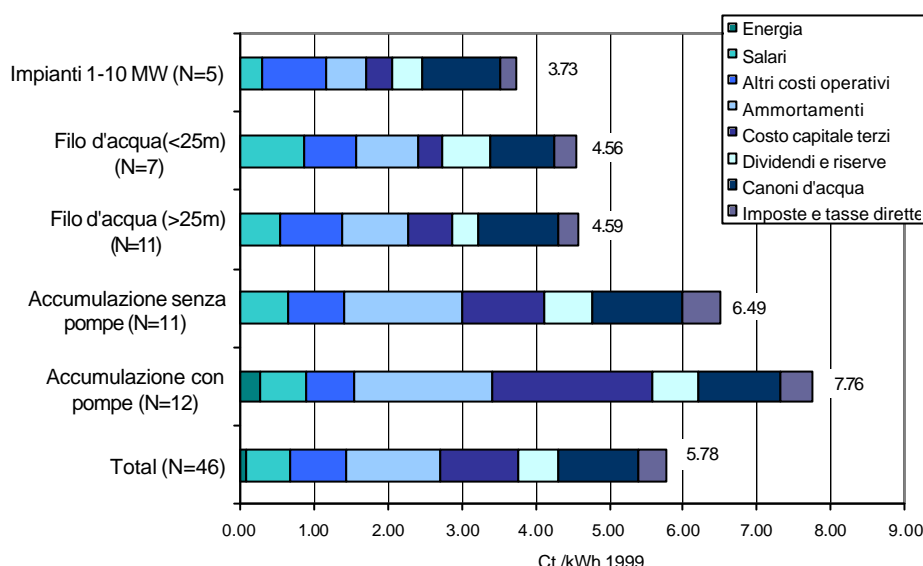
Considerando che in Svizzera esistono 525 impianti di produzione idroelettrica con una capacità superiore a 1 MW, il nostro campione include circa un quarto del totale degli impianti. La tabella 5 illustra come la dimensione media degli impianti considerati nel campione sia notevolmente superiore alla media svizzera (185 MW contro 45 MW, considerando solo gli impianti con capacità superiore a 1 MW). Di riflesso, anche la capacità media di generazione degli impianti considerati è decisamente superiore alla media (campione: 406 GWh, media svizzera: 110 GWh). Nel complesso, gli impianti di generazione inclusi nel campione coprono più del 60% della produzione totale svizzera. Per quanto concerne le differenti categorie, gli impianti di accumulazione dotati di pompe hanno la più elevata capacità media (553 MW) e produzione annua totale (884 GWh). Al contrario, gli impianti di accumulazione privi di pompe inclusi nel campione sono significativamente più piccoli, e producono circa la metà dell'output degli impianti con pompe. Entrambe le categorie di imprese con impianti ad acqua fluente presentano livello di produzione simili, nonostante si possano osservare alcune differenze in termini di capacità media. Infine, la capacità media installata così come il livello medio di output degli impianti tra 1 e 10 MW sono decisamente bassi.

5.2 Attuale struttura dei costi

Il grafico 2 illustra la struttura dei costi per le 5 categorie di impianti di produzione idroelettrica. Gli impianti con una capacità compresa tra 1 e 10 MW presentano i minori costi per kWh. Inoltre, si può osservare che i costi per kWh degli impianti ad acqua fluente sono inferiori ai costi medi di produzione su tutte

le categorie d'impianti. Al contrario, il costo di produzione degli impianti idroelettrici con bacini di accumulazione presentano valori superiori alla media.

Figura 8: Struttura dei costi delle aziende del campione



Per tutte le categorie, il costo di produzione variabile (relativo a salari e stipendi ed altri costi operativi) ammonta a circa il 27% del costo di produzione totale, mentre il 46% si riferisce al costo del capitale (oneri finanziari, ammortamenti, assegnazioni alle riserve legali). Questa percentuale è più elevata per gli impianti di produzione dotati di pompe (fortemente *capital-intensive*), laddove questi costi sono responsabili per oltre il 50% dei costi di produzione totali.

Infine, il 27% dei costi totali di produzione sono riconducibili ai canoni d'acqua, alle tasse ed imposte. Questa quota è elevata per quegli impianti con costi operativi e del capitale bassi (impianti con capacità installata compresa tra 1 e 10 MW) e per gli impianti ad acqua fluente.

5.3 Confronto dei costi di produzione con i prezzi attesi

Questa parte del lavoro costituisce il fulcro della nostra analisi, ed è dedicata all'analisi della competitività delle aziende idroelettriche svizzere a breve-medio termine, vale a dire durante un periodo nel quale non sono previsti importanti lavori di rinnovo degli impianti. A tal fine, si è provveduto a comparare i costi specifici attuali delle imprese idroelettriche del nostro campione con i prezzi dell'elettricità attesi per i prossimi anni. Nella tabella 10 sono presentati i prezzi previsti sul mercato europeo di riferimento. Va comunque sottolineato come la previsione di questi prezzi sia legata ad un elevato grado di incertezza, dovuta

alla mancanza d'informazioni e di precisi scenari concernenti gli sviluppi dei processi di deregolamentazione del settore a livello nazionale e del processo tecnologico. Ricordiamo che la teoria microeconomica ci insegna infatti che, nel breve-medio periodo, le imprese idroelettriche opereranno sul mercato fino a quando i prezzi di mercato copriranno almeno il costo variabile di produzione.

Tabella 10: Previsione dei prezzi dell'elettricità (corto – medio termine)

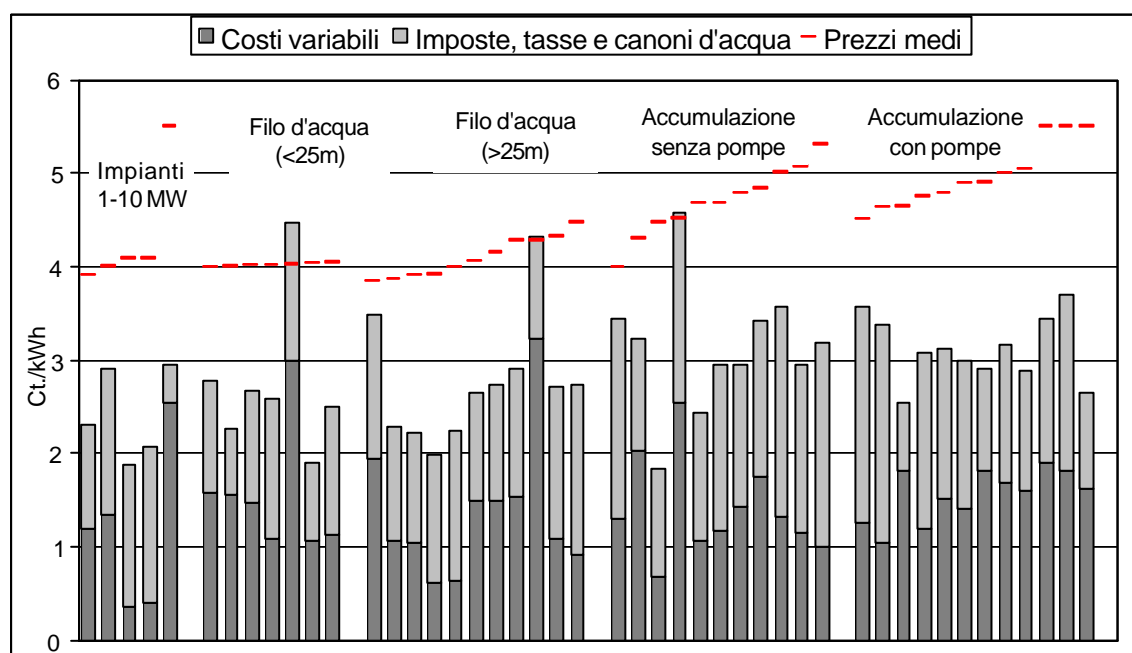
Periodo	On peak (Cts/kWh)	Off peak (Cts/kWh)
2003-07	5-6	3-4

Fonte: Econcept (1997) e informazioni di alcuni produttori svizzeri

Sulla base del nostro campione, è possibile analizzare più dettagliatamente i costi di produzione ed i prezzi medi di ogni impresa.

Il figura 9 illustra i costi variabili di produzione, i costi connessi al pagamento di canoni d'acqua ed imposte nonché il prezzo medio di mercato delle imprese.

Figura 9: Confronto tra i costi variabili (senza costo del capitale) e i prezzi medi previsti di mercato.



Per gli impianti ad accumulazione abbiamo ipotizzato una situazione di produzione ottimale, per cui la produzione avviene principalmente nei periodi "on peak" e solo secondariamente nei periodi "off peak". Le centrali ad acqua fluente non riescono ad adattare la loro produzione ai differenti periodi di carico; conseguentemente, abbiamo assunto una struttura di produzione giornaliera ed annua

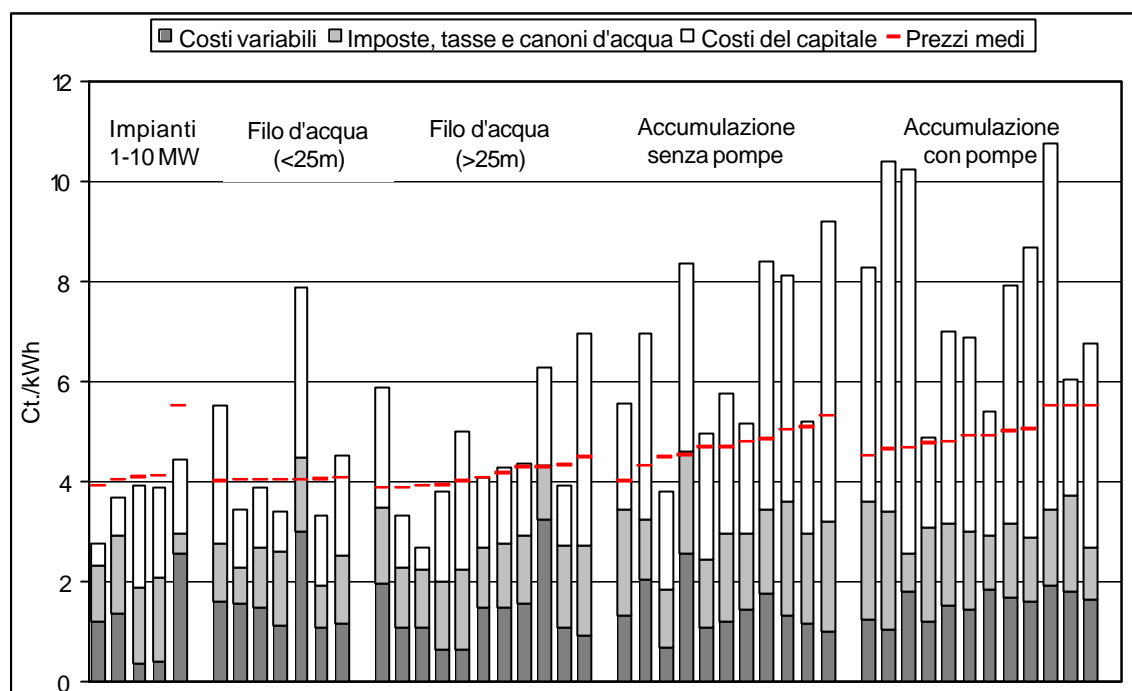
costante. Nell'analisi si assume che l'output per ciascun periodo venga venduto al corrispondente prezzo di mercato.

Paragonando i prezzi attesi con i costi variabili di produzione (inclusi canoni d'acqua ed imposte) si può osservare come la grande maggioranza delle imprese sarà in grado di coprire almeno i costi variabili. Un'eccezione sono i produttori con costi operativi specifici particolarmente elevati che possibilmente avranno delle difficoltà a coprire i costi variabili.

Dato che gli impianti di produzione più piccoli (con capacità compresa tra 1 e 10 MW) hanno costi operativi decisamente bassi, non dovrebbero avere problemi a coprire i costi variabili nel breve-medio periodo; la stessa situazione la troviamo per gli impianti ad accumulazione senza pompe. Infatti, nonostante questi ultimi presentino costi operativi particolarmente elevati, i prezzi di mercato a cui riusciranno a vendere il loro output sono comunque superiori a quelli applicabili all'output delle centrali ad acqua fluente. Le altre categorie comprendono solo poche imprese con costi variabili superiori o comunque vicini al prezzo medio. Per la maggior parte delle imprese, le differenze tra costi variabili specifici e prezzi é sufficientemente alta da consentire piccole variazioni nel livello dei prezzi o dei costi senza determinare alcun impatto sulla decisione di produrre o meno nel breve –medio periodo.

Includendo il costo del capitale la situazione cambia drasticamente, evidenziando un mutamento delle performance economiche delle imprese. Da notare, che il costo del capitale riportato nella figura 10 è stato calcolato considerando l'ammortamento contabile e non quello economico, per il quale non vi sono dati a disposizione. Impiegando l'ammortamento contabile vi è il rischio di sovra- o sottovalutare il costo del capitale.

Figura 10: Confronto tra i costi delle aziende idroelettriche (comprensivi del costo del capitale) ed i previsti prezzi medi di mercato.



I costi specifici raffigurati nella figura 10 mostrano che alcune imprese non saranno in grado di coprire i loro costi del capitale. In particolare, per quanto riguarda gli impianti ad accumulazione dotati di pompe (fortemente *capital intensive*), i prezzi di mercato di breve-medio termine previsti potranno comportare importanti *stranded investments*.

L'importanza del costo del capitale e la rilevanza della variabile investimenti é sottolineata anche dalle conclusioni contenute in un precedente lavoro commissionato dall'Ufficio Federale. Come già accennato, ampliando l'orizzonte dell'analisi al medio-lungo periodo, si rileva come la configurazione ed il grado di regolazione/deregolamentazione del settore influenzino significativamente la capacità ed opportunità di effettuare nuovi investimenti e, conseguentemente, il valore delle aziende.

6 Conclusioni

Nella prima parte di questo lavoro abbiamo voluto analizzare l'industria elettrica svizzera ed i punti salienti dell'attuale progetto di riforma. Da questa analisi possiamo trarre le seguenti conclusioni:

- Il settore elettrico svizzero è caratterizzato dalla presenza di inefficienze di scala (aziende di distribuzione troppo piccole), da una forte eterogeneità regionale delle tariffe, da una forte concentrazione nel settore della produzione e in parte nella distribuzione. Si tratta quindi di un settore elettrico che presenta significativi problemi sia di efficienza che di equità territoriale.
- Definire e implementare un processo ottimale di riforma del settore elettrico è, viste le particolarità del bene elettricità, un compito difficile ed impegnativo. Per essere efficace e sostenibile un progetto di riforma dovrebbe contenere i seguenti elementi fondamentali:
 - l'introduzione del *Third Party Access* (TPA);
 - l'introduzione dell'*unbundling* contabile;
 - la costituzione di una società indipendente per la gestione della rete di trasmissione e del mercato spot e di bilanciamento;
 - la costituzione di un mercato spot e di bilanciamento;
 - la possibilità di stipulare contratti bilaterali;
 - la costituzione di un'autorità forte di regolamentazione e controllo della concorrenza;
 - l'introduzione del principio della verità dei costi e della trasparenza dei prezzi.
- L'attuale proposta di legge (LMEE) per la riforma del settore elettrico svizzero non contiene in modo chiaro tutti gli elementi fondamentali sopraelencati. In particolare, da notare la mancanza di un'autorità specifica di regolamentazione e controllo della concorrenza.

Nella seconda parte del lavoro abbiamo analizzato le implicazioni a breve-medio termine della deregolamentazione del settore elettrico per le centrali idroelettriche.

Un'analisi della struttura dei costi degli impianti idroelettrici e la successiva comparazione della medesima con i prezzi dell'elettricità attesi nel breve-medio termine, tenendo costanti i costi di produzione, ha portato alle seguenti conclusioni:

- Nel breve-medio periodo, solo un numero molto basso di produttori avrà difficoltà finanziarie a coprire i costi operativi (costi variabili). Conseguen-

temente, la maggior parte delle imprese idroelettriche svizzere potrà continuare la propria attività;

- Nel breve-medio periodo alcuni impianti di produzione non saranno in grado di coprire integralmente i costi di produzione; si tratta, in particolare, di impianti idroelettrici capital intensive (ad accumulazione dotati di pompe);
- Le aspettative sui prezzi dell'elettricità per il lungo periodo saranno decisive per le decisioni di effettuare investimenti di rinnovo degli impianti.

Nel complesso, quindi, l'analisi effettuata consente di prevedere che l'impatto della deregolamentazione del mercato elettrico non dovrebbe determinare ripercussioni particolarmente negative sul tessuto produttivo energetico del paese nel breve-medio periodo.

È comunque opportuno sottolineare l'estrema importanza di un'accurata definizione dei piani di produzione delle imprese, con particolare attenzione alla modulazione della produzione tra le fasi di on peak ed off peak. Inoltre, la forte incidenza dei costi del capitale sulla reale competitività delle aziende idroelettriche induce a ritenere che, nel lungo periodo, la sostenibilità sul mercato delle aziende medesime sarà inesorabilmente legata alla capacità dei produttori di rinnovare e reinvestire negli impianti. Tali investimenti risponderanno alla logica della diminuzione dei costi mediante recupero di efficienza; si tratta di una tendenza che attualmente caratterizza le industrie interessate da processi di liberalizzazione e privatizzazione.

7 Bibliografia

Banfi S., Filippini, M., Luchsinger C., Wild, J. (2001), Perspektiven für die Wasserkraftwerke in der Schweiz – Langfristige Wettbewerbsfähigkeit und mögliche Verbesserungspotenziale, Ufficio federale dell'energia, Berna.

Bilanz e Avenir suisse (2002), Enerprice.ch

Brennan, T.J., K.L. Palmer, R.J. Kopp, A.J. Krupnick, V. Stagliano und D. Burtraw (1996), A Shock to the System, Restructuring America's Electricity Industry, Washington: Resources for the Future.

Bundesamt für Energie, Schweizerische Elektrizitätsstatistik 2000, Sonderdruck aus Bulletin SEV/VSE, Nr. 12/2001

Credit Suisse First Boston (CSFB) (1997), Schweizerische Elektrizitätswerke, Bonitätsanalyse, Hess K., and Jamieson R.

Donna Brennan and Jane Melanie, Market power in the Australian power market, Energy Economics, Volume 20, Issue 2, 1 April 1998, Pages 121-133

Econcept (1997), Nichtamortisierbare Investitionen als Folge der Markttöffnung im Elektrizitätsbereich, im Auftrag des Bundesamtes für Energie, September 1997

Econcept (1999), Ökologische Qualitäten der Wasserkraft im Vergleich zu anderen Atomproduktionsarten – Eine Übersicht über den Stand des Wissens

Filippini, M. (1997). Elements of the Swiss Market of Electricity. Contributions to Economics. Heidelberg, Physica Verlag.

Filippini, M. and Wild, J. (2001), Regional Differences in Electricity Distribution Costs and their Consequences for Yardstick Regulation of Access Prices, Energy Economics

Hunt, S. und G. Shuttleworth (1996), Competition and Choice in Electricity, Chichester: John Wiley & Sons.

Jamasb, T., Pollitt, M. (2001), Benchmarking and Regulation: international electricity experience, *Utilities Policy*, 9 (3), 107-130.

Kwoka, John E. (2002), Vertical economies in electric power: evidence on integration and its alternatives, *International Journal Of Industrial Organization* (20)5 pp. 653-671

Laffont, J.J., Tirole, J. (1993), *A Theory of Incentives in Procurement and Regulation*. MIT Press, Cambridge, MA.

Mansfield E. (1993), *Managerial Economics – Theory, Applications, and Cases*, Norton & Company, New York, London

Mutzner, J. (1997), *The Swiss Electricity Supply Industry Development and Structure*. S. Ulrich Müller.

Newbery D.M. (2002), Problems of liberalising the electricity industry, *European Economic Review*, Volume 46, Issues 4-5, May 2002, Pages 919-927

Newbery, D.M. (1995), Power markets and market power. *Energy Journal* 16 (3), 41–66.

Raphals, P. (2001), *Restructured Rivers: Hydropower in the Era of Competitive Markets*. A report prepared by Philip Raphals of the Helios Centre and published by International Rivers Network, Berkeley, Montréal

Shleifer, A. (1985), A theory of yardstick competition. *Rand J. Econ.* 16, 319-327.

Sioshansi, F.P. (2001), California's dysfunctional electricity market: policy lessons on market restructuring, *Energy Policy* 29, S. 735-742

Sozialökonomisches Institut, Centre for Energy Policy and Economics (2002), *Marginale Zahlungsbereitschaft für eine Erhöhung des Risikos von Kernkraftwerken*

Wild, J. (2001), *Deregulierung und Regulierung der Elektrizitätsverteilung – Eine mikroökonomische Analyse mit empirischer Anwendung für die Schweiz*, Zürich, vdf.

QUADERNI DELLA FACOLTÀ

*I quaderni sono richiedibili (nell'edizione a stampa) alla Biblioteca universitaria di Lugano
via Ospedale 13 CH 6900 Lugano
tel. +41 91 9124675 ; fax +41 91 9124647 ; e-mail: biblioteca@lu.unisi.ch
La versione elettronica (file PDF) è disponibile all'URL:
http://www.lu.unisi.ch/biblioteca/Pubblicazioni/f_pubblicazioni.htm*

*The working papers (printed version) may be obtained by contacting the Biblioteca universitaria di
Lugano
via Ospedale 13 CH 6900 Lugano
tel. +41 91 9124675 ; fax +41 91 9124647 ; e-mail: biblioteca@lu.unisi.ch
The electronic version (PDF files) is available at URL:
http://www.lu.unisi.ch/biblioteca/Pubblicazioni/f_pubblicazioni.htm*

Quaderno n. 98-01

P. Balestra, *Efficient (and parsimonious) estimation of structural dynamic error component models*

Quaderno n. 99-01

M. Filippini, *Cost and scale efficiency in the nursing home sector : evidence from Switzerland*

Quaderno n. 99-02

L. Bernardi, *I sistemi tributari di oggi : da dove vengono e dove vanno*

Quaderno n. 99-03

L.L. Pasinetti, *Economic theory and technical progress*

Quaderno n. 99-04

G. Barone-Adesi, K. Giannopoulos, L. Vosper, *VaR without correlations for portfolios of derivative securities*

Quaderno n. 99-05

G. Barone-Adesi, Y. Kim, *Incomplete information and the closed-end fund discount*

Quaderno n. 99-06

G. Barone-Adesi, W. Allegretto, E. Dinienis, G. Sorwar, *Valuation of derivatives based on CKLS interest rate models*

Quaderno n. 99-07

M. Filippini, R. Maggi, J. Mägerle, *Skalenerträge und optimale Betriebsgrösse bei den schweizerische Privatbahnen*

Quaderno n. 99-08

E. Ronchetti, F. Trojani, *Robust inference with GMM estimators*

Quaderno n. 99-09

G.P. Torricelli, *I cambiamenti strutturali dello sviluppo urbano e regionale in Svizzera e nel Ticino sulla base dei dati dei censimenti federali delle aziende 1985, 1991 e 1995*

Quaderno n. 00-01

E. Barone, G. Barone-Adesi, R. Masera, *Requisiti patrimoniali, adeguatezza del capitale e gestione del rischio*

Quaderno n. 00-02

G. Barone-Adesi, *Does volatility pay?*

Quaderno n. 00-03

G. Barone-Adesi, Y. Kim, *Incomplete information and the closed-end fund discount*

Quaderno n. 00-04

R. Ineichen, *Dadi, astragali e gli inizi del calcolo delle probabilità*

Quaderno n. 00-05

W. Allegretto, G. Barone-Adesi, E. Dinienis, Y. Lin, G. Sorwar, *A new approach to check the free boundary of single factor interest rate put option*

Quaderno n. 00-06

G.D. Marangoni, *The Leontief Model and Economic Theory*

Quaderno n. 00-07

B. Antonioli, R. Fazioli, M. Filippini, *Il servizio di igiene urbana italiano tra concorrenza e monopolio*

Quaderno n. 00-08

L. Crivelli, M. Filippini, D. Lunati, *Dimensione ottima degli ospedali in uno Stato federale*

Quaderno n. 00-09

L. Buchli, M. Filippini, *Estimating the benefits of low flow alleviation in rivers: the case of the Ticino River*

Quaderno n. 00-10

L. Bernardi, *Fiscalità pubblica centralizzata e federale: aspetti generali e il caso italiano attuale*

Quaderno n. 00-11

M. Alderighi, R. Maggi, *Adoption and use of new information technology*

Quaderno n. 00-12

F. Rossera, *The use of log-linear models in transport economics: the problem of commuters' choice of mode*

Quaderno n. 01-01

M. Filippini, P. Prioni, *The influence of ownership on the cost of bus service provision in Switzerland. An empirical illustration*

Quaderno n. 01-02

B. Antonioli, M. Filippini, *Optimal size in the waste collection sector*

Quaderno n. 01-03

B. Schmitt, *La double charge du service de la dette extérieure*

Quaderno n. 01-04

L. Crivelli, M. Filippini, D. Lunati, *Regulation, ownership and efficiency in the Swiss nursing home industry*

Quaderno n. 01-05

S. Banfi, L. Buchli, M. Filippini, *Il valore ricreativo del fiume Ticino per i pescatori*

Quaderno n. 01-06

L. Crivelli, M. Filippini, D. Lunati, *Effizienz der Pflegeheime in der Schweiz*

Quaderno n. 02-01

B. Antonioli, M. Filippini, *The use of a variable cost function in the regulation of the Italian water industry*

Quaderno n. 02-02

B. Antonioli, S. Banfi, M. Filippini, *La deregolamentazione del mercato elettrico svizzero e implicazioni a breve termine per l'industria idroelettrica*