



DEPARTMENT OF ECONOMICS
UNIVERSITY OF MILAN - BICOCCA

WORKING PAPER SERIES

**Luci ed ombre:
concorrenza e regolazione nel settore elettrico.
Gli orientamenti europei e nazionali**

Graziella Marzi

No. 69 - December 2003

Dipartimento di Economia Politica
Università degli Studi di Milano - Bicocca
<http://dipeco.economia.unimib.it>

Luci ed ombre: concorrenza e regolazione nel settore elettrico. Gli orientamenti europei e nazionali*

Graziella Marzi
Dipartimento di Economia Politica
Università degli studi di Milano-Bicocca

Abstract

In questo lavoro vengono analizzate, in un primo momento, le caratteristiche dei settori elettrici dei diversi stati europei, prima dell'approvazione della Direttiva elettrica europea. L'analisi degli aspetti più rilevanti della Direttiva consente poi di discutere i risultati finora raggiunti e di considerare le diverse tappe del percorso istituzionale che hanno portato all'approvazione di una seconda Direttiva elettrica. Successivamente, viene analizzato il processo di liberalizzazione del settore elettrico italiano, evidenziandone le caratteristiche e i risultati conseguiti, per arrivare ad una valutazione delle criticità, delle prospettive e dei problemi che devono essere ancora affrontati.

(*) Questo studio è parte integrante di un progetto di ricerca più ampio che prende l'avvio dall'analisi teorica dei modelli di liberalizzazione dei settori elettrici per poi affrontare la valutazione di alcune significative esperienze di liberalizzazione e giungere alla discussione delle problematiche emerse che sono rilevanti ai fini delle scelte di politica economica in tali settori.

Il lavoro è stato condotto nell'ambito del progetto di ricerca: "I mercati all'ingrosso dell'energia: un caso di fallimento della regolazione?" finanziato dal MURST nel 2001.

Sommario

Parte Prima: Gli orientamenti europei e le lezioni degli altri paesi.

Introduzione

1. I settori elettrici in Europa prima della Direttiva

2. Le esperienze degli altri paesi.

- 2.1 Il settore elettrico inglese e il "Pool".
- 2.2 Il "NordPool"

3. La Direttiva elettrica (96/92)

4. Il grado di liberalizzazione dei mercati nazionali.

- 4.1 Il grado di apertura dei mercati
- 4.2 Le strategie delle imprese.
- 4.3 I mercati all'ingrosso
- 4.4 La capacità di interconnessione
- 4.5 I vincoli alla liberalizzazione

5. La necessità di nuove regole: la seconda Direttiva (2003/54)

- 5.1 La proposta per nuove regole
- 5.2 Il percorso istituzionale verso la seconda Direttiva
- 5.3 La nuova Direttiva (2003/54)

6. Osservazioni conclusive

Parte seconda: La liberalizzazione del settore elettrico in Italia

Introduzione

1. Il settore elettrico prima della liberalizzazione

2. Gli interventi legislativi

- 2.1 Apertura alla concorrenza della generazione.
- 2.2 Apertura alla concorrenza della vendita.
- 2.3 Accesso alla rete di trasmissione e di distribuzione

3. Mercato elettrico

4. Prime valutazioni.

- 4.1 L'emergere della concorrenza.
- 4.2 I prezzi dell'energia elettrica
- 4.3 La sicurezza dell'offerta

5. Considerazioni finali

Appendice

Bibliografia

Parte Prima

Gli orientamenti europei e le lezioni degli altri paesi.

Introduzione

La liberalizzazione del settore dell'energia elettrica prende l'avvio in Europa con la Direttiva 96/92 che definisce le "norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica". La Direttiva, emanata il 19 dicembre 1996 dal Parlamento Europeo e dal Consiglio, rappresenta una delle tappe più rilevanti del processo di liberalizzazione dei servizi di pubblica utilità attraverso il quale l'Unione Europea, con l'Atto Unico europeo del 1986, ha cercato di ridefinire il legame tra tali servizi e i principi della concorrenza e della libertà degli scambi, assunti a fondamenti del mercato unico europeo.

E' con questa Direttiva, a cui si aggiunge quella relativa alla liberalizzazione del mercato interno del gas approvata nel 1998 (98/30), che viene affrontata, per la prima volta, la definizione delle regole e degli strumenti di una politica comune dell'energia. Infatti, benché i trattati sulla sicurezza della fornitura dell'acciaio, del carbone (CECA) e dell'energia atomica (EURATOM) avessero rappresentato, nel corso degli anni '50, un momento di forte aggregazione iniziale per gli stati europei, l'obiettivo di una politica energetica comune non era mai stato veramente perseguito.

All'inizio degli anni '80, quando le istituzioni europee avevano ormai raggiunto il convincimento che non bastava enunciare i divieti di abuso di posizione dominante, di vincoli alla concorrenza e di aiuti di stato, previsti dagli articoli 85, 86 e 90-94 del Trattato di Roma, per favorire la libertà degli scambi in un contesto concorrenziale, si giungeva a formulare una politica attiva volta alla creazione di un mercato interno per la libera circolazione di merci, persone, servizi e capitali (art. 8 del Trattato di Maastricht).

L'attenzione rivolta, negli anni successivi, alla definizione delle direttive relative al diritto di transito sulle reti ad alta tensione, sulla trasparenza dei prezzi finali e sulle procedure di appalto¹, rivelava la volontà della Commissione di definire una politica energetica integrata a livello europeo ma non giungeva a creare un insieme di regole veramente coerenti (Helm 1993).

Solo con la Direttiva 96/92 che definisce le "norme comuni per il mercato interno dell'energia elettrica" si arriva a costruire un quadro normativo che gli Stati membri sono chiamati ad adottare, nel rispetto del principio di sussidiarietà, per aprire alla concorrenza i propri settori elettrici.

La Direttiva è, quindi, innanzitutto l'esito di una scelta politica che ha individuato nella costruzione dell'Europa dell'energia uno dei percorsi rilevanti verso una sempre maggiore integrazione (Clò 1999).

A lungo gli Stati membri avevano infatti ritenuto che il carattere strategico, associato a questi settori, potesse essere meglio tutelato da scelte economiche e politiche assunte in modo individuale dai singoli stati. L'impegno di introdurre la Direttiva ha, pertanto, portato i governi ad affrontare la ristrutturazione di settori che erano stati modellati da scelte inscindibilmente legate alla storia, alle istituzioni e alle dotazioni di risorse primarie di ciascuno dei paesi della Comunità. In particolare, si tratta di settori tradizionalmente

¹Si tratta, in particolare della Direttiva 90/547/CE (10.1990) che sancisce il diritto e definisce le condizioni di accesso alle reti da parte di terzi "Transito di energia sulle reti ad alta tensione"; della Direttiva 90/337/CE (29.6.1990) che definisce le regole per la trasparenza dei prezzi finali per consumatori industriali di elettricità e gas e della Direttiva 93/8/CE (6.1993) che disciplina le procedure di appalto nel settore elettrico.

caratterizzati da bassa produttività, elevata occupazione ed elevati costi per l'utilizzo di combustibili fossili nazionali (Prosperetti, 1999).

La liberalizzazione del settore dell'energia elettrica avviene pertanto in Europa nell'ambito di un contesto estremamente diversificato. La varietà degli assetti strutturali e proprietari che caratterizzavano i settori energetici dei diversi paesi avevano reso particolarmente ardua la definizione delle regole comuni per la creazione del mercato unico dell'energia elettrica e, in un momento successivo anche quello del gas. Ne è la dimostrazione il fatto che all'approvazione finale della Direttiva si è giunti attraverso un processo di mediazione durato quasi dieci anni (Clò 1999). Come un pendolo che, oscillando tra due estremi di un intervallo - uno più orientato verso un'apertura al mercato e l'altro più orientato a mantenere la presenza dello stato - aveva trovato infine, nel mezzo, la posizione di quiete (Eurelectric 2002).

La decisione di liberalizzare il settore energetico, non è tuttavia solo l'esito di una decisione politica ma anche il risultato di una scelta economica. L'approvazione della Direttiva elettrica era stata infatti favorita da un atteggiamento pro-concorrenza che si andava diffondendo negli anni '90 e che vedeva nella liberalizzazione la via per aumentare l'efficienza del settore elettrico con l'obiettivo di migliorare la competitività europea. I risultati positivi, in termini di minori costi e di maggiore possibilità di scelta per gli utenti finali, già raggiunti da alcuni paesi europei che avevano autonomamente avviato un processo di liberalizzazione del settore energetico ne avevano facilitato, infine, l'adozione.

Questo lavoro si propone di analizzare i risultati finora conseguiti nel percorso di liberalizzazione avviato dalla Direttiva elettrica. Ciò ci consentirà di valutare l'efficacia dei nuovi assetti introdotti ma anche di rilevare i problemi che politici e regolatori si sono trovati ad affrontare e che hanno portato, recentemente, all'adozione di una nuova Direttiva elettrica² e di un Regolamento relativo agli scambi transfrontalieri di energia elettrica.

Nel primo e nel secondo paragrafo sono riassunte le caratteristiche dei settori elettrici in Europa prima della liberalizzazione e le esperienze più significative dei paesi che avevano già avviato il percorso di liberalizzazione, prima dell'approvazione della Direttiva. Nel terzo paragrafo vengono approfonditi gli aspetti più rilevanti della prima Direttiva elettrica. Il quarto paragrafo è dedicato all'analisi dei risultati raggiunti e le diverse tappe del percorso istituzionale che hanno portato ad una nuova Direttiva elettrica. Il quinto paragrafo illustra la nuova Direttiva, approvata il 26 giugno 2003. Infine, l'ultimo paragrafo è dedicato ai problemi e alle prospettive legate alla creazione di un vero mercato elettrico unico tra la necessità di garantire la sicurezza dell'offerta energia elettrica e delle fonti di energia primaria e l'impegno di allargare i confini dalla comunità europea.

1. I settori elettrici in Europa prima della Direttiva

L'analisi degli assetti strutturali e proprietari che caratterizzavano i settori energetici dei diversi paesi, prima dell'implementazione della Direttiva 96/92, rappresenta il punto di partenza della nostra analisi. Si tratta di settori che, come si è detto in precedenza, forniscono un servizio di pubblica utilità e, proprio per questo, l'obbligo di servizio che ne

² La recente scelta di approvare, congiuntamente alla Direttiva elettrica (2003/54), anche una nuova Direttiva per il settore del gas (2003/55) sottolinea l'attenzione prestata dal Consiglio e dal Parlamento europeo ai problemi di convergenza dei due settori dal momento che il gas sta assumendo un ruolo sempre più rilevante come fonte energetica per la produzione di energia elettrica.

deriva è stato affrontato e risolto, da parte degli Stati membri, con l'adozione di modelli diversi.

Una descrizione dettagliata della struttura e degli assetti dei settori elettrici dei diversi paesi europei è presentata in appendice. Qui rileviamo che, pur nella varietà delle soluzioni seguite è possibile individuare, con qualche approssimazione, almeno tre diverse tipologie. Il monopolio verticalmente integrato pubblico, più raramente privato, rappresenta un modello largamente seguito a cui si contrappone un assetto caratterizzato dalla presenza di un numero di imprese elevato con dimensioni relativamente contenute. Si tratta, di solito, di contesti in cui alcune imprese monopolistiche verticalmente integrate a livello regionale, di proprietà mista sia pubblica che privata, convivono con imprese di generazione private e con una molteplicità di imprese di distribuzione private o di proprietà di enti pubblici locali. Le varianti intermedie, tra questi due assetti, sono numerose. Tuttavia sembra prevalere quella in cui imprese di proprietà pubblica operano accanto imprese private di dimensioni significative.

La soluzione di monopolio verticalmente integrato affidato ad un'impresa pubblica era stata adottata in Francia, Italia, Irlanda, Grecia, Portogallo e anche in Gran Bretagna prima della ristrutturazione del settore elettrico, avviata in quel paese nel 1989. L'unica eccezione era rappresentata dal Belgio dove il monopolio verticalmente integrato era invece affidato ad un'impresa privata che tuttavia non dominava il settore della distribuzione dove operavano numerose altre imprese locali.

Imprese verticalmente integrate a livello regionale, di proprietà mista pubblica e privata, che operavano in presenza di numerose imprese di generazione private e di imprese di generazione e di distribuzione municipali, caratterizzavano l'assetto strutturale e proprietario del settore elettrico di Germania, Austria, Paesi Bassi e Danimarca.

Gli assetti caratterizzati dalla compresenza di imprese pubbliche e private di dimensioni significative erano invece presenti in Svezia, Spagna e Finlandia. In Svezia e in Spagna le imprese erano caratterizzate da forme di integrazione verticale tra generazione e distribuzione, mentre la proprietà e la gestione della rete di trasmissione erano dello stato. In Finlandia vi era separazione legale ma non proprietaria degli impianti di generazione e della rete di trasmissione. Svezia e Finlandia erano inoltre caratterizzate dalla presenza di numerose imprese municipalizzate di distribuzione, diversamente dalla Spagna dove la distribuzione presentava la stessa struttura per quote della generazione.

I paesi nordici, in particolare Svezia, Finlandia e Danimarca, si collocavano comunque, nel contesto europeo in una posizione particolare. La loro adesione al mercato elettrico norvegese, avvenuta progressivamente a partire dal 1996, aveva portato alla creazione di un mercato elettrico soprannazionale denominato NordPool.

Non abbiamo collocato nella classificazione proposta in precedenza la Gran Bretagna e il Lussemburgo. Il Lussemburgo perché non dispone di una struttura produttiva e importa l'energia elettrica dalla Germania. L'unica fase rilevante del suo settore elettrico è pertanto la distribuzione che viene effettuata da due diversi sistemi: uno per la fornitura dell'utenza industriale ed un altro per la fornitura dell'utenza domestica e commerciale.

Al riassetto del settore elettrico della Gran Bretagna, in particolare a quello dell'Inghilterra e del Galles, verrà invece dedicato, nel prossimo paragrafo, uno spazio più ampio proprio perché la liberalizzazione del settore elettrico inglese ha rappresentato per oltre un decennio il paradigma di riferimento più significativo per tutti i paesi che si accingevano a ristrutturare i propri settori elettrici.

Una sintesi delle caratteristiche strutturali, in termini di concentrazione verticale e orizzontale, e degli assetti proprietari è illustrata nelle due tabelle che seguono.

Tabella 1.1 La struttura del settore elettrico nei paesi della Comunità Europea prima della Direttiva (96/92)

	Grado di integrazione orizzontale			Integrazione verticale
	Generazione	Trasmissione	Distribuzione	
Austria	moderato(*)	moderato	moderato	alto
Belgio	alto	alto	moderato	moderato
Danimarca	basso	moderato	basso	moderato
Finlandia	moderato/alto	moderato/alto	moderato	moderato
Francia	alto	alto	alto	alto
Germania	moderato	moderato	basso	misto(**)
Grecia	alto	alto	alto	alto
Irlanda	alto	alto	alto	alto
Italia	alto	alto	alto	alto
Olanda	moderato	alto	basso	moderato
Portogallo	alto	alto	moderato	basso
Spagna	moderato	alto	moderato	moderato
Svezia	moderato	alto	moderato	basso

Fonte: OECD (1997): The OECD Report on Regulatory Reform; Vol.1:Sectoral Studies

(*) “moderato” significa che le quattro attività (generazione, trasmissione, distribuzione e vendita) non sono del tutto verticalmente integrate nell’ambito della stessa impresa.

(**) “misto” significa che le diverse imprese presentano gradi di integrazione molto diversi

Tabella 1.2 La struttura degli assetti proprietari nei paesi della Comunità Europea prima della Direttiva (96/92)

Prevalentemente pubblica	Mista	Prevalentemente privata
	Austria	
	Belgio (Distribuzione)	Belgio (Generazione, Trasmissione)
	Danimarca	
	Finlandia	
Francia		
	Germania	
Grecia		
Irlanda		
Italia		
Olanda		
Portogallo		
		Spagna
	Svezia	

Fonte: OECD (1997): The OECD Report on Regulatory Reform; Vol.1:Sectoral Studies

La tabella 1.2 ci consente di rilevare che l’assetto proprietario caratterizzato dalla proprietà pubblica – sia essa nazionale, regionale, provinciale o comunale - supera, anche se non in modo predominante, l’assetto proprietario misto che vede la compresenza di imprese private e pubbliche. Solo in alcuni paesi prevale la proprietà privata.

Nella tabella 1.1 osserviamo che un grado di integrazione verticale alto si accompagna sempre ad un grado di concentrazione orizzontale pure elevato nella generazione e nella trasmissione. Si tratta dei paesi caratterizzati dai monopoli nazionali di proprietà pubblica.

Fa eccezione l’Austria che presenta numerose imprese verticalmente integrate, a carattere regionale o locale. Con riferimento all’integrazione orizzontale rileviamo che il grado è molto elevato nel segmento della trasmissione giustificato dalla presenza delle infrastrutture di rete. Nel segmento della generazione, il grado di concentrazione estremamente elevato, che si osserva in numerosi casi, è sostanzialmente riconducibile ad una scelta di integrazione verticale a livello nazionale che aveva portato a configurare come monopolio anche al segmento della generazione. Nel segmento della distribuzione il grado di integrazione orizzontale è, nella maggior parte dei casi, moderato o basso.

In definitiva, un grado di concentrazione medio o elevato caratterizzava il segmento della generazione nella maggior parte dei paesi. Ciò aveva finito per rappresentare un tratto distintivo del settore elettrico degli stati europei che si accingevano ad introdurre la Direttiva nel proprio ordinamento.

Gli Stati membri oltre ad essere caratterizzati da assetti strutturali e proprietari diversi si differenziavano anche per tipologia degli impianti e, quindi, per la combinazione delle fonti energetiche primarie utilizzata. Costi di generazione diversi si traducevano poi in prezzi finali diversi, come si avrà modo di vedere più avanti (cfr. grafico 1.1).

Con l’aiuto di alcuni dati di sintesi della produzione di energia elettrica per fonti, sul grado di interscambio, sull’eccesso di capacità di generazione e sui livelli dei prezzi nei diversi paesi potremo disporre di una visione più completa delle caratteristiche dei settori elettrici in Europa. Ciò ci consentirà di cogliere gli elementi di diversità esistenti tra i diversi paesi per capire meglio le ragioni delle difficoltà di procedere lungo un percorso comune ma anche le spinte di carattere economico che hanno portato gli Stati membri ad accettare, alla fine di un lungo confronto, un pacchetto di regole comuni.

Tabella 1.3 Produzione totale netta di energia elettrica per fonti energetiche, importazione e consumo (TWh)

	Produzione		Idro, rinn.		Termica conven		nucleare		Importazioni		Esportazioni	
	1996	2002	1996	2002	1996	2002	1996	2002	1996	2002	1996	2002
Austria	53.2	60.7	35.0	41.4	18.2	19.2	-	-	9.4	15.4	8.5	14.7
Belgio	72.4	78.0	1.2	2.6	30.0	30.4	41.2	45.0	9.6	16.6	5.4	9.1
Danimarca	50.6	37.2	1.2	4.9	49.4	32.3	-	-	3.8	9	19.2	11.1
Finlandia	66.4	71.9	11.7	20.4	36.0	30.1	18.7	21.4	5.4	13.5	1.7	1.5
Francia	490.4	536.0	69.9	68.2	42.3	51.3	378.2	416.5	3.6	3.8	72.4	80.6
Germania	516.2	544.8	28.1	45.0	336.3	343.6	151.8	156.2	37.4	46.6	42.7	45.5
Gran Bretagna	326.6	369.5	5.3	8.1	238.5	275.0	85.8	81.0	16.7	9.0	0.4	0.6
Grecia	39.2	48.9	4.5	3.5	34.7	45.4	-	-	2.7	4.6	1.3	1.7
Irlanda	18.1	24.0	1.0	1.6	17.1	22.4	-	-	0.5	0.6	0.2	0.1
Italia	232.5	270.3	50.1	55.9	182.4	214.4	-	-	38.1	51.5	0.8	0.9
Lussemburgo	1.3	3.7	0.9	1.0	0.4	2.7	-	-	5.7	6.5	0.8	2.9
Olanda	81.5	93.6	0.5	3.3	77.1	86.6	3.9	3.7	11.3	20.9	0.7	4.5
Portogallo	33.2	44.2	14.7	9.1	18.5	35.1	-	-	4.1	2.8	3.0	0.9
Spagna	167.5	233.7	40.9	38.5	72.5	134.7	54.1	60.5	6.8	12.3	5.7	7.0
Svezia	136.7	143.3	51.1	66.6	14.2	11.2	71.4	65.6	15.9	20.1	9.7	14.8

Fonte: IEA, Eurelectric.

L’analisi della produzione di energia elettrica per fonti energetiche ci consente di cogliere subito alcuni aspetti significativi. Una prima caratteristica si riferisce alla

tipologia di fonti per la produzione di energia elettrica che sembra prevalere in Europa, prima della liberalizzazione. La produzione di energia elettrica ottenuta con l'impiego del carbone e quella di origine nucleare ed idrica rappresenta la quota di produzione più rilevante. L'Italia, che impiegava soprattutto combustibili fossili (petrolio, carbone e gas naturale) come fonti energetiche, e l'Olanda, che utilizzava prevalentemente il gas naturale, rappresentavano un'eccezione rispetto al quadro complessivo. Ancora con riferimento alla tipologia delle fonti energetiche utilizzate, emerge un altro aspetto che è la dipendenza dall'estero di alcuni paesi per l'approvvigionamento delle fonti energetiche primarie. Un altro tratto rilevante della struttura dei settori elettrici è costituita dal livello delle importazioni di energia elettrica dei diversi paesi. I valori della tabella mostrano la presenza di un grado di interscambio abbastanza elevato solo per alcuni paesi, mentre la maggior parte degli altri paesi mostra una quasi totale assenza di scambi. Una forte dipendenza dalle importazioni di energia elettrica caratterizza solo l'Italia e l'Olanda.

La dipendenza dell'estero per l'approvvigionamento delle fonti di energia primaria e per l'energia elettrica emerge subito come un tratto rilevante del settore elettrico italiano che pare destinato a mantenersi nel tempo, come si vedrà più avanti.

Accanto al grado di interscambio, l'analisi dell'eccesso di capacità di generazione esistente prima dell'implementazione della Direttiva (96/92) ci consente di cogliere una caratteristica rilevante dei settori elettrici in Europa.

Tabella 1.4 Capacità installata, domanda di picco ed eccesso di capacità (GW)

	AU	B	D	F	Fr	G	UK	Gr	Ir	I	L	O	P	SP	S
Capacità installata	17,09	15,7	11,15	15,1	108,2	115,7	73,99	9,31	4,19	61,11	0,17	21,02	8,87	44,1	34,08
Domanda di picco	7,42	11,25	-	-	63,47	70,36	-	5,54	-	42,27	0,76	11,09	4,75	24,75	-
Eccesso di capacità (*)	8,18	2,19	-	-	32,02	31,23	-	2,66	-	15,19	-0,74	7,71	3,17	14,39	-

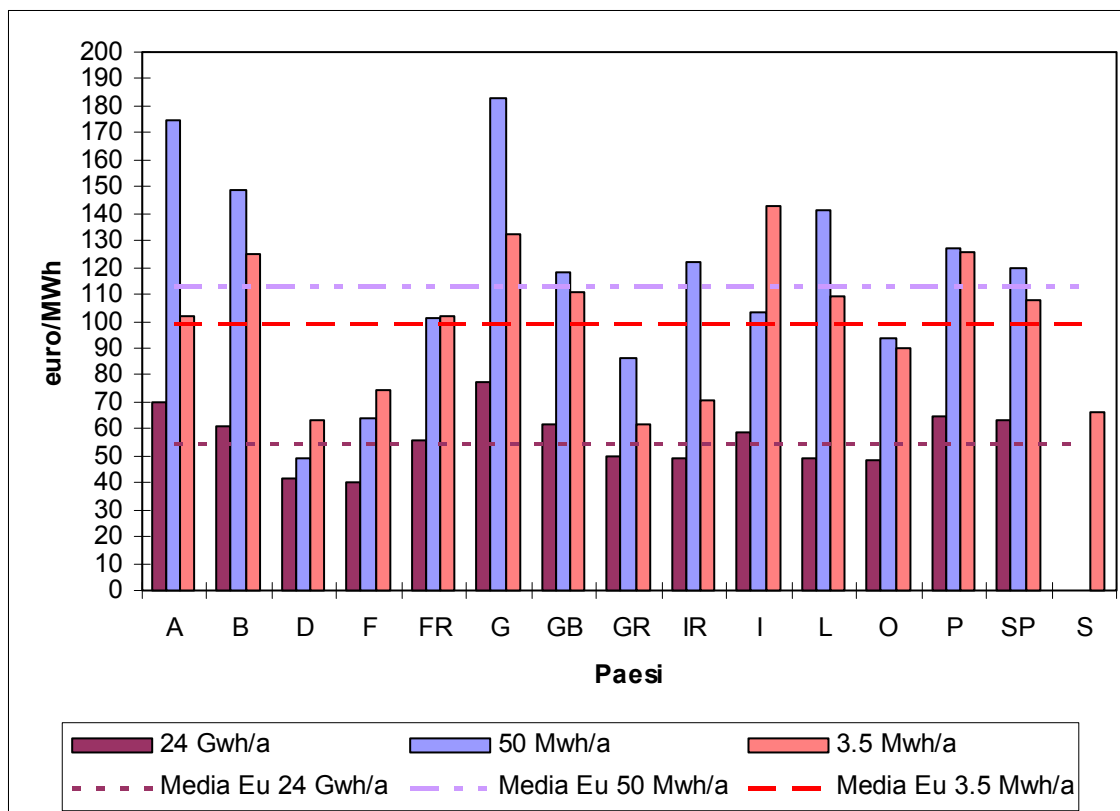
Fonte: European Energy and Transport – Trends to 2030

(*) eccesso di capacità = capacità esistente dopo aver coperto con un margine del 20% la domanda di picco

I valori assunti dall'indicatore che abbiamo proposto per stimare l'eccesso di capacità di produzione di energia elettrica, benché riferito alla capacità potenziale, sembrano sostenere l'ipotesi che vi fosse in Europa, prima della liberalizzazione, un eccesso di capacità di produzione che si riteneva di poter collocare entro un intervallo compreso tra 90GW e 50GW (Flemings Research, 2000). La presenza di un eccesso di capacità di produzione rivela che l'obiettivo della sicurezza della fornitura di energia elettrica aveva certamente dominato per molto tempo le scelte operate dagli stati europei nel settore elettrico.

L'ultimo aspetto che richiamiamo e che viene considerato quello più rilevante dall'utenza finale, perché da questa immediatamente percepito, è l'esistenza di prezzi finali diversi e anche di strutture tariffarie diverse tra paesi.

Grafico 1.1 Prezzi dell'elettricità per le utenze industriali e domestiche (1995).



Fonte: Eurostat, prezzi luglio, escluse VAT e altre tasse.

I prezzi sono riferiti a consumatori con livelli di consumo annui diversi (24GWh/a, 50MWh/a e 3,5MWh/a). Si tratta dei grandi utenti industriali, dell'utenza industriale medio-piccola e dell'utenza domestica media. Come si può notare vi è molto squilibrio tra le strutture di prezzo all'interno dei diversi paesi e, per ciascun gruppo d'utenza, tra i livelli di prezzo dei diversi paesi e rispetto ai valori medi europei.

Le considerazioni che abbiamo sviluppato in precedenza, anche con l'aiuto delle tabelle e dei grafici, ci hanno permesso di evidenziare alcuni aspetti, nei settori elettrici degli Stati membri, che sembrano emergere come dominanti. In particolare rileviamo la presenza di:

- strutture verticalmente integrate, a prevalente proprietà pubblica, accompagnate da un elevato grado di concentrazione nella generazione ;
- ridotto volume di scambi;
- eccesso di capacità installata;
- dipendenza dall'estero per l'approvvigionamento delle fonti primarie.

La presenza di queste caratteristiche, che trova giustificazione nella scelta, condotta inizialmente dagli Stati europei, di disporre di un proprio settore elettrico in grado di soddisfare le esigenze interne, fanno dei settori elettrici in Europa, prima della liberalizzazione, 15 mercati nazionali ben distinti. L'obiettivo di garantire la sicurezza nella fornitura di energia elettrica si era tradotto nella scelta di creare delle strutture verticalmente integrate, poste sotto il controllo pubblico, e aveva portato alla creazione di un elevato grado di capacità produttiva. Ciò non aveva, di conseguenza, favorito lo

sviluppo degli scambi tra paesi e non aveva neppure risolto il problema della dipendenza dall'estero per l'approvvigionamento delle fonti primarie.

D'altra parte è proprio la presenza di un eccesso di capacità di generazione che, unitamente alla spinta a ricercare una maggiore efficienza nella produzione, rende sempre più accettabile l'idea di creare un mercato unico dell'energia elettrica e consentirà, in un momento successivo, di porre i presupposti per una politica comunitaria diretta a garantire anche la sicurezza nell'approvvigionamento delle fonti di energia primarie.

2 Le esperienze degli altri paesi.

Prima della Direttiva europea, solo alcuni paesi – la Gran Bretagna³ e i paesi scandinavi - avevano mostrato spinte al cambiamento e la loro esperienza aveva certamente favorito l'adozione della Direttiva stessa.

In questo paragrafo ci soffermeremo a richiamare, in modo particolare, gli aspetti più significativi del percorso di liberalizzazione del settore elettrico inglese cercando, al tempo stesso, di evidenziare le difficoltà che si incontrano nel regolare un settore se la sua ristrutturazione non avviene in senso competitivo.

2.1 Il settore elettrico inglese e il "Pool"

Il processo di liberalizzazione e di privatizzazione dell'industria elettrica inglese, considerato da molti un vero e proprio esperimento in campo economico (Yarrow *et al.* 1994) per la radicalità con cui sono stati affrontati alcuni, anche se non tutti, dei suoi aspetti strutturali, prende l'avvio nel 1989. Con l'approvazione dell'Electricity Act, il monopolio pubblico dell'offerta di energia elettrica - caratterizzato da un elevato grado di integrazione verticale – veniva orizzontalmente e verticalmente de-integrato e il settore quasi completamente privatizzato. L'attività di generazione veniva separata da quella di trasmissione e il CEGB, l'ente a cui era affidata in precedenza l'offerta di energia elettrica, diviso in quattro società indipendenti: tre società di generazione e una società preposta all'attività di trasmissione della rete. La funzione di coordinare strettamente la generazione e la trasmissione di energia elettrica, per garantire il mantenimento di un costante equilibrio tra domanda e offerta, era stata affidata al Pool che rappresentava una sorta di mercato all'ingrosso dell'energia con la funzione di definire l'ordine di dispacciamento degli impianti e la fissazione dei prezzi di generazione pagati alle imprese produttrici. La distribuzione veniva effettuata da società di distribuzione regionale (RECs) in cui erano stati convertiti gli enti regionali che operavano in precedenza in condizioni di monopolio locale. Infine, la vendita di energia era stata separata dalla distribuzione, in termini strutturali ma non di assetto proprietario, e ne era stato definito un processo di liberalizzazione graduale da realizzarsi in tre fasi e da completarsi entro il 1998.

Le modifiche dell'assetto proprietario, iniziate subito dopo l'avvio della liberalizzazione, avevano portato alla quasi completa privatizzazione del settore, terminata nel luglio 1996, con la vendita delle azioni dell'impresa generatrice di energia elettrica da impianti nucleari⁴ (BE).

³ L'analisi condotta si riferisce solo al settore elettrico in Inghilterra e nel Galles, poiché in Scozia e nell'Irlanda del Nord la privatizzazione era avvenuta senza mutamenti nella struttura produttiva che rimane caratterizzata da monopoli verticalmente integrati.

⁴ La decisione iniziale di non privatizzare gli impianti nucleari era legata alla convinzione che i costi crescenti, connessi alle stazioni nucleari più vecchie, ne avrebbero reso praticamente impossibile la vendita.

Congiuntamente veniva istituito un Regolatore (Direttore dell'Ufficio per la Regolazione dell'Elettricità) e definito un modello di regolazione per il controllo dei prezzi e dell'accesso alle reti di trasmissione, di distribuzione e dell'utenza del mercato vincolato e per promuovere la concorrenza nella generazione e nella vendita.

Nel corso dei sei anni durante i quali si è andato sviluppando l'esperimento elettrico in Inghilterra e nel Galles, e contemporaneamente le istituzioni europee stavano elaborando le regole per il mercato interno dell'elettricità, alcuni significativi risultati, soprattutto in termini di riduzione dei prezzi finali, venivano raggiunti. Sono proprio questi risultati a fare dello schema di ristrutturazione inglese un vero e proprio modello di riferimento.

Tabella 2.1 Prezzi dell'elettricità per utenza in termini reali 1990 (pence/kWh)

	UTENTI INDUSTRIALI				DOMESTICI
	Molto grandi	Moderat. grandi	Medi	Piccoli	
1989/90	3.00	4.11	4.89	6.08	7.86
1990/91	2.71	3.41	4.25	6.02	7.86
1991/92	2.89	3.40	4.24	6.49	8.17
1992/93	3.05	3.56	4.39	6.32	7.94
1993/94	3.08	3.64	4.27	6.00	7.61
1994/95	2.91	3.48	4.13	5.54	7.31
1995/96	2.59	3.32	3.88	5.19	7.07
Variazioni % dal 89/90 al 95/96	13,6	19	20,6	14,6	10

Fonte: Offer (1996), The competitive electricity market from 1998: Price restraints, September.

Dall'avvio della liberalizzazione, i prezzi dell'elettricità erano infatti diminuiti, in termini reali, per tutte le fasce d'utenza. Solo i consumatori domestici e i grandissimi consumatori industriali avevano ottenuto riduzioni un poco più contenute degli altri.

L'aumento dei prezzi nominali e reali per l'utenza domestica e la piccola utenza industriale, verificatosi subito dopo la liberalizzazione e protrattosi per un triennio circa, trovava spiegazione nelle scelte iniziali del Governo inglese. Sull'utenza vincolata erano andati di fatto a ricadere i costi dei contratti per l'acquisto del carbone nazionale (*vesting contracts*) che erano stati imposti alle società generatrici al momento della privatizzazione, per tutelare la produzione interna di carbone. Le società di distribuzione regionale, dovendo a loro volta stipulare i contratti con le società generatrici, avevano trasferito tali costi sul segmento del mercato della vendita di cui avevano mantenuto il monopolio locale. I *vesting contracts* avevano, comunque, creato un incentivo a massimizzare la produzione e, per questa via, contrastato l'affermarsi di prezzi ancora più elevati. Le riduzioni dei prezzi all'utenza finale, che si erano manifestate negli anni successivi, erano invece da ricondursi ai numerosi e stringenti controlli operati dal Regolatore che era intervenuto su tutte le componenti del prezzo dell'elettricità ed in modo particolare su quelle relative alla distribuzione e alla trasmissione⁵.

Il Governo decise allora di creare la Nuclear Electric (NE) a cui vennero affidati gli impianti nucleari e garantita la collocazione di una quota della produzione nucleare ad un prezzo più alto di quello del mercato. Nell'aprile 1996 furono poi costituite la British Energy (BE) e la Magnox Electric (ME). Alla BE veniva assegnata la proprietà dei sei impianti più moderni della NE e la Scottish Nuclear (SN). Alla ME rimaneva la proprietà dei sei impianti più vecchi della NE.

⁵ Per la distribuzione (che rappresenta il 25-30% del prezzo finale) le riduzioni percentuali dei prezzi iniziali

Il Regolatore era intervenuto, conducendo numerose inchieste, anche sui prezzi all'ingrosso. Questi rappresentano la componente della generazione (pari al 50-60% del prezzo finale) e avevano mostrato un trend continuamente crescente nei primi tre anni dall'avvio della liberalizzazione. Non sorprendentemente, le inchieste avevano consentito di rilevare che le due imprese più grandi – che producevano congiuntamente circa il 80% dell'energia elettrica - avevano adottato comportamenti strategici per influenzare i prezzi sia in modo diretto che indirettamente decidendo i livelli di capacità produttiva disponibile che, a loro volta, condizionavano la componente del prezzo del Pool legata alla capacità⁶.

Gli interventi del Regolatore avevano dapprima cercato di migliorare il livello di competitività sul mercato della generazione con la richiesta di modificare alcune regole di funzionamento del Pool e, alle due imprese, di cedere alcuni impianti (fino a 6GW di capacità). Successivamente, il Regolatore aveva ritenuto opportuno intervenire anche sul livello dei prezzi del Pool ottenendo da parte delle due imprese l'impegno volontario di operare nel Pool in modo tale che il valore medio annuo del prezzo pagato ai produttori non superasse un dato livello.

Questi brevi richiami alla numerosità e alla complessità degli interventi posti in essere dal Regolatore per affrontare i numerosi problemi della transizione alla concorrenza, ci porta a rilevare che è soprattutto l'insufficiente liberalizzazione iniziale, in particolare quella relativa al segmento della generazione, che aveva condizionato l'intero processo di trasformazione dell'industria elettrica inglese.

L'attenzione alla riduzione dei prezzi dell'elettricità ha così finito per porre in secondo piano due aspetti rilevanti del caso inglese che non sono stati considerati a sufficienza al momento dell'adozione della direttiva da parte della CE e, soprattutto, da parte dei singoli stati al momento dell'implementazione della direttiva stessa nei propri ordinamenti. La prima è legata alla presenza di un'offerta abbondante di energia elettrica e di fonti energetiche primarie. Garantire la sicurezza dell'offerta non rappresentava, pertanto, un obiettivo del modello inglese (Helm 2001). La seconda è legata alle caratteristiche stesse del Pool che, organizzato su base obbligatoria e in presenza di un grado di liberalizzazione inadeguato, aveva consentito - in molte situazioni - l'esercizio del potere di mercato da parte degli operatori.

Difficoltà che, come abbiamo rilevato, erano state superate grazie alle decisioni del Regolatore, a cui sono riconosciute in quel paese ampie competenze istituzionali, che aveva potuto intervenire sia sul livello dei prezzi all'ingrosso del Pool che sulla struttura stessa del mercato. Tutto ciò aveva comunque finito per portare all'abbandono del modello di mercato inizialmente adottato. Le modalità di funzionamento del Pool erano, peraltro, sempre sembrate più adeguate ad una situazione caratterizzata da integrazione verticale, simile a quella pre-liberalizzazione, dove la domanda non svolgeva alcun ruolo attivo e

erano state dell'ordine del 11-17% (1995/96) e del 10-13% (1996/97) accompagnate da un *price-cap*: RPI-3, negli anni seguenti dell'intervallo di regolazione. Per la trasmissione (che rappresenta il 5% del prezzo finale) il *price-cap* era: RPI-3. A partire dall'aprile 1997 le riduzioni percentuali del prezzo iniziale erano previste pari al 20%) accompagnate da un *price-cap*: RPI-4, negli anni seguenti dell'intervallo di regolazione.

⁶ Confrontando l'offerta aggregata di energia, costruita sulla base di un ordine di merito, con la domanda prevista, per ogni intervallo di tempo, si fissava il prezzo di equilibrio indicato come SMP (System Marginal Price) perché rappresentava il prezzo di offerta dell'impianto marginale incluso nell'ordine di merito relativo a quell'intervallo. Il prezzo pagato ai generatori PPP (Pool Purchase Price) si otteneva aggiungendo al SMP un'ulteriore componente, considerata un incentivo per i generatori ad aumentare la capacità, che non veniva applicata negli intervalli di tempo in cui vi era eccesso di capacità disponibile.

veniva stimata sulla base di previsioni e dove la rigidità delle regole definite per la fissazione del prezzo - che era uniforme - consentivano alle imprese di adottare comportamenti strategici. Il nuovo modello di scambi all'ingrosso NETA (New Electricity Trading Arrangements), che opera dal marzo 2001, ha come obiettivo di garantire la più ampia libertà di contrattazione, favorendo i contratti bilaterali e lo scambio su mercati futures, e assegna alla borsa elettrica solo il compito di operare gli aggiustamenti. La borsa elettrica, affidata al gestore della rete, rappresenta pertanto l'unico mercato centralizzato, a cui gli operatori possono rivolgersi poche ore prima di operare in tempo reale, per definire le proprie posizioni come acquirenti o venditori di elettricità. La borsa è preposta anche alla risoluzione dei problemi di congestione e assolve così anche alla funzione di garantire la sicurezza del sistema. Pur con le dovute cautele legate alla brevità del nuovo esperimento in corso, alcuni osservatori ritengono che la riforma del sistema degli scambi all'ingrosso, che si fonda essenzialmente sulla contrattazione bilaterale, sembra stia già portando alcuni dei risultati attesi. Si sono infatti sviluppati in modo autonomo e volontario luoghi di scambio - borse spot, mercati futures e a termine - dove viene effettuato il 98% circa degli scambi di energia elettrica. I prezzi degli aggiustamenti che si formano sul mercato centralizzato tendono a diminuire e la loro volatilità spinge gli operatori ad una più attenta contrattazione bilaterale. Vi sono tuttavia alcuni elementi critici che non devono essere sottovalutati. Innanzitutto la spinta verso la forma di bilanciamento individuale, da parte degli operatori, comportare dei costi per il sistema. Inoltre il nuovo modello può favorire forme di integrazione verticale tra generazione e vendita e l'esito finale, in termini di andamento dei prezzi futuri (Newbery 2003), è legata alla presenza o meno di un eccesso di capacità che è, a sua volta, destinata a condizionare l'ingresso di nuovi operatori nel settore.

E' interessante rilevare come il nuovo modello inglese si sia, a sua volta, ispirato all'esperienza dei mercati all'ingrosso dei paesi scandinavi che si era andata contemporaneamente sviluppando, a partire dall'inizio degli anni '90.

2.2 Il "NordPool"

Nel 1991 la Norvegia aveva avviato la riforma del proprio settore elettrico, caratterizzato in modo prevalente da energia elettrica prodotta da fonte idroelettrica, aprendo alla concorrenza la generazione e la vendita finale e consentendo la libertà di accesso alle reti di trasmissione e di distribuzione. Gli operatori potevano scambiare l'energia elettrica all'ingrosso su un mercato spot, a partecipazione volontaria, o mediante contrattazioni bilaterali. Un mercato che operava in tempo reale consentiva poi il bilanciamento del sistema e il riequilibrio degli impegni contrattuali degli operatori.

Nel 1996, con l'adesione della Svezia, che avviava la riforma del proprio settore elettrico, il mercato all'ingrosso venne denominato NordPool e diventò di proprietà, in parti uguali, degli operatori delle reti dei due paesi. Al nuovo mercato aderirono poi la Finlandia, nel 1999 e la Danimarca nel 1999, con la zona orientale, e nel 2000, con la zona occidentale, creando un ambito sempre più integrato.

Il NordPool viene così a rappresentare il primo mercato all'ingrosso dell'energia elettrica che si trova ad operare su base internazionale. Il NordPool si articola in un mercato fisico e in un mercato finanziario.

Il mercato per gli scambi fisici di energia è un mercato spot che copre il 30% circa di tutta l'energia scambiata e dove si fissano prezzi uniformi per ciascuna ora del giorno successivo. Tuttavia, in presenza di congestione nella trasmissione di energia, il mercato viene ripartito in diverse aree - che possono corrispondere ai diversi paesi ma anche a parti

di uno stesso paese - in corrispondenza delle quali si fissano prezzi differenti⁷. I prezzi del mercato spot costituiscono un riferimento per il mercato a termine e anche per le contrattazioni bilaterali, che rappresentano il restante 70% degli scambi complessivi di energia elettrica, perché si ritiene che esprimano l'andamento dei fondamentali del mercato (Green 2001). La creazione del NordPool, consentendo il ricorso ad un unico mercato per l'intera area dei paesi nordici, ha infatti reso possibile ridurre la quota di mercato delle maggiori imprese dei singoli paesi scoraggiando, per questa via, l'esercizio del potere di mercato.

Il mercato a termine (Eltermin), esclusivamente finanziario, è destinato fornire una copertura ai rischi di volatilità dei prezzi spot e consente di stipulare contratti fino a 4 anni. Il volume degli scambi è prossimo al livello dell'energia elettrica consumata e, pertanto, supera ampiamente il volume degli scambi che si realizza sul mercato spot.

Il NordPool opera, inoltre, come una sorta di "clearing house" per i contratti elettrici, configurandosi come una controparte imparziale riducendo i rischi finanziari legati alla contrattazione e garantendo sicurezza finanziaria al sistema⁸.

L'aspetto più rilevante e veramente innovativo delle due esperienze che abbiamo considerato è rappresentato dalla creazione di un mercato all'ingrosso dell'energia elettrica per affrontare il problema degli scambi di energia che viene, tuttavia, risolto in nei paesi scandinavi – ad iniziare dalla Norvegia - e in Gran Bretagna, con soluzioni diverse.

Il NordPool, più ancora che il Pool inglese, viene ora considerata un'esperienza di successo. Le caratteristiche di volontarietà della partecipazione al mercato all'ingrosso, i criteri di formazione dei prezzi e la funzione di garante finanziario hanno fatto del NordPool il caso più studiato, al momento di implementare la Direttiva, da parte degli stati membri. Il percorso verso la creazione di borse soprannazionali, valutata positivamente dalle istituzioni europee, non può tuttavia trascurare che l'esperienza dei paesi nordici è, per certi versi unica. La lunga tradizione di cooperazione, che ha fornito la piattaforma su cui costruire anche un mercato dell'elettricità comune ai paesi nordici, non trova infatti riscontro così evidente in altre macroregioni europee.

3 La Direttiva elettrica (96/92)

La Direttiva propone degli obiettivi comuni ma indica numerose opzioni, tra cui gli stati membri possono scegliere al momento dell'implementazione nella propria legislazione nazionale.

Le opzioni riguardano le modalità di introduzione della concorrenza nella generazione e nella vendita finale e all'accesso alle reti. Si tratta proprio dei punti rilevanti di ogni processo di liberalizzazione del settore elettrico.

La Direttiva propone di fatto di scegliere tra il modello inglese di liberalizzazione, caratterizzato da divverticalizzazione, privatizzazione ed una progressiva apertura alla concorrenza del mercato finale, che assegna un ruolo preminente al mercato e al

⁷ I prezzi sono più elevati nelle aree dove si presenta una carenza di offerta e più bassi dove l'offerta è in eccesso. Il meccanismo di bilanciamento viene poi gestito, in modo indipendente, all'interno di ciascun paese.

⁸Nel 2000, il NordPool ha definito contratti, stipulati su altri mercati, per un ammontare corrispondente a tre volte l'energia prodotta e a dodici volte quella scambiata sul mercato spot (Green 2001).

regolatore, e il modello francese, che propone di mantenere i vantaggi dell'integrazione verticale e la proprietà pubblica e che porta ad un minor grado di liberalizzazione.

La Direttiva stabilisce:

- le norme generali per l'organizzazione del settore allo scopo di conseguire un mercato dell'energia elettrica concorrenziale, nel rispetto delle *diversità nazionali* e del *principio di sussidiarietà* (Art.3.1) ;
- i risultati da raggiungere, in termini di livello di apertura dei mercati e grado di accesso. Tali risultati devono poter essere direttamente comparabili, quali che siano le modalità scelte per l'accesso della rete (Art.3.1);
- gli obblighi che gli stati possono imporre alle imprese, che operano nel settore. Si tratta degli obblighi di servizio pubblico per:
 - la sicurezza (che comprende anche l'approvvigionamento),
 - la regolarità,
 - la qualità e il prezzo delle forniture,
 - la protezione dell'ambiente.

che devono essere definiti in modo *trasparente e non discriminatorio* (Art.3.2).

Dopo le dichiarazioni sui principi, la Direttiva fornisce una serie di indicazioni relative alla generazione, trasmissione, distribuzione, alla separazione contabile e all'accesso alla rete di trasmissione. In particolare è proprio con riferimento all'organizzazione dell'accesso alla rete che si articola il progressivo grado di apertura alla concorrenza dei mercati elettrici.

Seguendo la Direttiva possiamo allora richiamare le indicazioni riconducibili alle diverse fasi della filiera elettrica. Nel caso della *generazione*, rileviamo che la Direttiva si occupa solo delle modalità per la costruzione di nuovi impianti, funzionale all'ingresso di nuovi operatori e, quindi, all'apertura alla concorrenza di questo segmento, che può avvenire mediante:

- autorizzazioni;
- procedure d'appalto che devono essere condotte con criteri obiettivi, trasparenti e non discriminatori(Art.4).

Con riferimento alla *trasmissione*, la Direttiva si preoccupa soprattutto di istituire la figura del gestore della rete e di definirne i compiti. Con un maggiore dettaglio si rileva che:

- il gestore della rete è indicato come responsabile della gestione, manutenzione ed, eventualmente, dello sviluppo della rete di trasmissione e dell'interconnessione con le altre (Art.7.1);
- il gestore è responsabile della gestione dei flussi di energia, della sicurezza, affidabilità, efficienza della rete e predisporre i servizi ausiliari necessari (Art.7.3);
- il gestore non deve discriminare tra utenti o categorie di utenti, in particolare a favore di società controllate o suoi azionisti (Art.7.5);
- il gestore deve essere indipendente, almeno sul piano gestionale, dalle altre attività connesse (Art.7.6);
- il gestore è responsabile del dispacciamento degli impianti di generazione della sua zona e dei sistemi di interconnessione con le altre reti. I criteri applicati per il dispacciamento devono essere obiettivi, non discriminatori e resi pubblici (Art.8.1 e 8.2);
- lo Stato membro può definire l'obbligo di priorità nel dispacciamento dell'energia da fonti rinnovabili (Art.8.3);

- lo Stato membro può, per motivi di sicurezza, ordinare priorità nel dispacciamento di impianti alimentati con fonti di energia primaria nazionale, fino al 15% dell'energia consumata nello stato (Art.8.4).

Nel caso delle *distribuzione*, infine, la Direttiva prevede per le imprese di distribuzione l'obbligo di fornire i clienti con sede in una data zona e la possibilità che le tariffe applicate siano regolamentate (Art.10.1).

Accanto a queste indicazioni, la Direttiva affronta poi i due punti nodali nel processo di liberalizzazione dei settori elettrici che sono indispensabili per la diffusione della concorrenza nella generazione e nella vendita finale: la *separazione funzionale delle attività* e l'*accesso alle reti*.

La difficoltà di raggiungere un accordo su entrambi tali punti ha, di fatto, portato ad adottare, nel primo caso, una soluzione minimale e, nel secondo caso, ad individuare una gamma di alternative possibili. Come si è già anticipato e come si vedrà, in dettaglio, nel prossimo paragrafo, è proprio su questi due punti che si concentrano molte criticità del modello proposto in sede europea rispetto alle quali appare ben presto evidente che è indispensabile intervenire con nuove regole.

Il tipo di *separazione* richiesta alle imprese elettriche integrate si limita infatti a indicare di tenere, nella contabilità interna, dei conti separati per le attività di generazione, trasmissione e distribuzione (Art.14.3).

Nel caso dell'*accesso alle reti*, la Direttiva prevede, d'altra parte, che questo possa avvenire secondo tre modelli:

- accesso alla rete negoziato (TPA – Third-Party Access) sulla base di una gamma indicativa di prezzi pubblicati (Art.17.1; 17.3);
- accesso alla rete regolato sulla base di accordi diretti (NTPA) (Art.17.4);
- procedura dell'Acquirente Unico (Art.18)⁹.

L'accesso alla rete è rilevante anche perché il progressivo grado di *apertura alla concorrenza* dei mercati elettrici (Art.19) previsto dalla Direttiva è stato articolato proprio con riferimento al grado di accesso alla rete.

La quota di mercato nazionale che deve essere progressivamente aperta alla concorrenza viene calcolata, dalla Commissione, sulla base della quota comunitaria di energia consumata da clienti finali con consumo superiore a 40GWh. Tale quota viene progressivamente aumentata nell'arco di 6 anni. Sono considerati clienti idonei coloro che superano il consumo di 40GWh all'anno nel 1999 (che equivale al 26,5%del mercato); 20GWh nel 2000 (che equivale al 30%del mercato) a 9GWh nel 2003 (che equivale al 35-36%del mercato).

L'ultimo punto di rilievo, trattato dalla Direttiva, si riferisce alla possibilità, da parte della Commissione Europea, di autorizzare *misure transitorie temporanee in deroga* alla Direttiva per impegni assunti prima dell'entrata in vigore della Direttiva e che non

⁹ La Direttiva fornisce anche una serie di indicazioni per disciplinare i compiti di questo nuovo soggetto e le condizioni che devono comunque caratterizzare il settore anche in sua presenza:

- L'Acquirente Unico è un soggetto giuridico indicato dallo Stato come responsabile dell'acquisto e della vendita centralizzata di energia elettrica;
- Tariffe di trasmissione sono pubbliche e non discriminatorie;
- Clienti idonei sono liberi di stipulare contratti con i produttori;
- Produttori sono liberi di accedere alle reti per la fornitura ai clienti idonei;
- L'acquirente unico può rifiutarsi di trasmettere o acquistare energia se non dispone della capacità di trasmissione o di distribuzione necessaria.

possono essere più adempiuti a causa delle disposizioni in essa contenute (Art.24). La richiesta espressa dalla maggioranza degli Stati di avvalersi dell'art 24, ha poi spinto la Commissione Europea ad intervenire con una comunicazione per definire i costi non recuperabili ammissibili al rimborso (stranded costs) e ha definito i criteri che devono essere soddisfatti per ottenerne l'ammissibilità. La Direttiva consente, in questo caso, il riconoscimento, nella Direttiva, di una categoria di costi che, come mostra l'esperienza di altri paesi¹⁰, possono condizionare in modo significativo i percorsi nazionali verso la liberalizzazione. I costi stranded rappresentano infatti una componente aggiuntiva che entra nelle tariffe finali, comportano una minore flessibilità tariffaria e possono ritardare l'ingresso di nuovi operatori nel settore.

Infine, la Direttiva prevedeva che gli stati membri erano tenuti ad applicare entro il 19 febbraio 1999 ad eccezione del Belgio e dell'Irlanda, per i quali la data di implementazione viene fissata al 19.2.2000 e della Grecia al 19.2.2001.

4 Il grado di liberalizzazione dei mercati nazionali.

L'evoluzione degli aspetti strutturali e proprietari, che avviene dopo l'introduzione della Direttiva, e il mutamento che si manifesta contemporaneamente nelle istituzioni della regolazione e nel modello regolatorio rende particolarmente complessa l'analisi dei risultati fino ad ora raggiunti. Cercheremo di analizzare innanzitutto i risultati più significativi in termini di evoluzione strutturale, utilizzando ma anche rielaborando gli indicatori predisposti da alcuni centri di ricerca e dalla stessa Commissione Europea.

4.1 Il grado di apertura dei mercati

Fin dall'inizio era apparso piuttosto evidente che la discrezionalità lasciata agli stati, punto di forza per raggiungere un accordo sulla direttiva stessa, non avrebbe potuto portare alla creazione di settori elettrici uniformi, tuttavia sembra che risultati economici equivalenti, sulla base delle raccomandazioni e dei parametri previsti dalla direttiva, siano stati raggiunti.

¹⁰ La recente crisi della California ha evidenziato come il recupero degli stranded cost abbia concorso, congiuntamente alle altre scelte delle Autorità di regolazione e del legislatore, a determinare il fallimento del processo di liberalizzazione del settore elettrico.

Tabella 4.1 Grado di apertura dei mercati

	Apertura del mercato ^(a)		Separazione trasmissione	Separazione distribuzione	Regolatore
	Dicembre 2000	Aprile 2003			
AU	32%	100%	legale	contabile	ex-ante
B	35%	52%	legale	legale	ex-ante
D	90%	100%	legale	legale	ex-ante
F	100%	100%	proprietaria	gestionale	ex-post
Fr	30%	37%	gestionale	contabile	ex-ante
G	100%	100%	legale ¹	contabile	NTPA ²
UK ³	100%	100%	proprietaria	legale	ex-ante
Gr	34%	34%	legale/gestionale	contabile	ex-ante
Ir	30%	56%	legale/gestionale	gestionale	ex-ante
I	35%	70%	proprietaria/legale	legale	ex-ante
L	-	57%	gestionale	contabile	ex-ante
O	33%	63%	proprietaria	gestionale	ex-ante
P	30%	45%	legale	contabile	ex-ante
Sp	54%	100%	proprietaria	legale	ex-ante
S	100%	100%	proprietaria	legale	ex-post

(a) Al febbraio 2003 la soglia di apertura prevista era del 34,5%

1. Separazione legale scelta dal TSO anche se non richiesta dalla normativa tedesca di applicazione della Direttiva

2. Accesso negoziato alla rete di trasmissione

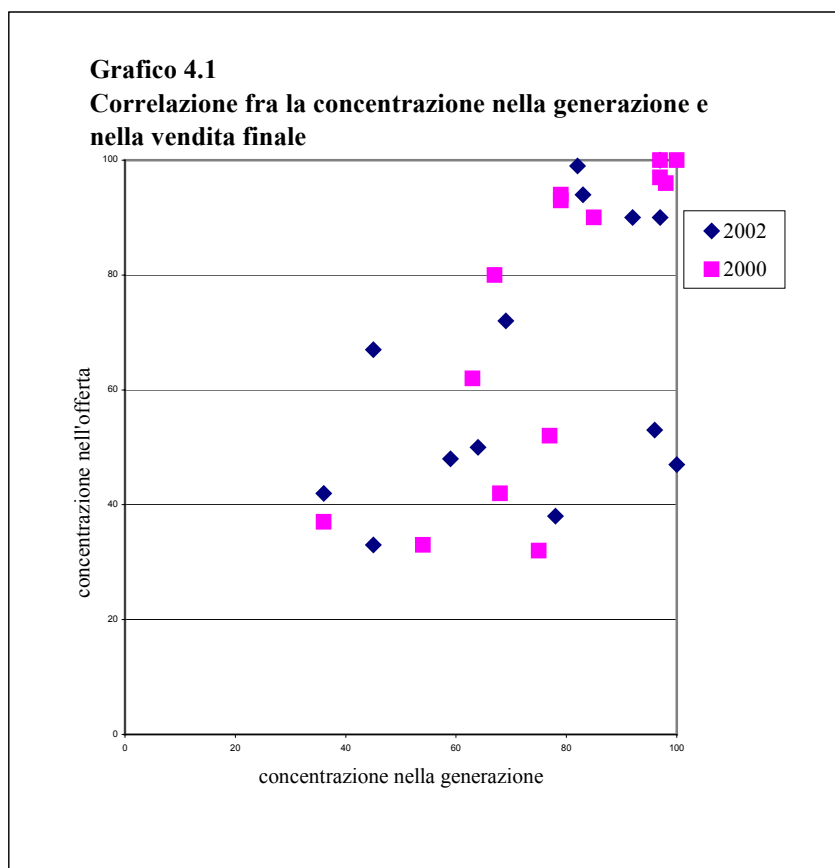
3. Nel Nord Irlanda l'apertura è del 35%

Fonte: CEC (2003): Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market – Commission Staff Working Paper

Il grado di apertura del mercato, dal lato della domanda, che avrebbe dovuto raggiungere la soglia del 35% circa del mercato, nel 2003, è stata largamente superato nella stragrande maggioranza degli Stati membri. Anche la separazione delle reti di trasmissione e di distribuzione dalle altre fasi della filiera elettrica è stata attuata, pur con modalità diverse, in tutti i paesi. Gli stati che erano originariamente caratterizzati da un grado di integrazione verticale elevato hanno comunque preferito forme di separazione più attenuate come quella gestionale, per la trasmissione, e contabile per la distribuzione. Infine, ad eccezione della Germania, tutti gli stati hanno introdotto una distinzione tra la funzione di regolazione e le altre attività del potere esecutivo. In Germania e nei paesi nordici questa funzione si limita ad interventi ex- post ed è quindi molto più prossima ad un'attività di tutela della concorrenza che ad interventi di regolazione veri e propri.

Anche i mutamenti che si colgono nel grado di concentrazione della generazione e della vendita finale, oltre che i cambi di fornitore e l'andamento dei prezzi, sembrano testimoniare che il processo di liberalizzazione avviato con la Direttiva stia già determinando qualche effetto positivo.

I livelli di concentrazione della capacità di generazione e della vendita finale dei quindici paesi membri, relativi agli anni 2000 e 2002, sono illustrati nel grafico 4.1. I dati mostrano, innanzitutto, che livelli elevati di concentrazione della generazione si accompagnano di solito ad una concentrazione elevata anche nella vendita probabilmente per il perdurare delle forme di integrazione verticale che caratterizzavano i settori elettrici prima dell'introduzione della Direttiva.



Fonte: nostra elaborazione su dati CEC (2003).

Il confronto tra i dati dei due anni mostra una maggiore dispersione, nel quadrante, dei punti relativi al 2002. La stima del grado di correlazione¹¹ tra le due grandezze conferma l'osservazione e suggerisce che è in atto la tendenza verso una minore concentrazione nella generazione e nella vendita finale e che questo fenomeno si accompagna, al momento, da una minore integrazione verticale.

Il cambio di fornitore costituisce uno tra i più significativi indicatori del diffondersi della concorrenza nel segmento della vendita, al di là del grado di apertura formale raggiunto. I dati disponibili per l'intervallo di tempo 1998-2001 mostrano che la decisione di cambiare fornitore è stata assunta, in quasi tutti gli stati, da oltre il 20% degli utenti industriali che si sono dimostrati piuttosto dinamici nella ricerca di nuovi fornitori.

¹¹ Il coefficiente di correlazione lineare scende da $r=0.78$ a $r=0.57$.

Tabella 4.2 Cambio di fornitori: 1998-2001

	Grandi utenti industriali idonei		Piccole utenze commerciali/domestiche		Valore totale stimato
	cambio	rinegoziazione	cambio	rinegoziazione	
Austria	20-30%	n.d	5-10%	n.d	8
Belgio	2-5%	30-50%	non idoneo		2
Danimarca	>50%	>80%	non idoneo		5
Finlandia	n.d	>50%	5-10%	10-20%	24
Francia	10-20%	n.d	non idoneo		30
Germania	20-30%	>50%	5-10%	10-20%	74
Grecia	-	-	non idoneo		0
Irlanda	10-20%	n.d	non idoneo		1
Italia	>50%	100%	non idoneo		71
Lussemburgo	10-20%	>50%	non idoneo		1
Olanda	20-30%	100%	non idoneo		10
Portogallo	5-10%	n.d	non idoneo		1
Spagna	10-20%	>50%	non idoneo		13
Svezia	n.d	100%	10-20%	>50%	39
Inghilterra	>50%	100%	30-50%	n.d	140

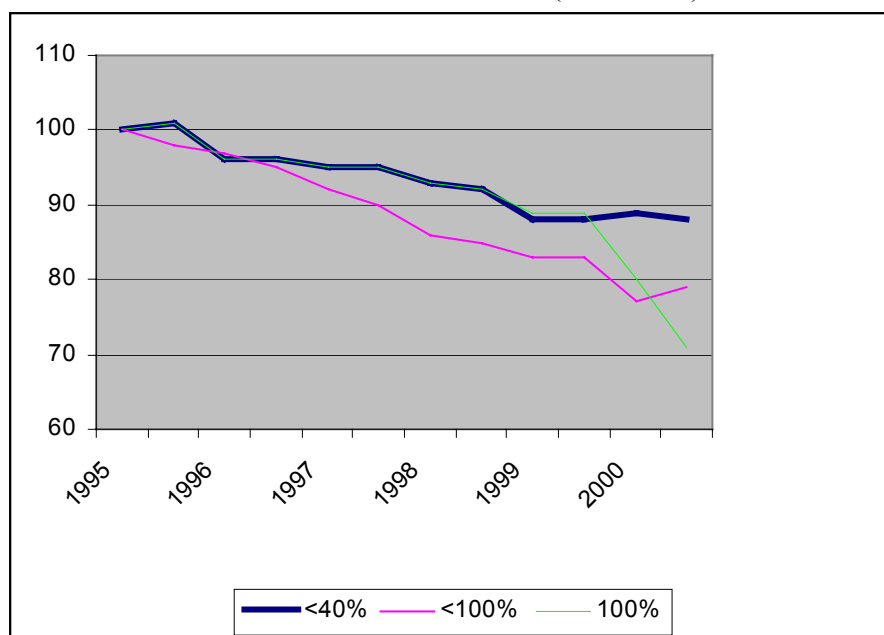
Fonte: CEC (2003): Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market – Commission Staff Working Paper

Di più difficile interpretazione è il dato che comprende anche la rinegoziazione di contratti stipulati in precedenza. In questo caso, infatti, il dato complessivo è estremamente elevato – in alcuni casi raggiunge il 100% - e può nascondere il tentativo messo in atto dalle imprese ex-incumbent di vincolare la propria utenza definendo contratti più favorevoli sul piano economico ma più vincolanti¹² in modo da scoraggiare l'ingresso di operatori concorrenti.

Infine, per quanto riguarda l'andamento dei prezzi, rileviamo che i risultati più significativi si hanno nei casi in cui il grado di apertura raggiunto dai mercati è maggiore. Il grafico 4.2 mostra che le riduzioni di prezzo, tra il 1995 e il 2000, conseguite dagli utenti industriali (2GWh) sono pari al 22% nei paesi che hanno raggiunto un grado di apertura del mercato del 100% e al 13% nei paesi con apertura inferiore a 40%.

¹² In Italia, l'Autorità di regolazione dell'energia elettrica e del gas è intervenuta a disciplinare gli accordi pluriennali per impedire l'introduzione di clausole di recesso contrattuale gravose per gli utenti e l'occupazione preventiva di quote di mercato dei clienti idonei da parte degli operatori già presenti. Nonostante ciò, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ha rilevato di recente (Provvedimento n.12634 del 27/11/2003), al termine di una indagine conoscitiva, che Enel - tramite la controllata Enel Energia - aveva introdotto nei contratti con i clienti idonei delle clausole di esclusiva sull'importazione di energia e di maggiorazione dei prezzi nel caso di ricorso a fonti di approvvigionamento diverse da Enel Energia. L'Autorità ha condannato la Società per abuso di posizione dominante comminando una multa di 2,5 milioni di Euro.

Grafico 4.2 Prezzi industriali 1995-2000 (1995=100)



Fonte: Eurostat. Prezzi deflazionati e al netto della VAT e delle altre tasse

Anche se abbiamo considerato il grado di apertura dei mercati, misurato dal lato della domanda, in relazione diretta con le riduzioni dei prezzi industriali, è importante comunque ricordare che questo non rappresenta l'unica causa di tali riduzioni. Le tariffe di accesso alle reti di trasmissione e il grado di competitività raggiunto dai mercati all'ingrosso nazionali sono le altre cause rilevanti per determinare l'andamento dei prezzi

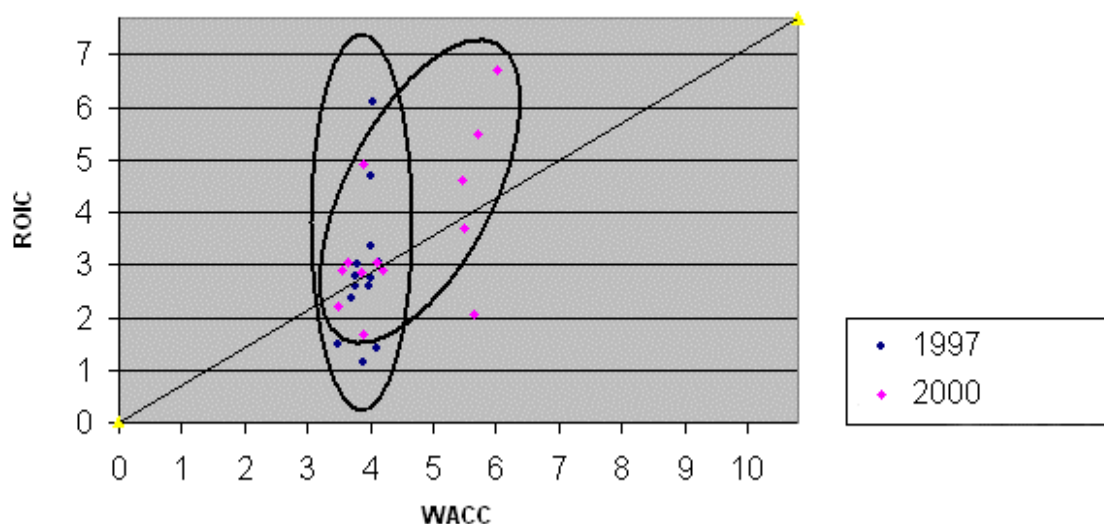
Gli indicatori che abbiamo considerato finora ci mostrano che il previsto grado di apertura alla concorrenza è stato raggiunto. Ciò tuttavia non significa che la concorrenza sia effettivamente operante.

I diversi studi che, con l'aiuto di indicatori qualitativi e quantitativi cercano di valutare il grado di liberalizzazione dei settori raggiunto negli Stati membri, (IEFE-SPRU, 2000, OXERA, 2000; Newbery, 2001) e di conseguenza anche il grado di trasformazione strutturale dei settori stessi, sembrano confermare questa affermazione.

4.2 Le strategie delle imprese.

L'avvio della ristrutturazione del settore elettrico e in particolare l'adozione, da parte degli Stati membri, di misure di separazione gestionale o legale, in alcuni casi anche proprietaria, ha reso più presente e pervasiva l'attività di regolazione e ha spinto le imprese dominanti a porre in atto strategie diverse nel tentativo di contrastare la caduta di profittabilità che il nuovo contesto sembra avere determinato.

Grafico 4.3 Evoluzione nella creazione di valore (ROIC – WACC)
creazione di valore



Fonte: Eurelectric (2001)

Il grafico elaborato nell'ambito di una ricerca Eurelectric (2001) pone in evidenza come, nel primo periodo di transizione verso la concorrenza, le maggiori imprese europee del settore abbiano, in molti casi, subito una perdita di valore per la caduta del tasso di rendimento sul capitale investito (ROIC) rispetto al costo medio ponderato del capitale (WACC). Nel 2000 i punti sono più vicini all'origine degli assi e in molti casi si collocano al di sotto della linea diagonale che esprime l'uguaglianza tra il tasso di rendimento e il costo del capitale investito.

Ciò può essere effettivamente dovuto ad un mutamento dello schema di regolazione. Uno degli obiettivi del regolatore quando interviene sulle tariffe, è quello di influenzare il rendimento del capitale investito nell'impresa regolata per avvicinarlo al costo medio ponderato del capitale. Se ciò avviene vuol dire che il regolatore è riuscito a trasferire anche all'utenza i benefici conseguiti dall'impresa.

Le imprese dominanti, da parte loro, seguono strategie diverse per tutelare la propria profittabilità. Due linee d'azione sembrano prevalere. Una prima strategia va nella direzione di attuare una riduzione dei costi. Non sempre, tuttavia, ciò è il risultato della ricerca di una maggiore efficienza produttiva. In molti casi è piuttosto la conseguenza di una contrazione dell'occupazione. La seconda è invece una strategia di crescita e di diversificazione. Le scelte vanno, in questo caso, sia nella direzione di accrescere la presenza delle imprese nel proprio settore, con fusioni ed acquisizioni, ma anche di operare nei settori che forniscono altri servizi di pubblica utilità attività, in particolare nelle telecomunicazioni, nel gas e nell'acqua. In entrambi i casi le opportunità vengono cercate sia sul mercato nazionale che estero.

Con riferimento al processo di ristrutturazione, che si va delineando all'interno dei singoli stati, rileviamo che questo sembra essere caratterizzato da due percorsi: un'ondata di fusioni che porta a concentrare la produzione di energia elettrica - come nel caso della Germania e della Spagna - e un percorso inverso, diretto ad aumentare il numero degli operatori, nel caso di stati caratterizzati da monopoli nazionali come in Italia e in Francia.

In particolare, in Germania: RWE e VEW si sono fuse creando un nuovo operatore (numero uno della generazione) RWE che ha poi effettuato acquisizioni nella distribuzione; VEBA e VIAG hanno dato luogo a E.ON (numero due); E.ON si è successivamente fusa con Ruhrgas¹³ e ha acquisito quote nelle società di distribuzione comunali; HEW, VEAG e BEWAG hanno creato un terzo gruppo.

In Spagna, invece, il tentativo di fusione di Endesa e Iberdrola (numero uno e due) e il progetto di fusione tra Hidrocantabrico e Union Fenosa (numero tre e quattro) non ha avuto successo perché i due nuovi soggetti avrebbero rappresentato l'80% del mercato nazionale.

In Francia, SNET (società nazionale de l'électricité et de thermique) e CNR (Compagnie Nazionale du Rhone) sono indipendenti da EdF. In Italia, ENEL ha completato il programma di ristrutturazione con la dismissione di capacità di produzione e di alcuni tratti della rete di trasmissione.

A livello internazionale si osservano invece strategie di espansione per contrastare l'erosione delle quote di mercato nazionale. In sintesi:

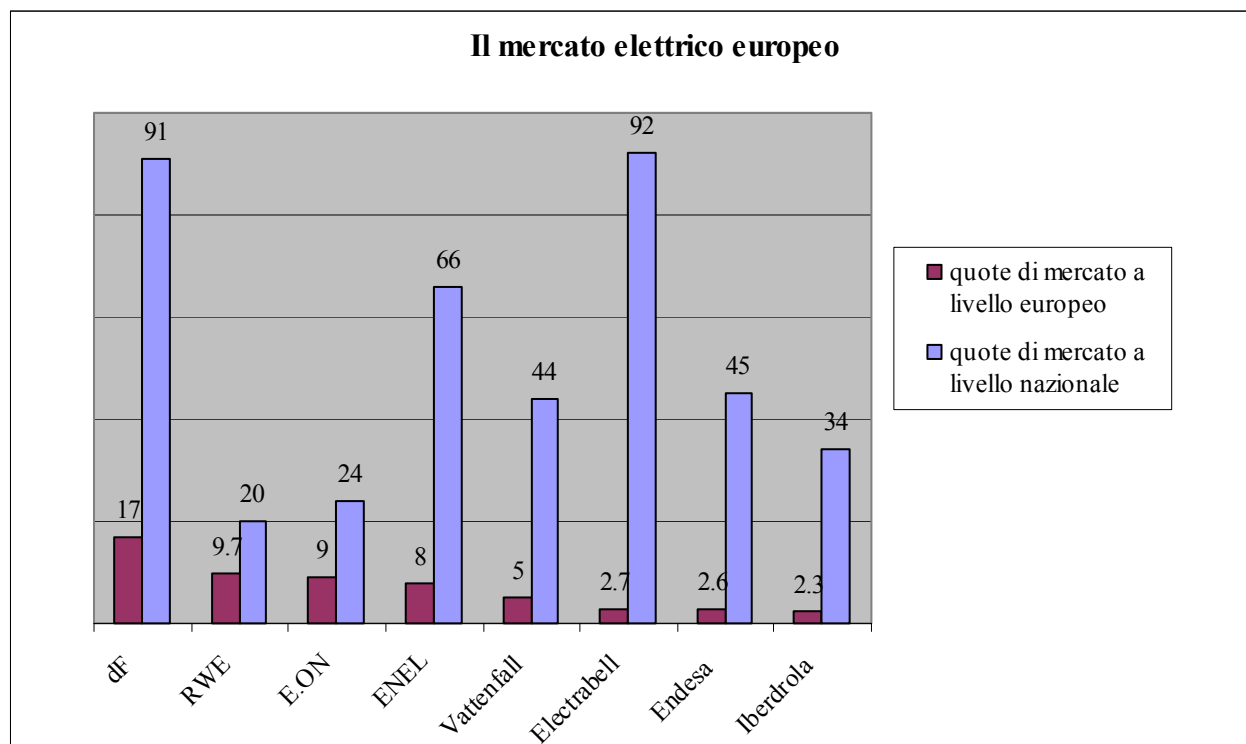
- Vattenfall, gruppo pubblico svedese, ha acquisito in Germania il controllo di HEW, VEAG, BEWAG e LAUBAG creando la Vattenfall Europe;
- E.ON ha acquisito Powergen, numero due in UK e, successivamente, tramite quest'ultima la TXU. Inoltre ha investito nella produzione e nella vendita di elettricità e di gas in Finlandia, Ungheria, Slovacchia e Lituania;
- RWE ha investito in Slovenia, Polonia e Cecoslovacchia;
- Electrabel è entrata in un consorzio per l'acquisto di Interpower, venduta da ENEL in Italia e ha acquistato quote di CNR in Francia;
- EdF, dopo l'acquisizione di London Electricity, ha acquistato l'inglese Seeboard, ha il controllo congiunto della terza società tedesca (EnBW), una quota di Energia in Italia e ha effettuato acquisizioni nella distribuzione in Slovacchia;
- SNET opera con Endesa in Francia e ha acquistato il quarto operatore olandese, REMU;
- ENEL ha partecipazioni in Union Fenosa in Spagna e in Viesgo;
- Endesa opera in Italia con Elettrogen
- Iberdrola ha una partecipazione in EDP che, a sua volta, ha una quota in Hidrocantabrico.

Le strategie di intervento internazionale sono state favorite anche dal ritiro delle imprese americane che avevano, a partire dagli anni '90, incominciato ad operare sui mercati europei acquisendo società di generazione e di distribuzione soprattutto in Gran Bretagna. Nuove strategie di intervento a livello internazionale si vanno delineando anche nei confronti dei paesi candidati all'allargamento dell'unione europea.

Il quadro complessivo che ne emerge è che le grandi società sono estremamente attive effettuando operazioni di integrazione orizzontale e verticale nel settore elettrico e di convergenza in quello del gas che sembrano prefigurare un percorso verso un oligopolio europeo (Helm 2001, Brunekreeft 2001) come pare abbastanza evidente dal grafico 4.4 che ci offre una sintesi della posizione ricoperta, sui mercati nazionali e su quello europeo, dalle maggiori imprese del settore elettrico.

¹³ La fusione è stata approvata (31.1.2003) dal Ministero dell'Economia, come eccezionale, benché contestata dall'Autorità tedesca per la tutela della concorrenza. Il nuovo gruppo è il leader europeo se si considerano entrambi i settori dell'elettricità e del gas.

Grafico 4.4 Il mercato elettrico europeo



Fonte: Commission pour la régulation de l'électricité et du gaz (CREG), 2003.

I due percorsi che abbiamo rilevato, di consolidamento a livello nazionale e di espansione a livello europeo, fanno comunque presagire che in futuro vi saranno numerosi gruppi di operatori multinazionali rilevanti destinati anche ad operare come traders o come brookers. Si tratta di attività destinate a crescere con il livello di liberalizzazione e che sono presenti dove i mercati sono già liberalizzati da tempo come nei paesi scandinavi e in Inghilterra.

4.3 I mercati all'ingrosso

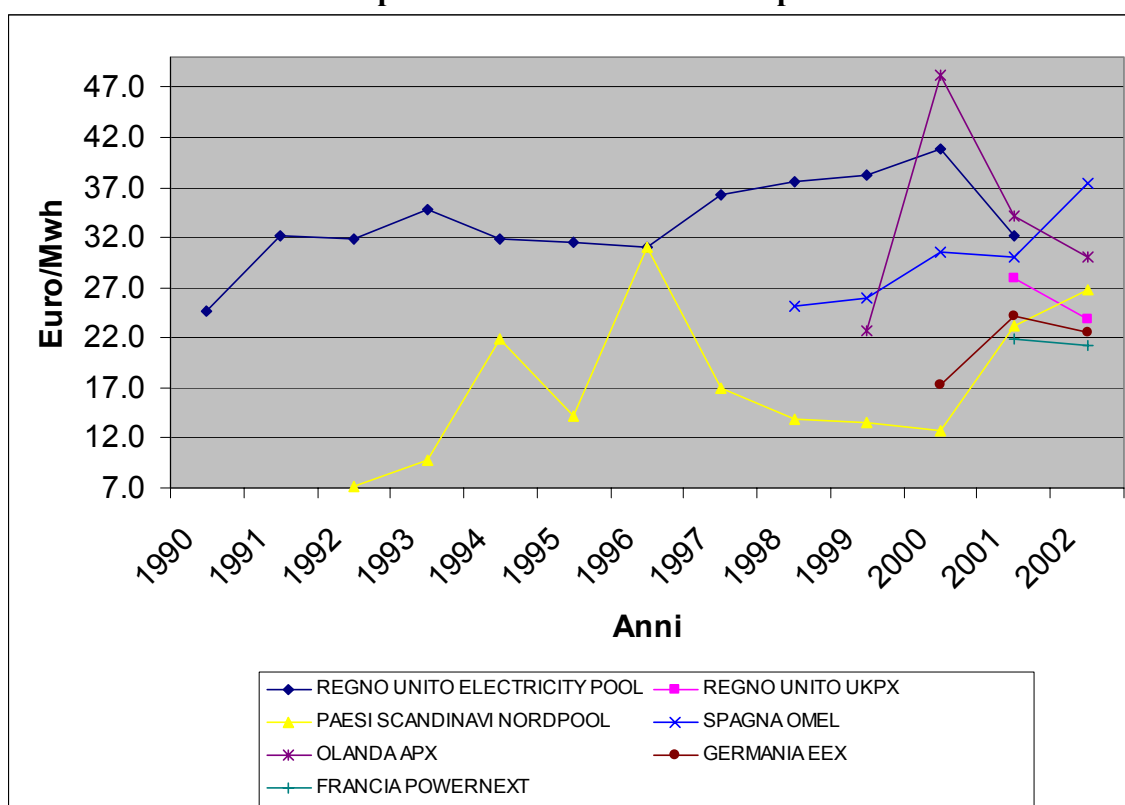
Le ristrutturazioni che investono la dimensione nazionale e sovranazionale delle imprese che operano sui mercati europei stanno avvenendo in un momento in cui i problemi dell'accesso alle reti di trasmissione, della capacità di interconnessione, delle modalità di contrattazione all'ingrosso dell'elettricità e dell'esercizio di potere di mercato sono ancora tutti da risolvere.

La Direttiva ha lasciato agli stati la piena libertà di organizzare il proprio sistema di scambi all'ingrosso, benché la richiesta di separazione delle diverse fasi della filiera elettrica abbia reso necessaria la definizione di un qualche modello di scambio per la definizione dei prezzi all'ingrosso dell'energia elettrica: borsa elettrica, contrattazioni bilaterali o qualche altra soluzione mista.

In Europa, solo alcuni stati hanno, al momento, introdotto forme di contrattazione organizzate come le borse elettriche. Si tratta di mercati che presentano tra loro caratteristiche diverse poiché applicano criteri diversi per l'accesso alle contrattazioni, per la gestione delle congestioni, per la fissazione dei prezzi e la definizione degli incentivi alla creazione di nuovi investimenti.

In particolare, vi sono borse elettriche volontarie e già operanti. E' il caso della Gran Bretagna (NETA dal 2001) della Germania (EEX)¹⁴, dell'Olanda (APX), dei paesi scandinavi (Nord Pool) e della Francia (PPX). Vi sono poi borse obbligatorie, come in Gran Bretagna (Pool) fino al 2001 e in Spagna (OMEL)¹⁵. Infine, in Italia, la borsa è in fase di avvio, ma non ancora operante. I volumi di scambi effettuati nelle borse sono in generale relativamente contenuti e rappresentano meno del 10% del totale degli scambi. Fanno eccezione il NordPool, con volumi di scambio intorno al 25%, e la Spagna dove la contrattazione in borsa è obbligatoria per gli operatori e il volume degli scambi si aggira attorno all'80%.

Grafico 4.5 Andamento dei prezzi medi* nelle borse europee 1990/2002



Fonte: AEEG (2003) Relazione annuale.

(*) I prezzi medi per Spagna, Germania, Olanda e i Paesi scandinavi sono riferiti al mercato del giorno prima. Nel caso della Gran Bretagna i prezzi sono quelli finali e quelli relativi al 2001, da aprile a dicembre, sono riferiti all'UKPX che rappresenta la borsa elettrica inglese con più elevato volume di scambi.

Benché i dati siano delle medie annuali, la variabilità è significativa¹⁶ e sembra essere, in diverse situazioni, legata alle caratteristiche locali della produzione. E' il caso dell'aumento dei prezzi rilevati nel NordPool e in OMEL, durante l'inverno 2002, in seguito alla carenza di riserve idriche che si era determinata per la riduzione delle precipitazioni. Nel caso della Francia dipendono invece dalle condizioni di operatività

¹⁴ EEX è nata dalla fusione delle borse sorte a Francoforte e a Leipzig: Quasi la metà dei partecipanti (120) è costituita da operatori esteri.

¹⁵ L'obbligo è per i produttori con capacità installata superiore a 50 MW. Sono invece esenti i titolari di impianti di generazione e da fonti rinnovabili.

¹⁶ Nel caso dell'EEX, nel 2002, la punta massima è stata raggiunta nell'ora 11-12 del 9 luglio con 500,01 euro/MWh mentre il prezzo medio giornaliero è stato di 48,01 euro/MWh.

della rete di trasmissione. Sembra esservi un'elevata correlazione tra la struttura dei consumi elettrici e quella dei prezzi che si fissano sul Powernext (UCTE 2003a). Le borse finiscono così fornire un indice dei prezzi più utile a livello nazionale che per costruire un indicatore dell'andamento complessivo anche se, nel corso del 2002, si incomincia a cogliere una certa convergenza dei prezzi a livello europeo.

Le nuove borse europee appaiono al momento "sottili" e poco liquide e non sembrano ancora in grado di fornire un contributo significativo al diffondersi della concorrenza che ha bisogno di informazioni ampie e facilmente accessibili. Il modello di scambio prevalente è infatti rappresentato dalle contrattazioni bilaterali, rispetto alle quali le informazioni disponibili, sia sull'entità dei volumi di scambio che sul livello dei prezzi, sono invece molto scarse e poco trasparenti.

In conclusione, rileviamo comunque che la presenza di alcuni tratti interessanti quali il permanere in Europa di un eccesso di capacità (in Francia e Germania), una crescita contenuta della domanda di energia elettrica sia contenuta e una tecnologia, facilmente accessibile, consentirebbe nuovi ingressi. Ciò non significa, di per sé, che i prezzi debbano scendere ad un livello concorrenziale.

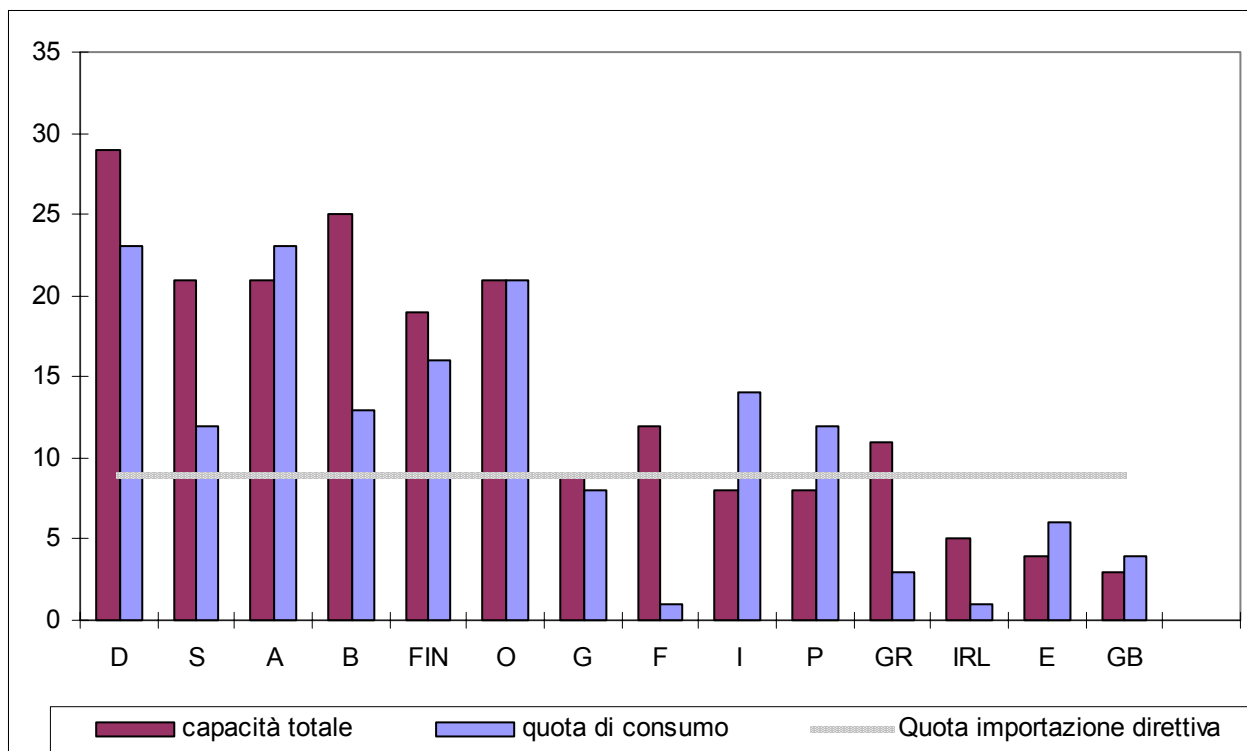
4.4 La capacità di interconnessione

L'inadeguatezza del grado di interconnessione rappresenta uno dei punti più critici dell'architettura del mercato unico dell'energia. La Commissione Europea aveva infatti affrontato la definizione di una politica dei servizi caratterizzati dalla presenza di reti infrastrutturali con due obiettivi:

- promuovere la liberalizzazione dei settori elettrici, definendo – mediante la Direttiva – le regole comuni che gli stati membri erano chiamati ad implementare nelle rispettive legislazioni;
- favorire la costruzione e l'ampliamento delle reti di trasmissione nazionali e delle interconnessioni con l'estero che erano, invece, lasciate alle iniziative dei singoli stati e delle imprese direttamente coinvolte nel settore.

Uno scarso livello di interconnessione tra i paesi, in un contesto di monopoli nazionali o regionali come quello che caratterizzava il settore elettrico prima della liberalizzazione, trovava spiegazione nell'assenza della necessità e forse anche dell'idea stessa che uno scambio di energia elettrica fosse importante se non per fronteggiare situazioni di scarsità o di emergenza e, comunque, non in condizioni concorrenziali. Un grado di interconnessione inadeguato rappresenta invece un vero vincolo alla creazione del mercato unico dell'elettricità.

Grafico 4.6 Grado di interconnessione e quote di importazione.



Fonte: CEC (2003): Second benchmarking report on the implementation of the internal electricity and gas market – Commission Staff Working Paper

L'analisi del problema dell'interconnessione pone in evidenza, innanzitutto, la caratteristica geografica del settore elettrico europeo: un'area continentale (CORE: Germania, Francia, Belgio, Lussemburgo, Olanda e Austria) e sei aree satellite (penisola iberica, Italia, Gran Bretagna, Irlanda/Nord Irlanda, Grecia, penisola scandinava).

Vi è un gruppo di stati membri (Danimarca, Svezia, Finlandia, Olanda, Belgio e Austria) abbastanza bene interconnessi, con una capacità di importazione sul totale di quella domestica installata, attorno al 20%. Altri due stati (Germania e Francia) sono intorno al 10%. Le maggiori aree satellite presentano valori più bassi: penisola iberica (2%), Gran Bretagna (3%), e Italia (7%). Le ultime due sono del tutto periferiche. E' previsto un collegamento dell'Irlanda con la Scozia, mentre quello della Grecia con l'Italia sta richiedendo tempi molto più lunghi del previsto. Il grado di interconnessione di molte aree con la "area continentale" o "core" è ancora estremamente basso e comunque al di sotto del livello (10%) che secondo la Commissione dovrebbe essere raggiunto entro il 2005.

Un altro aspetto rilevante è la correlazione tra il grado di interconnessione e la quota di elettricità importata. Come risulta evidente dal grafico, alcuni paesi utilizzano intensamente la loro capacità di interconnessione (Portogallo, Svezia, Gran Bretagna, Italia, Spagna e Olanda) e presentano nella maggior parte del tempo fenomeni di congestione. Tuttavia, vi può essere congestione anche quando la capacità non è utilizzata così intensamente se gli accordi di allocazione della capacità di interconnessione non sono adeguati o sono stati stipulati accordi che vincolano l'utilizzo della capacità stessa (CE 2001).

In attesa di un intervento della Commissione diretto ad individuare gli strumenti più adatti alla definizione delle tariffe di transito e di gestione della congestione, nell'ambito dell'Associazione Europea dei gestori delle reti (ETSO – European Transmission System Operators) alcuni paesi (Italia, Belgio, Svizzera, Germania, Spagna, Francia, Olanda e Portogallo) avevano comunque raggiunto un accordo per definire una tariffa unica di 0,50 Euro per MWh, dal 1 marzo 2002 al 31 dicembre 2002, per gli scambi transfrontalieri. Successivamente a quella data la tariffa è stata azzerata.

La Commissione era comunque intervenuta con una serie di proposte per lo sviluppo delle reti transeuropee di energia (TEN) indicando i progetti prioritari e proponendo un aumento del cofinanziamento comunitario.

La persistenza di vincoli all'interconnessione testimonia il fallimento della politica energetica comune nel creare un vero mercato interno dell'energia. Una conseguenza importante, della presenza di questi vincoli, è infatti quella di mantenere il carattere di "rilevante" ai mercati nazionali dell'energia elettrica rendendo molto più complesso il lavoro dell'Autorità europea per la tutela della concorrenza quando viene chiamata a deliberare sulle decisioni delle imprese maggiori di intervenire sui mercati esteri.

4.5 I vincoli alla liberalizzazione

Gli ostacoli al diffondersi della concorrenza sono pertanto ancora numerosi. Si tratta di vincoli legati alla *presenza di operatori dominanti*, nei paesi dove le autorità nazionali sono state più restie ad effettuare interventi di separazione verticale e orizzontale risolutivi; alla *mancaza i mercati all'ingrosso* o al loro inadeguato funzionamento, alla *presenza di vincoli alla trasmissione* soprattutto quella legata alla *capacità di interconnessione* tra stati; alla *mancaza di un regolatore*, in alcuni paesi, o di un mandato regolatorio adeguato a contrastare i comportamenti non concorrenziali posti in essere dalle imprese regolate. A questo si deve aggiungere l'*ondata di fusioni* condotte dalle imprese maggiori, sui mercati interni ed esteri, anche da parte di imprese di proprietà pubblica.

Tutto ciò consente l'esercizio del potere di mercato e rallenta il percorso verso la concorrenza. D'altra parte, le consuete leggi per la tutela della concorrenza, anche nell'ambito degli stati membri, non sembrano adeguate. Infatti il ricorso alle autorità antitrust può avvenire solo ex-post e richiede che l'impresa dominante controlli più del 40% della quota di mercato¹⁷. L'esperienza inglese ci consente di rilevare che l'esercizio del potere di mercato, nel caso del settore elettrico, si è manifestato anche in presenza di mercati apparentemente non concentrati. A ciò si deve aggiungere che il regolatore non ha, nella maggior parte dei casi, i poteri per intervenire e per sanzionarlo.

In conclusione a questo paragrafo osserviamo che la presenza di alcuni, significativi vincoli alla liberalizzazione ha reso ineludibile la ridefinizione delle regole comuni per la creazione di un mercato unico dell'energia. In particolare, è parso prioritario intervenire

¹⁷ A questo proposito, la Germania viene considerata un caso d'analisi di notevole interesse (Brunekreeft 2002). I prezzi spot sono stati molto contenuti nel periodo 2000-2001 come risultato di una strategia adottata dalle società integrate di generazione-trasmissione che, attribuendo solo i costi evitabili alla generazione e recuperando i costi fissi con le tariffe di trasmissione, impedivano in questo modo l'ingresso di nuovi operatori. Ciò è possibile se le tariffe sono negoziate e non esiste un controllo da parte del regolatore proprio come avviene nel caso della Germania. Con capacità in eccesso, la strategia di prezzi bassi ha poi consentito di abbassare il valore delle società di generazione, che potevano essere acquistate vantaggiosamente, aumentando la concentrazione delle imprese esistenti. Queste avevano poi potuto esercitare il potere di mercato riducendo la propria capacità, mediante il ritiro di alcuni impianti, come è accaduto a partire dalla metà del 2001.

per regolare l'accesso e incentivare la crescita della capacità di interconnessione perché il problema che emerge con sempre maggiore importanza è il permanere di ostacoli allo scambio di elettricità tra gli stati membri. Quest'ultimo rappresenta, in diverse situazioni, il vero canale al diffondersi della concorrenza perché consente ad un numero sempre maggiore di generatori di competere tra di loro.

5 La necessità di nuove regole: la seconda Direttiva (2003/54)

L'introduzione di nuove regole, per contrastare l'emergere degli ostacoli e il permanere dei vincoli al diffondersi della liberalizzazione del settore elettrico, è diventato un passaggio inevitabile nel processo di costruzione del mercato interno che richiede tempi lunghi, legati al diverso grado di evoluzione delle istituzioni e delle politiche degli stati membri.

Anche le esperienze di liberalizzazione dei paesi che per primi, negli Stati Uniti ed in Europa, avevano adottato la scelta di ristrutturare i propri settori elettrici offrivano - nel frattempo - nuovi spunti di riflessione nell'ambito del percorso istituzionale di elaborazione delle nuove proposte. In particolare, la crisi del settore elettrico della California, che si era manifestata nell'estate del 2000, aveva richiamato l'attenzione sui rischi di una liberalizzazione inadeguata.

Le istituzioni comunitarie si sono pertanto trovate di fronte alla necessità di prestare sempre maggiore attenzione, al problema della sicurezza dell'offerta che, a sua volta, deve consentire uno sviluppo sostenibile anche dal punto di vista del suo impatto ambientale. Le tematiche ambientaliste, che hanno una loro autonomia in ambito comunitario, hanno trovato in questo caso un significativo punto di incontro con quelle relative al mercato interno dell'energia. Senza approfondire questi aspetti, che richiederebbero uno spazio più ampio, ci limitiamo a ricordare che, proprio negli anni successivi all'approvazione della direttiva 96/92 ed in seguito alla definizione del protocollo di Kyoto, aveva incominciato ad assumere rilievo la possibilità di un maggiore utilizzo delle fonti rinnovabili per la produzione di energia elettrica. Ciò al fine di perseguire due obiettivi: la riduzione delle emissioni di gas inquinanti nell'atmosfera e una minore dipendenza dall'estero per l'approvvigionamento delle fonti di energia primaria destinate alla produzione di elettricità. La Direttiva 2001/77, approvata dal Parlamento e dal Consiglio europeo e relativa alla promozione di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili, definisce a livello europeo¹⁸ gli obiettivi di riduzione dei gas inquinanti e di produzione di energia da fonti rinnovabili lasciando peraltro agli stati membri la definizione degli obiettivi nazionali e delle modalità per perseguirli.

5.1 La proposta per nuove regole

Nel tentativo di accelerare l'adozione delle proposte ancora da implementare e di affrontare gli aspetti critici che l'implementazione della Direttiva incominciava ad evidenziare, soprattutto con riferimento agli scambi di energia elettrica tra paesi membri, la Commissione aveva sottoposto all'approvazione del Consiglio Europeo, nella primavera 2001 a Stoccolma, un pacchetto di raccomandazioni indicato come "Pacchetto De Palacio" dal nome del Commissario europeo dell'energia e dei trasporti che lo aveva presentato. Le

¹⁸ A livello europeo, gli obiettivi sono quelli di ridurre del 8%, rispetto al 1990, l'emissione di gas inquinanti che deve essere realizzata entro il 2012 e di raddoppiare dal 6% al 12% della produzione lorda interna, la quota di energia da fonti rinnovabili che deve essere raggiunta entro il 2010.

raccomandazioni si proponevano di ridurre l'eccessiva ampiezza delle opzioni concesse inizialmente e prevedevano:

- Libertà di scelta del fornitore per tutti i consumatori *non-domestici* europei dal 1 gennaio 2003 e di tutti gli utenti dal 1 gennaio 2005;
- Abolizione dell'accesso negoziato alle reti;
- Separazione societaria della rete di trasmissione dalle altre attività della filiera;
- Istituzione obbligatoria di una Autorità di regolazione nazionale;
- Rafforzamento dell'obbligo di servizio pubblico mediante garanzie di manutenzione ed espansione della rete.

In questo modo si cercava di tutelare meglio il consumatore finale, di rendere più trasparente l'accesso alle reti e di rafforzare il ruolo della funzione di regolazione in un contesto che si andava, pur lentamente, liberalizzando.

La Francia, che non si era adeguata in tempo ai termini previsti per implementare la Direttiva e aveva realizzato il minimo di ristrutturazione e di apertura del proprio mercato, e la Germania, che preferiva mantenere l'accesso negoziato alle reti, l'integrazione verticale e si opponeva alla creazione di un'autorità di regolazione, si erano però fermamente opposte alla approvazione di una nuova Direttiva che veniva pertanto rinviata.

Solo nella riunione del Consiglio Europeo a Barcellona, nella primavera 2002, si trovava un accordo su un nuovo pacchetto di misure.

5.2 Il percorso istituzionale verso la seconda Direttiva

Il Consiglio Europeo, tenutosi a Barcellona nel marzo 2002, aveva sollecitato ai paesi membri l'adozione delle proposte ancora in attesa di implementazione e aveva previsto alcune modifiche alle raccomandazioni iniziali della Direttiva che avrebbero dovuto essere introdotte al più presto possibile.

- Libertà di scelta del fornitore per tutti i consumatori *non-domestici* europei viene spostata al 2004, *invece che al 2003*.
- Separazione della trasmissione e della distribuzione dalla produzione e dalla vendita.
- Accesso non discriminatorio alla rete per i consumatori e produttori, sulla base di tariffe pubblicate e trasparenti, *invece dell'abolizione dell'accesso negoziato alle reti*
- Accordo per la fissazione di un sistema di criteri, non-discriminatori, trasparenti per la definizione delle tariffe per gli scambi transfrontalieri di elettricità.
- Ulteriori misure per la definizione delle obbligazioni di servizio pubblico, sicurezza dell'offerta e protezione dei gruppi sociali più vulnerabili.
- Istituzione in ciascuno stato membro di una funzione di regolazione, *invece di una Autorità di regolazione nazionale*;
- Realizzazione, entro il 2005, di un grado di interconnessione tra le reti dei diversi Stati membri, pari ad almeno il 10% della capacità di produzione.

E' evidente che le nuove proposte rappresentavano, rispetto a quelle formulate nel Consiglio di Stoccolma, un arretramento soprattutto sui temi dell'accesso alle reti di trasmissione e della regolazione dei mercati liberalizzati. Il problema dell'interconnessione tra stati, aveva invece ricevuto maggiore attenzione. Veniva infatti indicato di un grado minimo di interconnessione del 10% da realizzarsi entro il 2005.

5.3 La nuova Direttiva (2003/54)

Nel marzo 2003 a Bruxelles, il Consiglio Europeo non si limitava a chiedere una rapida adozione delle Direttive e di un Regolamento relativi al mercato interno dell'elettricità e del gas, sulle quali si era ormai raggiunta l'intesa nel febbraio precedente, ma affrontava anche altri temi di politica energetica. In particolare, il Consiglio proponeva di definire una normativa per la creazione di condizioni appropriate per incoraggiare gli investimenti privati nelle infrastrutture energetiche.

Nel giugno 2003, si giunge infine all'adozione delle Direttive per l'elettricità (2003/54) e per il gas (2003/55) e del Regolamento (n.1228/2003) per gli scambi transfrontalieri di elettricità che dovranno essere implementati nelle legislazioni nazionali entro il 1 luglio del 2004. La Direttiva indica il successivo percorso per il completamento dell'apertura del mercato: dal 1 luglio 2004 tutti gli utenti non domestici e dal 1 luglio 2007, anche gli utenti domestici, saranno liberi di scegliere il proprio fornitore.

Ciò che pare immediatamente evidente, alla lettura della nuova Direttiva per l'elettricità, è che la decisione di completare la creazione di un mercato interno dell'energia elettrica si accompagna al riconoscimento della necessità di tutelare i diritti dei consumatori e di garantire la sicurezza dell'offerta che la spinta alla liberalizzazione aveva posto inizialmente in secondo piano.

Con le nuove norme si cerca, infatti, di intervenire su due punti: la tutela degli utenti e la disciplina del percorso di liberalizzazione dei settori elettrici riducendo la gamma di opzioni prevista dalla prima Direttiva e introducendo l'obbligo di creare un'autorità di regolazione nazionale.

Alla tutela degli utenti e alla sicurezza dell'offerta vengono dedicati gli articoli di apertura della Direttiva. Con riferimento a questo punto, vi sono numerose indicazioni a cui gli stati membri, nel rispetto del principio di sussidiarietà, possono o devono dare attuazione. Gli stati membri:

- possono imporre l'obbligo del servizio universale (art.1.2);
- devono garantire il servizio universale agli utenti domestici e alle piccole imprese, a livelli di qualità specificati e a prezzi ragionevoli e trasparenti, anche indicando un fornitore di ultima istanza (art.1.3);
- devono proteggere le fasce di utenza più svantaggiate (art.1.5);
- devono monitorare la sicurezza dell'offerta con particolare attenzione a:
 - o equilibrio tra domanda e offerta sul mercato nazionale;
 - o previsioni di domanda e alla capacità addizionale richiesta;
 - o misure per coprire le punte di domanda e le riduzioni impreviste di offerta;
 - o pubblicare un rapporto biennale sull'attività di monitoraggio.

Il monitoraggio può essere affidato dallo stato alle autorità di regolazione nazionale (art.4).

Le norme della nuova Direttiva, che intervengono a disciplinare i percorsi di liberalizzazione nazionale, indicano agli stati una maggiore uniformità di percorso. Nel caso della *generazione* rileviamo che, per costruire nuovi impianti, l'autorizzazione è indicata come la procedura da seguire mentre all'appalto si può ricorrere solo in via eccezionale (art.6).

Nel caso della *trasmissione* gli stati devono designare uno o più Operatori del sistema di trasmissione(art.8) le cui funzioni – essenzialmente la sicurezza del sistema e l'accesso non discriminato alla rete - sono esplicitati in modo dettagliato (art.9). Inoltre, nel caso in cui la trasmissione faccia parte di un'impresa verticalmente integrata, l'Operatore deve essere indipendente almeno dal punto di vista legale (art.10) ed adottare una serie di

comportamenti per evitare interferenze o controlli da parte degli altri segmenti dell'impresa.

Anche nel caso della *distribuzione* gli stati sono chiamati a designare uno o più Operatori per il sistema di distribuzione e, anche in questo caso è prevista almeno la separazione legale dalle altre attività dell'impresa verticalmente integrata (art. 13, art. 14 e art.15).

Sia nel caso della trasmissione che in quello della distribuzione le nuove indicazioni vanno molto oltre quelle previste dalla precedente Direttiva che si limitava a richiedere la separazione contabile per le diverse attività delle imprese verticalmente integrate e che non prevedeva la figura degli Operatori di sistema per la trasmissione e la distribuzione. Si va, in questo modo, rafforzando la separazione verticale che consente il diffondersi della concorrenza, sia a monte che a valle delle infrastrutture di rete.

In questa direzione va anche la scelta di consentire l'accesso alla rete di trasmissione e alle reti di distribuzione solo in regime regolato (TPA – Third Party Access) eliminando l'accesso negoziato ammesso in precedenza come alternativa possibile.

Oltre a ridurre la gamma delle opzioni, tra cui gli stati membri potevano scegliere nel percorso di liberalizzazione del proprio settore elettrico, la Direttiva impone agli stati di istituire uno o più soggetti a cui attribuire la funzione di autorità di regolazione (art.23). Tale autorità deve essere del tutto indipendente dagli interessi dell'industria elettrica ed ha, in particolare, il compito di verificare le regole per la gestione e l'allocazione della capacità di interconnessione con le autorità degli altri paesi e dei meccanismi creati per risolvere il problema delle congestioni della capacità di trasmissione sul territorio nazionale. L'autorità è tenuta a fissare o a rivedere le tariffe, o le metodologie tariffarie, di accesso alle reti. Tuttavia gli stati membri possono, su questo punto, prevedere che le proposte tariffarie dell'autorità vengano sottoposte, per la decisione formale, ad un organo competente dello stato che però, in caso di mancata approvazione, deve rendere nota la sua motivazione. E' evidente che in questo modo diventa possibile creare una subordinazione dei poteri dell'autorità a quelli dell'esecutivo che potrebbero renderla meno autonoma e di conseguenza meno autorevole.

La particolare importanza che viene riconosciuta alla necessità di migliorare il grado di interconnessione tra i paesi, al fine di creare un mercato unico dell'elettricità, ha poi portato ad affrontare i problemi dell'interconnessione in un documento distinto dalla Direttiva e indicato come Regolamento delle condizioni di accesso alle reti per gli scambi transfrontalieri di elettricità che deve essere applicato entro il 1 luglio 2004.

Nel Regolamento vengono affrontati due aspetti fondamentali del problema delle interconnessioni: l'allocazione della capacità esiste e la creazione di nuova capacità di interconnessione.

Il Regolamento si occupa di armonizzare i principi che devono essere seguiti per fissare le tariffe e allocare la capacità di interconnessione tra paesi. Questi criteri devono essere giusti, trasparenti, riflessivi dei costi di una rete efficiente e non discriminatori (art.4).

Il Regolamento indica come preferibili, per risolvere il problema delle congestioni, le soluzioni che fanno ricorso al mercato – si tratta dei meccanismi d'asta esplicita richiamati in Appendice al Regolamento stesso - perché ritenute più capaci di inviare segnali efficienti agli operatori del mercato mentre il ricorso ai meccanismi di allocazione pro-quota devono essere riservati a situazioni eccezionali di "forza maggiore".

Per incentivare nuovi investimenti in capacità di interconnessione o per significativi aumenti di quella già esistente, il Regolamento prevede (art.7) che gli investitori siano esentati dall'obbligo di accesso ai terzi della nuova capacità creata purché il nuovo

investimento migliori la concorrenza nell'offerta di elettricità. L'esenzione viene concessa dall'autorità di regolazione, dopo essersi consultata con quelle degli altri stati membri, può riguardare tutta o soltanto una parte della capacità di interconnessione creata ed essere relativa ad un periodo di tempo definito.

Il percorso istituzionale che abbiamo considerato, oscillando anche in questo caso tra posizioni più orientate al mercato e posizioni più vicine a mantenere un ruolo di rilievo allo stato, ha portato così ad individuare un insieme di regole più stringenti che gli stati devono seguire per completare i processi di liberalizzazione del settore elettrico a livello nazionale e di integrazione a livello europeo.

6 Osservazioni conclusive

L'analisi dei risultati finora ottenuti ci ha consentito di rilevare che, avere raggiunto la soglia di apertura, secondo il calendario previsto dalla prima Direttiva, non significa che la concorrenza si stia davvero diffondendo e che gli stati europei si stiano avviando verso la creazione di un mercato interno dell'energia.

E' soprattutto il ridotto grado di interconnessione tuttora esistente tra gli stati che impedisce la creazione del mercato interno dell'elettricità, consentendo invece la sopravvivenza dei quindici mercati nazionali.

Mentre il grado di interconnessione cresce lentamente, perché legato a percorsi burocratici e a decisioni di investimento che richiedono tempi lunghi per essere realizzate, le scelte condotte nel frattempo dalle maggiori imprese elettriche europee - di consolidamento a livello nazionale e di espansione a livello europeo - procedono invece a ritmo serrato. Quest'ultimo fenomeno, in particolare, pare prefigurare la creazione di un oligopolio europeo.

Questa è la nuova situazione che le istituzioni europee si sono trovate ad affrontare. La decisione di introdurre le nuove Direttive per il settore elettrico e del gas e il Regolamento relativo agli scambi transfrontalieri di energia elettrica va nella direzione di completare il percorso verso il mercato interno dell'elettricità, tenendo conto delle spinte alla convergenza dei due settori che si stavano già manifestando.

L'obiettivo finale resta sempre quello di poter disporre, a livello europeo, di un'offerta di energia elettrica sicura, abbondante, liberamente accessibile a tutti, prodotta a costi efficienti e venduta prezzi ragionevoli. Una maggiore attenzione viene tuttavia prestata, nelle nuove Direttive, alla sicurezza della fornitura - intesa come continuità - e alla tutela dell'utenza finale, soprattutto quella economicamente più debole.

Tuttavia alcuni scenari, non così favorevoli, sono possibili:

- nel breve periodo: l'assenza o l'inadeguatezza delle borse elettriche e il monopolio sull'utenza domestica possono portare a stipulare contratti bilaterali e le società di distribuzione, finché detengono il monopolio locale, possono contrastare il potere dei generatori. D'altra parte, proprio l'inadeguatezza delle borse non favorisce l'ingresso di nuovi operatori. Si configura uno scenario non molto diverso da quello esistente. Uno scenario sicuro ma che rischia di essere costoso, soprattutto per l'utenza domestica;
- nel medio periodo: in presenza della nuova Direttiva che liberalizza tutta l'utenza a partire dal 2007, i generatori potrebbero decidere di integrarsi nell'attività di vendita, impedendo l'ingresso sul mercato a nuovi operatori. Se non ci saranno nuovi operatori e se i mercati dovessero restare nazionali e concentrati, per il permanere dei vincoli di interconnessione, le imprese potrebbero mettere in atto una serie di comportamenti strategici. Ad esempio, le imprese potrebbero ridurre la

capacità di generazione utilizzata creando situazioni di scarsità come era successo in California (Newbery 2001).

Al momento, dall'analisi dei documenti della Commissione Europea (CE 2003) sembra prevalere, una valutazione decisamente positiva. Nel documento strategico sulla visione a medio termine del mercato interno dell'energia, la Commissione ritiene che, qualora la nuova Direttiva e il Regolamento vengano rapidamente implementati, diventa opportuno individuare un obiettivo intermedio, rispetto a quello originario. Si tratta di creare, fino al 2006, dei mercati regionali tra i paesi che già presentano un buon grado di interconnessione o che possono facilmente migliorarlo e successivamente, entro il 2010, integrare i diversi mercati regionali. Questo tipo di aggregazione tra paesi sembra fornire uno strumento per rendere meno traumatico l'ingresso di nuovi paesi nell'Unione Europea. In questo caso, infatti, si potrebbero creare dei mercati regionali tra nuovi paesi o tra nuovi paesi e quelli che sono già membri dell'Unione. L'avvio dei mercati regionali viene inoltre considerato un presupposto essenziale per la creazione di borse elettriche a carattere sopranazionale, sull'esempio di ciò che accade nei paesi scandinavi. E' già possibile cogliere alcuni segnali in questa direzione. Spagna e Portogallo hanno espresso l'intenzione di dare vita ad un mercato iberico; Belgio, Olanda e Lussemburgo intendono creare insieme un mercato regionale.

Accanto alle nuove sfide sulla sicurezza della fornitura, legata alla produzione di energia elettrica ma anche all'approvvigionamento delle fonti energetiche primarie, le Istituzioni europee si trovano a fronteggiare anche altri problemi. Alcuni già noti e ancora irrisolti, altri del tutto nuovi.

In grande sintesi, ci limitiamo a richiamare i più rilevanti:

- l'armonizzazione dei sistemi tariffari tra paesi. Strutture tariffarie diverse creano distorsioni che ricadono sui prezzi, non solo su quelli dell'elettricità, che alterano le condizioni di mercato tra i diversi stati e che dovrebbero essere progressivamente eliminate. Nel caso del settore elettrico sono rilevanti anche le diverse forme di aiuto che gli stati effettuano per sovvenzionare alcune fonti di energia primaria destinate alla generazione di elettricità.
- l'allargamento dell'Unione ai paesi dell' Est europeo, alcuni dei quali hanno già avviato un percorso individuale di liberalizzazione del settore elettrico.
- la relazione con paesi terzi. Nella maggior parte dei casi si tratta di paesi che l'allargamento dell'Unione rende "più vicini" o nei confronti dei quali i futuri paesi membri hanno già rapporti commerciali stabili e che, in molti casi, sono importanti fornitori di fonti energetiche primarie. Ma si tratta anche del caso della Svizzera che non è membro dell'Unione europea ma, per la sua collocazione geografica nel cuore dell'Europa, è inevitabilmente attraversata dai flussi di energia elettrica dei paesi confinanti. In tutti questi casi occorre definire dei criteri abbastanza generali che, nel rispetto delle norme del diritto internazionale, consentano di applicare i principi che l'Unione si è già data in termini di funzionamento del mercato, di standard di sicurezza e di rispetto ambientale.

L'attuale fase di transizione verso la liberalizzazione dei settori elettrici nazionali, che dovrebbe consentire la creazione di un mercato unico dell'elettricità, si accompagna in molti paesi ad un diffuso processo di privatizzazione che, a sua volta, si traduce in una sempre minore presenza dello stato ed in un ruolo sempre più rilevante degli investimenti privati. Ciò richiede un'attenta azione di controllo, a livello nazionale, sia da parte delle

autorità di regolazione, che la nuova Direttiva prevede esplicitamente, che da parte delle autorità preposte alla tutela della concorrenza. A livello europeo, opera già un'autorità per la tutela della concorrenza anche se i vincoli che incontra, in modo particolare nella definizione del "mercato rilevante", ne limitano le competenze e rischiano di vanificare l'efficacia delle decisioni assunte.

Parte seconda

La liberalizzazione del settore elettrico in Italia

Introduzione

La struttura e l'assetto proprietario che caratterizzavano il settore dell'energia elettrica, prima dell'avvio del processo di liberalizzazione, è stato, anche in Italia, il risultato delle scelte di politica economica e sociale operate nel paese a partire dall'inizio degli anni '60.

1 Il settore elettrico prima della liberalizzazione

La decisione, presa nel 1962, di nazionalizzare l'energia elettrica e di creare un ente pubblico per l'energia elettrica (Enel), è l'espressione di una volontà politica che vedeva nella creazione di un'impresa pubblica la soluzione più adeguata a perseguire gli obiettivi di interesse generale, legati al servizio dell'energia elettrica, e che permetteva, al tempo stesso, di disporre di uno strumento flessibile di politica industriale. Le decisioni sui livelli di prezzo e i piani di investimento dell'ente sono stati infatti usati come veri e propri strumenti di politica economica e di consenso sociale (De Paoli 2001).

L'Enel operava in regime di riserva nelle attività di generazione, trasmissione, distribuzione ed importazione. Si trattava di un monopolio legale verticalmente integrato destinato a permanere fino alla trasformazione dell'ente in società per azioni nel 1992, quando il regime di riserva venne sostituito da un sistema di concessioni.

Nell'attività di generazione e di vendita, accanto all'impresa dominante, erano tuttavia presenti altri operatori. Inizialmente si trattava solo delle imprese elettriche comunali - incaricate della fornitura di energia e talvolta anche della generazione a livello locale - e delle imprese che, al momento della nazionalizzazione, avevano mantenuto il diritto di produrre energia per autoconsumo con l'impegno, comunque, di vendere l'energia eccedente all'Enel.

Successivamente, verso la fine degli anni '80, si realizzava, indotto da motivazioni diverse, un significativo ingresso di produttori privati nella generazione di energia elettrica. La necessità di disporre di nuova capacità di generazione, una volta sospesa la costruzione degli impianti nucleari in seguito al referendum abrogativo del 1987, l'esigenza di ridurre le importazioni di energia dall'estero, che ormai rappresentavano il 15% dell'offerta complessiva, e una maggiore sensibilità ambientale avevano portato alla decisione di favorire lo sviluppo dell'energia da fonti rinnovabili. Con la legge L. 9/91 e il successivo provvedimento attuativo CIP 6/92 prendeva l'avvio il riassetto del settore elettrico con l'apertura a soggetti privati dell'attività di generazione di energia da fonti rinnovabili e assimilate per l'autoconsumo o per essere ceduta all'Enel a prezzi molto remunerativi. Quest'ultima opportunità ha rappresentato il vero incentivo ad entrare nell'attività di generazione da parte di operatori che non si ponevano certamente in concorrenza con l'operatore dominante.

Sia la trasformazione dell'Enel in società per azioni, che la decisione di aprire la generazione ai privati sono, anche in questo caso, le risposte alle richieste di mutamento indotte, a partire dall'inizio degli anni '90, da una maggiore fiducia nell'operare delle

forze di mercato, o forse da una crescente sfiducia nella funzione dell'impresa pubblica, ma anche dalle esigenze di ribilanciamento della finanza pubblica.

In particolare, la trasformazione dell'Enel in società per azioni, che prefigurava la sua cessione ad azionisti privati, aveva reso inevitabile il passaggio da una situazione in cui l'ente regolato e il regolatore di fatto coincidevano ed in cui l'attività di regolazione si esauriva nella definizione per via amministrativa di tariffe destinate alla copertura dei costi, ad una situazione di separazione delle due funzioni dove l'attività dell'ente regolato è sottoposta al vaglio del mercato e la funzione di regolazione viene posta al di fuori dell'attività svolta dall'esecutivo e attribuita ad un ente indipendente. La legge L.481/95 ha sancito il passaggio a questa nuova situazione istituendo l'Autorità di regolazione dell'energia elettrica e del gas (AEEG) e definendo le competenze e i limiti, ma anche i principi economici – come vedremo tra poco- a cui essa deve ispirarsi nel suo operare. Alla metà degli anni '90 il settore elettrico appariva così caratterizzato dalla presenza di un operatore, a cui lo stato aveva confermato in base ad una Convenzione quarantennale il ruolo dominante ma anche di responsabilità per l'intero settore, ed un nucleo ormai significativo di produttori privati, che coprivano il 20% circa della produzione, e che godevano di alcuni privilegi che verranno mantenuti con la legge 481/95, prima ancora dell'avvio del processo di liberalizzazione.

Il modello di liberalizzazione, che viene adottato in Italia, comporta il passaggio da un monopolio verticalmente integrato ad una struttura caratterizzata dalla separazione delle diverse fasi della filiera. Ciò ha richiesto di:

- aprire alla concorrenza le fasi della filiera dove questo è possibile, separandole dalle altre fasi. E' il caso della generazione, delle importazioni, delle esportazioni e della vendita di energia elettrica;
- garantire la libertà di accesso a quelle fasi della filiera che mantengono, invece, la loro caratteristica di monopolio naturale legata alla presenza delle infrastrutture di rete per la trasmissione e la distribuzione dell'energia elettrica;

Con l'istituzione di un sistema per gli scambi dell'energia all'ingrosso, finalizzato alla fissazione dei prezzi, e la definizione di una funzione di dispacciamento, attribuita al gestore della rete di trasmissione, si è poi cercato di mantenere uno stretto coordinamento tra le diverse fasi della filiera che, in precedenza, veniva tradizionalmente risolto con l'integrazione verticale.

L'introduzione di tetti antitrust all'importazione e alla produzione di energia elettrica, per l'Enel, completano lo schema di liberalizzazione previsto per il settore elettrico.

2 Gli interventi legislativi

Il processo di ristrutturazione del settore elettrico in Italia ha preso l'avvio, sul piano normativo, con la legge n. 481/95 istitutiva delle Autorità di regolazione dei servizi di pubblica utilità che definisce finalità, competenze e limiti dell'operare dell'Autorità di regolazione dell'energia elettrica e del gas. La legge introduce uno schema regolatorio che tiene conto del futuro assetto settoriale e che, con il richiamo esplicito al *price-cap* (art.1.c.15), propone l'adozione di un metodo di regolazione - tra i più diffusi nella moderna pratica della regolazione - per il controllo della dinamica tariffaria delle attività svolte in condizioni di monopolio o che, anche se solo temporaneamente, non possono essere aperte alla concorrenza.

Il quadro regolatorio è stato inoltre arricchito con l'indicazione delle funzioni attribuite all'Autorità. Si tratta della funzione consultiva, di segnalazione e di proposta - nei confronti degli altri soggetti istituzionali - di controllo generale sulle condizioni dei

servizi, di diffusione delle informazioni e, in alcuni casi, anche di sanzione, oltre alla funzione più nota di definizione e aggiornamento delle tariffe finali e delle condizioni di accesso alle reti infrastrutturali. L'Autorità dispone pertanto di ampi spazi di valutazione e di intervento che sono tuttavia vincolati al rispetto degli indirizzi di politica generale e del settore regolato, formulati dal Governo, e alla normativa comunitaria.

Il processo di ristrutturazione del settore elettrico è poi proseguito, sul piano normativo, con l'approvazione del Decreto Legislativo n.79 del 16.3.1999 (*Decreto Bersani*). Il Decreto dà attuazione alla Direttiva europea, definendo il percorso di liberalizzazione del settore elettrico italiano, e interviene su alcune delle competenze riconosciute in precedenza all'Autorità di regolazione.

Seguendo la Direttiva (96/92), il Decreto si propone come obiettivi:

- la liberalizzazione dell'attività di produzione, della vendita finale e dell'intercambio con l'estero di energia elettrica (art.1.1);
- la libertà di accesso alla rete di trasmissione (art.3.3) in base a tariffe definite dall'AEEG (art.3.10);
- l'attività di trasmissione e di dispacciamento riservata allo Stato e attribuita in concessione al gestore della rete(art.1.1);
- la separazione societaria dell'operatore dominante per lo svolgimento delle attività di produzione, distribuzione e vendita ai clienti vincolati e di vendita ai clienti idonei (art.13.2) ;
- la creazione di nuove figure istituzionali:
 - o gestore della rete nazionale di trasmissione (art.3.4);
 - o Acquirente unico (art.4.1)
 - o gestore del mercato elettrico (art.5.1);

2.1 Apertura alla concorrenza della generazione.

L'apertura alla concorrenza della generazione va nella direzione di ridurre la presenza dell'operatore dominante, in precedenza monopolista verticalmente integrato, e di facilitare l'ingresso di nuovi operatori semplificando le procedure e optando per l'autorizzazione, una delle due vie previste dalla Direttiva (96/92). Con maggiore dettaglio rileviamo infatti che il Decreto prevede che:

- Dal 1.1.2003 nessun soggetto potrà produrre o importare più del 50% dell'energia prodotta o importata (in caso di mancato rispetto AGCM può intervenire, ma può anche concedere una proroga di 1 anno) (Art.8.2):
- Enel deve cedere non meno di 15000MW di capacità produttiva (art.8.1);
- Le procedure di autorizzazione per nuovi impianti o per la modifica o il ripotenziamento di quelli esistenti vengono semplificate (art.8.3).

Quest'ultimo è anche l'obiettivo del cosiddetto decreto "sblocca centrali" del 7.2.2002, poi convertito in legge in aprile: L.55/02, che richiede un'unica autorizzazione - rilasciata dal ministero delle attività produttive - per la costruzione e il ripotenziamento di centrali con potenza superiore a 300MW, che vengono dichiarate opere di pubblica utilità.

Accanto a questa iniziativa legislativa deve però essere considerata anche un'altra che potrebbe operare, e in alcuni casi ha già operato, con segno opposto. Si tratta della legge costituzionale del 18 ottobre 2001, n.3, che ha ridefinito le competenze tra lo Stato e le Regioni. Mentre prima di tale legge le materie di competenza delle Regioni erano tassativamente indicate ora, con la nuova legge, sono le materie di competenza esclusiva dello Stato ad essere elencate. Nell'art.117 sono poi indicate le materie dove lo Stato e le

Regioni hanno competenza legislativa concorrente e lo Stato determina i principi fondamentali. Tra queste materie sono indicate “la produzione, il trasporto e la distribuzione di energia”. E’ curioso come, in contrasto con la tendenza prevalente a livello europeo di perseguire un progetto di reti infrastrutturali sovranazionali, la nuova legge rischia di attribuire alle regioni competenze in tema di sviluppo e di accesso alla rete che possono condizionare la sua evoluzione e la sicurezza a livello nazionale. Emblematico e ormai molto noto è, a questo proposito, il caso della tratta Matera – S.Sofia, avviata nel 1992 e non ancora completata. Il 95% della rete è già stato ultimato da tempo ma gli ultimi chilometri non possono essere realizzati per l’opposizione dei comuni di San Martino Valle Claudina. Ciò determina situazioni di congestione in tre regione del Sud e rende sostanzialmente inutilizzabili le nuove centrali in quella zona.

2.2 Apertura alla concorrenza della vendita.

La progressiva apertura della vendita avviene mediante la definizione di un graduale abbassamento delle soglie di idoneità, lungo un percorso temporale, che consente a un numero di utenti sempre maggiore, definiti *clienti idonei*, di rivolgersi ad operatori diversi dall’ex-monopolista (art. 14.1) e quindi a contrattare l’energia sul mercato libero approvvigionandosi presso il mercato elettrico o stipulando contratti bilaterali.

Tabella 1 Criteri di idoneità

Criteri di idoneità	1999	2000	2002
Clienti e consorzi	30 GWh/a	20 GWh/a	9 GWh/a
Singolo partecipante del consorzio	2 GWh/a	1 GWh/a	1 GWh/a
Clienti multisito			40 GWh/a 1 GWh/a per sito
Energia clienti idonei	30%	35%	40%
Numero clienti idonei	2000	3000	5000

L’ultima soglia di idoneità, corrispondente a 0,1 GWh/a, è stata raggiunta 90 giorni dopo la vendita dell’ultima società di generazione dell’Enel¹⁹, e la quota di mercato libero è ora salita al 60% con circa 150.000 clienti idonei.

Tuttavia, dal momento che la nuova Direttiva europea (2003/54) prevede la liberalizzazione di tutta l’utenza non domestica entro il 1 luglio 2004 e di quella domestica dal 1 luglio 2007, il legislatore sarà presto chiamato ad introdurre le nuove disposizioni nella normativa nazionale attuando, entro il 2007, la piena liberalizzazione del settore dal lato della domanda.

Accanto ai clienti idonei, indicati sulla base delle suddette soglie, vi sono poi i *clienti vincolati* che acquistano energia dal distributore che opera nell’area in cui si trovano localizzati. Per questi ultimi è in vigore dal gennaio 2000 un nuovo ordinamento tariffario definito dall’AEEG, con Delibera 204/99, posto sotto il suo continuo controllo e

¹⁹ In base alla Legge n. 57 del 5 marzo 2001 (art.10).

aggiornato con il metodo del *price-cap*. Il nuovo modello tariffario prevede comunque che i distributori possono offrire delle opzioni tariffarie. Ciò avviene nel rispetto del principio della “tariffa unica” per i clienti vincolati e prevista per legge (art.4.6) che ha richiesto all’AEEG di predisporre meccanismi di perequazione per compensare i distributori dalle differenze nei costi sostenuti per la fornitura del servizio.

2.3 Accesso alla rete di trasmissione e di distribuzione

La normativa ha previsto la separazione societaria della rete di trasmissione dalle altre attività della filiera e la separazione tra la proprietà, mantenuta pubblica, e la gestione, che viene affidata al Gestore della rete di trasmissione (GRTN).

Il GRTN svolge l’attività di trasmissione e di dispacciamento dell’energia elettrica (art.3.1) con l’obbligo di mantenere l’affidabilità, la sicurezza del sistema e la continuità del servizio al minor costo e con l’obbligo di utilizzo prioritario dell’energia prodotta da fonti rinnovabili e dalla cogenerazione. Il GRTN deve garantire l’accesso non discriminato alla rete sulla base di un’unica struttura tariffaria, per clienti del mercato libero e vincolato, definita dall’AEEG (Delibera 228/01 dal 1.1.2002).

Per quanto riguarda la distribuzione ricordiamo che l’Enel possiede e gestisce l’80% circa della rete di distribuzione anche se sono in corso cessioni ad alcune municipalizzate.

La definizione di regole e di tariffe per l’accesso alla rete di trasmissione e di distribuzione, indicate con l’accezione più ampia di tariffe di trasporto, viene effettuata dall’Autorità con riferimento a schemi che incentivano i guadagni di efficienza e sono orientate ai costi. Le tariffe non sono legate alla distanza ma tengono conto dei costi delle infrastrutture e di quelli delle congestioni. Questa scelta dell’Autorità, coerente con le indicazioni del legislatore, anticipa le decisioni assunte di recente in sede comunitaria che indicano nelle tariffe non legate alla distanza la remunerazione più corretta per le infrastrutture di rete perché favorisce lo sviluppo della concorrenza nella generazione dal momento che non penalizza gli impianti per la loro diversa localizzazione.

3 Mercato elettrico

Il decreto legislativo 79/99 considera la possibilità che i clienti idonei acquistino l’energia sul mercato elettrico (art.5.1), che viene esplicitamente indicato come la sede deputata per lo scambio, o mediante contrattazione bilaterale (art.6.1). Quest’ultima viene considerata una modalità in deroga al sistema degli scambi che si attua sul mercato elettrico.

Il decreto non definisce la disciplina del mercato elettrico, ovvero le regole per il suo funzionamento, che viene invece demandata al gestore del mercato elettrico, società costituita dal gestore della rete. Tuttavia è previsto che tale disciplina debba essere approvata dal Ministero dell’industria, del commercio e dall’artigianato (ora Ministero della attività produttive), sentito il parere dell’AEEG.

Benché i tempi di avvio del mercato elettrico non fossero esplicitamente previsti dal decreto 79/99, veniva tuttavia indicato il termine del 1 gennaio 2001 come data di inizio del dispacciamento di merito economico delle unità di produzione (art.5.2) che, implicitamente faceva supporre che, a quella data, vi sarebbe stata una borsa elettrica funzionante.

Nella tabella che segue abbiamo provato a mettere a confronto i tempi previsti dalla normativa e i tempi di attuazione effettiva riferiti all'istituzione e all'entrata in funzione della borsa stessa.

Tabella 2. I tempi di avvio delle istituzioni (GME) e della borsa elettrica.

	Tempi previsti dalla normativa	Tempi effettivi
GRTN istituisce GME entro 9 mesi dall'entrata in vigore del DL 79/99	Entro 1.1.2000	28.06.2000
GME presenta- entro 1 anno dalla sua istituzione – la Disciplina del mercato elettrico che deve essere approvata dal Ministero sentita l'AEEG (non sono previste scadenze AEEG esprime parere	Entro 28.6.2001	21.11.2000
GME aggiorna Disciplina		27.03.2001
AEEG esprime parere		30.04.2001
GME aggiorna Disciplina		08.05.2001
MICA approva Disciplina		09.05.2001
GME presenta Istruzioni alla Disciplina		22.01.2002
AEEG esprime parere		23.04.2002
MAP invia osservazioni al GME		2.07.2002
GME presenta nuova proposta Istruzioni alla Disciplina		18.07.2002
MAP approva Istruzioni alla Disciplina con riferimento al mercato dei certificati verdi		14.03.2003
GME presenta proposte di modifica della Disciplina		21.11.2003
AEEG esprime parere su modifica		12.12.2003
MAP richiede al GME di integrare la Disciplina con le osservazioni dell'AEEG		12.12.2003
GME presenta nuova proposta Disciplina		18.12.2003
MAP approva testo integrato della Disciplina e delle Istruzioni alla Disciplina		19.12.2003
Avvio del Mercato elettrico (virtuale)		8.01.2004
Avvio del Mercato elettrico (transitorio) [RINVIATO]		1.02.2004
Avvio del Mercato elettrico (effettivo)		31.12.2004

Anticipando a questo punto alcune delle considerazioni sui risultati raggiunti nel corso dei primi cinque anni dall'avvio del processo di liberalizzazione del settore elettrico, rileviamo che la complessità del percorso previsto per l'avvio della borsa elettrica e i ritardi che si sono accumulati per volontà o mancanza di attenzione di alcune istituzioni hanno lasciato il settore dell'energia elettrica, che si voleva liberalizzare, a lungo privo di una sua istituzione fondamentale.

A mercato pienamente operante, il modello organizzato dal gestore del mercato elettrico prevede un sistema di mercati, per gli scambi di energia tra operatori, a partecipazione volontaria, distinto in due gruppi: i mercati per scambiare energia tra operatori e i mercati per acquisire risorse per il servizio di dispacciamento (GME 2003).

I mercati per lo scambio di energia elettrica all'ingrosso tra gli operatori sono a loro volta distinti in: mercato del giorno prima (MGP) e mercato di aggiustamento (MA) e sono aperti a diverse categorie di operatori che possono acquistare e vendere energia. Si tratta dei produttori e dei clienti idonei nazionali ed esteri, dei grossisti, del gestore della rete - per l'elettricità prodotta dagli impianti CIP.6 di cui ha avuto la disponibilità - dell'Acquirente unico. Quest'ultimo soggetto è una società per azioni costituita dal gestore della rete e preposta alla tutela degli utenti vincolati, per gli acquisti da destinare ai distributori che forniscono il mercato vincolato.

Nel caso del mercato del giorno prima (MGP), le offerte di vendita e di acquisto sono riferite ad ogni ora del giorno dopo e vengono aggregate per costruire una curva di offerta crescente e di domanda decrescente. Per ogni ora si determina il prezzo di equilibrio che, in assenza di congestione sulla rete - vale a dire se la richiesta di transito di energia elettrica non supera il limite ammissibile - è unico su tutto il territorio nazionale.

In caso contrario, se cioè si verifica una congestione, si procede a distinguere il mercato in zone, considerando separatamente offerte e domande delle relative zone. I prezzi zionali che si determinano saranno diversi - più elevati nella zona che importa e meno elevati nella zona che esporta - e la differenza viene versata al GRTN. Mentre i prezzi di vendita possono essere differenziati quelli di acquisto sono unici per tutto il territorio e sono determinati come media dei prezzi zionali ponderata con i corrispondenti consumi zionali.

Il mercato di aggiustamento (MA) consente, invece, di modificare le offerte di vendita e di acquisto presentate sul MGP, introducendo delle variazioni alle quantità precedentemente offerte. Questo mercato si apre alla chiusura del MGP e la determinazione del prezzo avviene come nel mercato del giorno prima.

Nel mercato per il servizio di dispacciamento (MSD), il gestore della rete raccoglie le disponibilità degli operatori a ridurre o ad aumentare le proprie offerte di acquisto o di vendita. In questo modo il gestore della rete può risolvere il problema delle congestioni, predisporre i margini di riserva richiesti per il giorno successivo e realizzare il bilanciamento del sistema in tempo reale.

Infine il gestore del mercato elettrico intende favorire lo sviluppo della contrattazione a termine, sulla base di contratti standardizzati e di strumenti derivati finanziari per la copertura dei rischi di volatilità dei prezzi all'ingrosso dell'elettricità. Vale la pena di sottolineare a questo proposito che la possibilità di ricorrere a strumenti di copertura finanziaria, fin dall'avvio della borsa elettrica, sembra indispensabile alla stabilità stessa del sistema come ha dimostrato la recente esperienza della California.

In attesa della piena operatività della borsa elettrica e dell'Acquirente unico, il Decreto 79/99 ha comunque previsto un sistema transitorio per gli scambi di energia all'ingrosso e la modalità di dispacciamento passante. Il sistema transitorio consiste nel consentire ai clienti idonei di stipulare contratti bilaterali; all'Enel di operare in sostituzione dell'Acquirente unico, raccogliendo i programmi di domanda e di offerta per il mercato vincolato; al gestore della rete di farsi carico dei diritti e degli obblighi per il ritiro dell'energia elettrica prodotta dagli altri operatori nazionali e quella degli impianti previsti dal CIP.6 assegnata, in precedenza, all'Enel. In particolare, il GRTN si è occupato di assegnare ai clienti idonei l'energia che si rendeva disponibile, quella importata e quella dagli impianti CIP.6, sulla base di regole definite dall'AEEG²⁰. La differenza tra il prezzo

²⁰ Nel caso delle importazioni le offerte vengono ordinate in base al prezzo e si assegna l'energia pro-quota. Nel caso dell'energia da impianti CIP 6, il GRTN cede la quota della capacità produttiva, che deve ritirare, sulla base di aste - con un prezzo base definito per decreto e aggiornato - prima ai clienti disponibili a

dell'energia venduta sul mercato libero e quello pagato al produttore viene posto in bolletta dei clienti del mercato vincolato.

Con il D.L. 79/99 si va comunque verso l'eliminazione delle forme di incentivo per lo sviluppo delle fonti rinnovabili assimilate, definite prima dell'avvio della liberalizzazione. Il decreto introduce infatti uno schema che propone l'incentivazione solo delle fonti rinnovabili mediante un meccanismo di mercato (Mercato dei Certificati Verdi). Al GRTN spetta il compito di individuare gli impianti alimentati da fonti rinnovabili e di emettere i Certificati Verdi²¹ corrispondenti all'energia prodotta che produttori e importatori devono acquistare per soddisfare l'obbligo di immettere nel sistema, a partire dal 2002, un ammontare di energia da fonti rinnovabili pari al 2% di tutta l'energia prodotta o importata.

4 Prime valutazioni.

A poco meno di cinque anni dall'avvio del processo di liberalizzazione del settore elettrico, possiamo tentare una prima valutazione dei risultati finora raggiunti. Si tratta tuttavia di considerazioni ancora provvisorie soprattutto perché il decreto legislativo, prefigurando un nutrito calendario di adempimenti, che le istituzioni già presenti avrebbero dovuto mettere in atto per liberalizzare il settore, ha finito per dilatare il periodo di transizione verso la liberalizzazione²².

Una sintesi del bilancio energetico italiano, riportata nella tabella seguente, ci consente di rilevare immediatamente alcuni aspetti del settore elettrico di cui non si può non tener conto nella valutazione dei risultati raggiunti.

Dai dati della tabella appare del tutto evidente che la forte dipendenza dell'estero sia per l'approvvigionamento delle fonti di energia primaria che per l'energia elettrica, già rilevato nella parte precedente di questo lavoro come tratto caratteristico del settore italiano prima della liberalizzazione, continua a mantenersi nel tempo. Il fabbisogno totale è infatti soddisfatto per l'84% dalla produzione nazionale e dal 16% da importazione netta. In particolare, la forte dipendenza dall'estero per l'approvvigionamento dei combustibili destinati alla generazione dell'elettricità è essenziale per capire l'andamento dei prezzi finali che, come vedremo più avanti, risultano pesantemente condizionati dai costi sostenuti per l'acquisto delle fonti primarie.

interruzioni senza preavviso, poi ai clienti disponibili a interruzioni con preavviso e infine a clienti idonei non disponibili.

²¹ Il "certificato verde" che è emesso dal GRTN, su comunicazione del produttore, attesta la produzione di 100MGh da impianto qualificato come rinnovabile o assimilato. L'energia rinnovabile deve essere prodotta da impianti entrati in funzione dopo il 1 aprile 1999, al netto degli autoconsumi della produzione e importazione di energia da fonti rinnovabili e da una franchigia iniziale sui primi 100 GWh. Il calcolo viene effettuato sui dati del 2001 e la dimostrazione di avere soddisfatto l'obbligo consiste nella consegna entro il 31 marzo dell'anno successivo dei Certificati Verdi al GRTN.

Il GRTN emette a proprio favore i certificati relativi agli impianti ammessi ai contributi del provvedimento CIP n.6/1992 entrati in esercizio dopo il 1 aprile 1999. Questi certificati vengono ceduti al prezzo dato dalla differenza tra il costo medio di incentivazione dell'energia prodotta da impianti CIP6 e i ricavi derivanti dalla cessione dell'energia stessa.

²² Si consideri, ad esempio, l'obbligo imposto al Gestore della rete di trasmissione di istituire il Gestore del mercato elettrico - che a sua volta doveva costruire un modello di borsa elettrica - o l'impegno richiesto all'Autorità di definire un complesso sistema di regole per consentire ad altri soggetti istituzionali di poter operare.

Tabella 3. Bilancio energetico 2000-2002 (GWh)

	1999	2000	2001	2002
Produzione lorda	265.657	276.629	278.994	283.663
<i>Produzione idrica</i>	51.777	50.900	53.926	48.063
<i>Produzione termica: combustibili solidi</i>	23.812	26.100	31.730	35.900
<i>Gas naturale</i>	86.217	97.600	95.906	98.800
<i>Prodotti petroliferi</i>	91.378	85.700	75.009	76.200
<i>Altri combustibili</i>	7.661	7.900	16.734	18920
<i>Produzione da fonti rinnovabili</i>	4.812	5.274	5.690	5.780
Servizi ausiliari	12.920	13.336	13.029	13.323
Produzione netta	252.737	263.293	265.965	270.340
Importazioni	42.538	44.831	48.927	51.520
Esportazioni	528	484	549	922
Energia destinata ai pompaggi	8.903	9.130	9.511	10.569
Richiesta totale	285.844	298.510	304.832	310.369
Mercato Vincolato	--	209.376	187.183	175.000
Mercato libero	--	40.124	75.995	95.000
Autoconsumi	26.641	23.819	22.300	20.500
Perdite	18.560	19.191	19.340	19.869

Fonte: GRTN, varie annate.

Di fronte ad una crescita tendenziale dei consumi superiore a quella della produzione lorda, è immediatamente evidente che la dipendenza dall'estero è destinata ad aumentare o, nell'impossibilità di superare facilmente i vincoli alla capacità di interconnessione esistente, a creare a breve termine problemi di sicurezza della fornitura di elettricità.

La diffusione della concorrenza nella generazione e nella vendita e la tutela dell'utenza, con particolare riferimento alla possibilità di garantire un'offerta sicura di elettricità a prezzi contenuti, sono i punti su cui cercheremo nel seguito di sviluppare alcune considerazioni critiche.

4.1 L'emergere della concorrenza.

L'emergere della concorrenza nelle fasi della filiera, dove ciò è tecnicamente possibile, risulta fortemente condizionata dalla normativa del settore, analizzata nei paragrafi precedenti e largamente ispirata alle direttive europee. Sono soprattutto le decisioni assunte inizialmente, relative alle modalità di separazione verticale dell'impresa che operava in condizioni di monopolio, a diventare rilevanti per la definizione della struttura del settore e del ruolo che l'impresa *ex-incumbent* è destinata a svolgere nel mercato liberalizzato.

In particolare ricordiamo che:

- il tetto del 50% (dal 1.1.2003) posto all'energia elettrica che ogni singolo operatore può complessivamente produrre o importare;
- la separazione tra gestione e proprietà della rete di trasmissione, quest'ultima rimasta all'Enel;
- la mancata separazione della distribuzione dalla vendita ai clienti del mercato vincolato;

- l'attribuzione all'Enel in via transitoria, fino dell'entrata in funzione dell'Acquirente Unico e all'avvio della borsa elettrica, della funzione di approvvigionamento dell'energia per l'utenza vincolata²³;

hanno consentito all'impresa ex-monopolista di mantenere, nella fase della generazione, un ruolo dominante.

Più complessa si presenta invece, in questa fase di avvio della liberalizzazione, l'analisi dell'evoluzione dell'intero mercato della produzione. Alla cessione delle genco dell'Enel si associa infatti anche l'avvio dell'attività di ripotenziamento e di ambientalizzazione di numerosi impianti, sia da parte dei soggetti che hanno acquisito le società di generazione dell'Enel che da parte della stessa Enel per gli impianti di cui è rimasta proprietaria. Diventa così complesso individuare la dimensione e delineare il ruolo degli altri operatori. Sulla base dei dati raccolti ed elaborati dal regolatore (AEEG 2003a), si può comunque tentare di definire la composizione del mercato della produzione, come si presentava alla fine del 2002, per grandi gruppi di operatori.

Tabella 4. Quote di mercato della produzione netta (2002)

Gruppo Enel senza genco: (Enel Produzione SpA, Enel Green Power, Eurogen SpA – fino a maggio -, Interpower SpA Enel Trade SpA, Enel Energia SpA)	54 %
Edison SpA, Endesa SpA, Edipower SpA (da maggio)	24%
Altri produttori maggiori (Eni Power SpA, maggiori aziende municipalizzate)	6%
Produttori minori	8%
Autoproduttori	8%
Totale produzione	100%

Fonte: AEEG –Relazione annuale 2003

E' evidente che il gruppo Enel appare determinato a mantenere la propria quota di produzione in prossimità al tetto massimo previsto dal legislatore distanziando, in modo significativo, i suoi maggiori concorrenti.

Il ruolo dominante dell'ex-monopolista sembra peraltro destinato a permanere anche dopo l'avvio del mercato elettrico. Ciò non soltanto perché, come si è detto, l'impresa dispone di una quota così rilevante del mercato – che non è stata rapidamente intaccata dalla comparsa di nuovi operatori indipendenti come era nelle attese del legislatore - ma anche perché essa possiede la maggior parte degli impianti di modulazione e di punta che

²³ In particolare si rileva che l'attribuzione ad Enel, in via transitoria per la mancata operatività dell'Acquirente Unico, della funzione di fornitura per il mercato vincolato, ha portato alla definizione di una convenzione tra Gestore della rete ed Enel per la programmazione della produzione degli impianti delle diverse società di produzione del gruppo Enel. L'accordo è stato considerato dall'AEEG discriminatorio, perché non ha consentito ad altri produttori di offrire i propri impianti, e non trasparente, per la procedura seguita. Una situazione analoga si era verificata anche nel caso dell'approvvigionamento delle risorse necessarie allo svolgimento della funzione di dispacciamento.

L'AEEG era intervenuta su entrambi i punti definendo, per il secondo semestre del 2003, un sistema transitorio di offerte di vendita dell'energia elettrica da parte del Gestore della rete, destinata alla fornitura del mercato vincolato e all'approvvigionamento delle risorse per il dispacciamento, fino all'avvio della borsa elettrica. Con l'applicazione di procedure trasparenti si è resa possibile la potenziale partecipazione di un numero di produttori più elevato che entrano tra di loro in concorrenza sulle quantità, lasciando comunque gli utenti al riparo dal rischio di aumenti di prezzo che rimane fissato al livello attuale.

saranno rilevanti ai fini della determinazione del prezzo dell'intero settore, soprattutto quando la domanda è elevata.

A tutto ciò si aggiunga che gli interventi dell'Autorità di regolazione, in un contesto normativo come quello italiano, non possono incidere direttamente sulla struttura dell'impresa²⁴, come è avvenuto ad esempio nel caso del regolatore inglese. L'Autorità di regolazione italiana può pertanto promuovere la concorrenza solo intervenendo sul controllo dei prezzi e delle condizioni tecniche di accesso alle infrastrutture di rete e per favorire l'ingresso di nuovi operatori e per sviluppare gli scambi con l'estero.

Per quanto riguarda la prima tipologia di interventi che il regolatore può effettuare, rileviamo che la definizione dei prezzi e delle condizioni tecniche di accesso alle infrastrutture di rete non è sempre sufficiente ad impedire forme di discriminazione nei confronti di produttori che chiedono di connettere i propri impianti alla rete. La separazione tra gestione e proprietà della rete, che caratterizza tuttora il settore elettrico, indebolisce la posizione del gestore della rete e rende possibili comportamenti dilatori da parte della proprietà rispetto allo sviluppo e alla costruzione di tratti della rete che consentirebbero la connessione di impianti di proprietà di produttori concorrenti alla propria consociata, che opera nella produzione. Si tratta di modalità discriminatorie non immediatamente perseguibili ma certamente capaci di ritardare lo sviluppo della concorrenza.

Liberalizzare l'attività di importazione rappresenta un'ulteriore percorso per fare emergere la concorrenza nel settore elettrico. In Italia, la forte dipendenza dalle importazioni dall'estero per soddisfare il fabbisogno nazionale si accompagna ad una limitata capacità di interconnessione che determina significativi problemi di congestione. A questo si deve aggiungere che la capacità attualmente esistente è rimasta in larga misura vincolata all'esecuzione dei contratti pluriennali già stipulati dall'Enel e che la capacità che, resasi disponibile, è stata allocata dal GRTN, sulla base di criteri definiti dell'AEEG²⁵, è poco più di un terzo.

In definitiva, le difficoltà al diffondersi della concorrenza nell'attività di generazione è soprattutto da ricondursi al ruolo dominante dell'impresa ex-monopolista, alla ridotte opportunità di ingresso di nuovi produttori – legata non solo alla presenza di ostacoli di

²⁴ Tuttavia, nel rispetto delle proprie competenze e nell'esercizio della funzione propositiva al Governo e al Ministro delle attività produttive, l'Autorità ha suggerito recentemente l'adozione di alcuni provvedimenti volti a ridurre in modo diretto il grado di concentrazione dell'offerta mediante la cessione, da parte dell'impresa ex-monopolista, di una ulteriore quota della capacità di generazione, riferita in prevalenza ad impianti di modulazione o di punta. Ciò potrebbe avvenire in via definitiva, con l'alienazione di alcuni impianti di generazione, oppure, in via transitoria, mediante la contrattualizzazione di impianti. Si tratta, in questo caso di applicare uno strumento flessibile, già presente nell'esperienza di altri paesi, che consente di contenere il potere di mercato dell'impresa dominante, che al momento è definito con riferimento al mercato nazionale, senza pregiudicare un suo futuro ruolo nel mercato unico europeo.

²⁵ Il principio di assegnazione pro-quota è stato adottato dall'Autorità, dopo che il giudice amministrativo aveva sospeso la delibera, inizialmente assunta dall'Autorità stessa, di adottare un meccanismo d'asta esplicito. La decisione assunta di recente nell'ambito dell'Unione Europea di adottare un Regolamento delle condizioni di accesso per gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, comune a tutti gli stati membri, è destinata comunque a riaprire il dibattito su questo punto. Il Regolamento indica, infatti, di adottare soluzioni fondate sull'operare del mercato per la soluzione dei problemi di congestione e suggerisce, in particolare, linee guida per il funzionamento delle aste esplicite. Le procedure di assegnazione pro-quota vengono invece relegate a casi eccezionali per risolvere situazioni di emergenza.

carattere burocratico e amministrativo locale ma anche al mancato avvio della borsa elettrica – e alla presenza di vincoli alla capacità di interconnessione con altri paesi.

Con riferimento, infine, all'emergere della concorrenza nell'attività di vendita è opportuno ricordare che il progressivo abbassamento delle soglie di idoneità ha portato ad ampliare il mercato libero dell'elettricità che, dall'aprile 2003, aveva ormai raggiunto il 60% circa dell'intero mercato. La dimensione del mercato libero è comunque destinata ad una ulteriore ridefinizione ed ampliamento a partire dal 1 luglio 2004 con la piena liberalizzazione di tutti gli utenti non domestici. I dati relativi alla domanda e alle quote di mercato dei venditori grossisti appaiono pertanto in continua evoluzione.

Possiamo tuttavia cercare di sviluppare qualche considerazione con riferimento alla tabella 4 che illustra la distribuzione delle quote di vendita dell'energia sul mercato libero relative, come nel caso del mercato della generazione considerato nella tabella 3, al 2002.

Tabella 5. Quote di vendita sul mercato libero (2002) TWh

Grossisti	Totale	%
Enel Energia SpA (ex Enel Trade)	30,4	29%
Edison Energia	14,8	14%
EGL Italia	7,5	7%
Energia	5,2	5%
Altri grossisti (con vendite >2TWh e < 3TWh) Dalmine Energie, EniPower Trading, NET, ASM Energy	10,0	9,5%
Altri (con vendite >1TWh e < 2TWh)	15,8	15%
Altri	21,7	20.5 %
Totale	105,4	100%

Fonte: AEEG –Relazione annuale 2003

Al momento il mercato appare piuttosto concentrato. Enel Energia controlla il 30% circa del mercato libero e i primi quattro operatori coprono, complessivamente, oltre la metà di tutto il mercato.

Anche nel caso dell'attività di vendita, l'assenza della borsa elettrica può avere impedito, nella fase iniziale della liberalizzazione, l'emergere di categorie di operatori che si occupano esclusivamente dell'attività di vendita all'ingrosso o di intermediazione. Non è un caso che i maggiori operatori sul mercato siano verticalmente integrati a monte e si trovino così avvantaggiati dal fatto che possono disporre di energia prodotta dalle proprie consociate. Alla difficoltà di approvvigionamento che gli operatori non verticalmente integrati incontrano, per la scarsità di energia da impianti CIP6 e di importazione, si è poi aggiunto, come ha sottolineato di recente l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM 2003), il fatto che Enel - tramite la controllata Enel Energia - aveva introdotto, nei contratti con i clienti idonei, delle clausole di esclusiva sull'importazione di energia e di maggiorazione dei prezzi nel caso di ricorso a fonti di approvvigionamento diverse da Enel Energia²⁶.

La presenza di questi operatori è, d'altra parte, assolutamente rilevante nel processo di liberalizzazione del settore perché consente di dare spessore non solo ai mercati

²⁶ L'Autorità ha condannato la Società per abuso di posizione dominante comminando una multa di 2,5 milioni di Euro (Provvedimento n.12634 del 27/11/2003).

all'ingrosso ma anche al mercato finale dell'energia favorendo, per questa via, il diffondersi della concorrenza.

4.2 I prezzi dell'energia elettrica

La valutazione delle conseguenze che il processo di liberalizzazione del settore elettrico sta determinando sull'utenza finale richiede di osservare l'evoluzione del sistema tariffario dei servizi forniti e le condizioni di sicurezza dell'offerta .

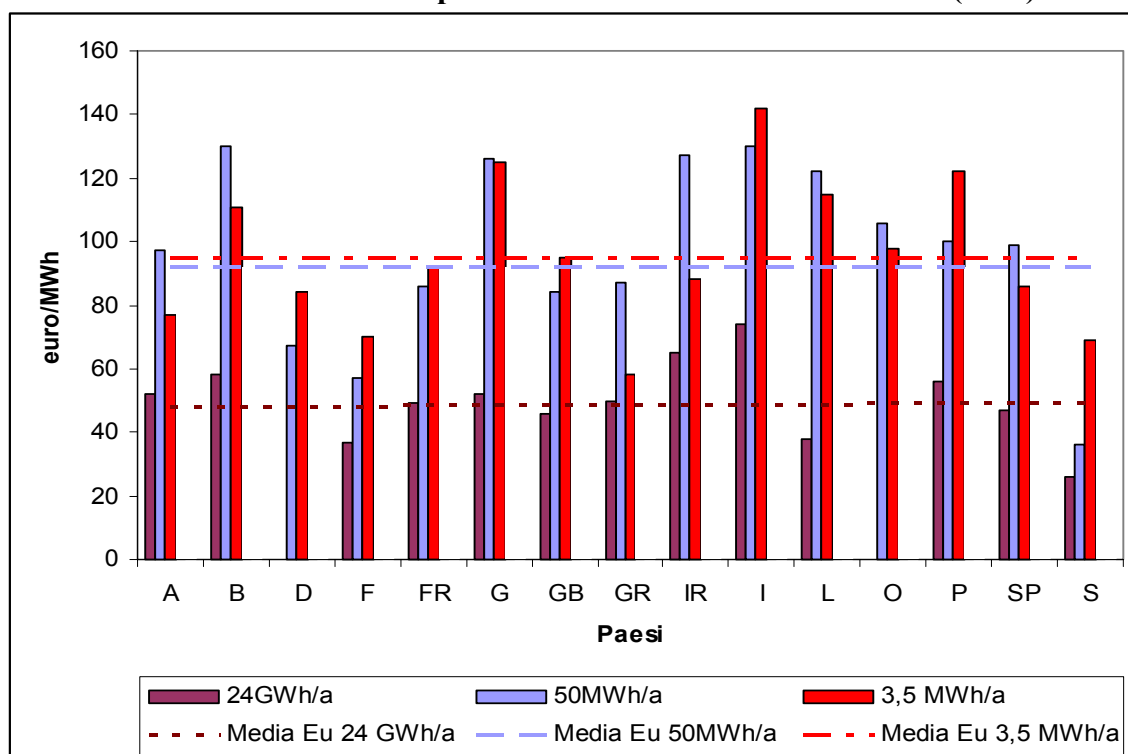
Per l'utenza del mercato libero, il prezzo dell'energia elettrica all'ingrosso si determina con riferimento alle contrattazioni bilaterali. I dati relativi a questa utenza non sono immediatamente disponibili, tuttavia emerge dalla relazione annuale 2003 dell'Autorità di regolazione che il passaggio al mercato libero consentiva ai clienti idonei, nella prima fase di liberalizzazione, di ottenere sconti pari al 15% rispetto al prezzo del mercato vincolato. Più recentemente questo sconto si è sceso al 5% circa.

Nel caso dell'utenza del mercato vincolato, gli effetti che si rilevano sui prezzi, che sono ancora molto elevati, sono dovuti soprattutto agli interventi dell'Autorità di regolazione. Questa ha definito un nuovo assetto tariffario, ispirato ai principi di trasparenza con la separazione delle diverse componenti di costo, di aderenza a costi efficienti, di non discriminazione mediante l'eliminazione dei sussidi incrociati. L'Autorità è intervenuta sulla struttura, sul livello e sulla dinamica delle tariffe.

Gli interventi effettuati sulla struttura, che vanno nella direzione di realizzare un riequilibrio tariffario tra le diverse categorie d'utenza, nel rispetto del principio dell'unicità della tariffa voluto dal legislatore, stanno dando gli effetti più evidenti anche se ancora incompleti. In particolare, il riassetto tariffario per i clienti domestici, che comporta l'applicazione delle nuove tariffe definite con riferimento al costo di determinazione, richiede che venga contestualmente applicato un regime di tutela per coloro che si trovano in condizioni economicamente svantaggiate che è tuttora in via di definizione.

Per quanto riguarda il livello, i confronti internazionali mostrano che le tariffe elettriche italiane sono in media tra le più alte in Europa.

Grafico 1. Prezzi dell'elettricità per le utenze industriali e domestiche (2002).



Fonte: Eurostat, prezzi luglio, escluse VAT e altre tasse.

Più in dettaglio, dal confronto del grafico precedente, relativo dei prezzi del 2002, con il grafico 1.1, relativo ai prezzi del 1995 e riportato della I parte di questo lavoro, appare evidente che diversi paesi europei hanno saputo ridurre il livello dei prezzi e anche ribilanciare la loro struttura tariffaria. L'Italia mostra invece una riduzione contenuta e, comunque, presenta i livelli di prezzo più elevati per tutte le tipologie d'utenza considerate. Fanno eccezione le tariffe delle utenze domestiche con tipologie di consumo più basse. Per queste ultime valgono le considerazioni richiamate al punto precedente sulla gradualità con cui procede la ristrutturazione delle tariffe delle utenze domestiche.

D'altra parte, proprio sul livello e sulla dinamica delle tariffe, l'Autorità può intervenire solo su alcune delle quattro componenti della tariffa. Queste sono: i costi di combustibile, i costi fissi, gli oneri generali del sistema e la componente fiscale.

- Costi di combustibile. Questa componente della tariffa dà espressione ai costi variabili della generazione di energia elettrica e oscilla tra il 40% e il 50% circa dell'intera tariffa (nel secondo semestre del 2003 è arrivata al 46,8%). E' legata all'andamento dei prezzi delle fonti energetiche utilizzate ed indicizzata in base a regole definite dall'Autorità²⁷. La presenza di questa componente riduce significativamente la possibilità di spingere le tariffe verso il basso perché rappresenta una componente di pass-through sull'utenza finale del tutto ineliminabile

²⁷ Il meccanismo di indicizzazione viene utilizzato per contenere questa componente dei costi come testimoniano gli interventi effettuati dall'Autorità nel novembre 2002, subito dopo la decisione del Governo (settembre 2002) di congelare le tariffe al fine di frenare l'inflazione.

- Costi fissi. Si tratta di un'altra componente rilevante della tariffa (45% circa) che comprende i costi di generazione e di trasporto (trasmissione e distribuzione) dell'energia elettrica. Il costo fisso di generazione viene determinato annualmente dall'Autorità con riferimento ad un costo standard di generazione degli impianti termoelettrici tale, comunque, da garantire l'equilibrio finanziario delle imprese. In questo modo l'Autorità ha determinato, in via transitoria fino all'avvio della borsa elettrica, il prezzo all'ingrosso dell'energia elettrica per l'utenza vincolata cercando di fissarlo al livello dei costi di produzione di un'impresa che opera in modo efficiente. E' evidente che questa parte dei costi fissi si può ridurre solo con una maggiore efficienza del parco degli impianti di generazione tramite introduzione di nuovi impianti e l'adeguamento quelli esistenti. Sulla parte dei costi fissi relativa ai costi di trasporto l'Autorità è intervenuta riducendo questa componente, ma ci sono margini per ulteriori riduzioni. I trasferimenti dei guadagni di efficienza agli utenti richiederebbero l'applicazione di un price-cap più stringente rispetto al valore iniziale posto al 4%, soprattutto nel caso della distribuzione, come rileva anche l'OECD (2001). Viceversa il regolatore ha recentemente deliberato, per le nuove tariffe di trasporto relative al periodo 2004-2007, un valore di $x=2,5\%$ per la trasmissione e di $x=3,5\%$ per la distribuzione (AEEG 2004).
- Oneri generali del sistema. Gli oneri sono prevalentemente riconducibili a due categorie: gli oneri derivanti dall'incentivazione alla produzione dell'elettricità da fonti rinnovabili e assimilate (che incidono da soli per l'8 % circa sulla tariffa media) e costi non recuperabili o *stranded costs*. Anche in Italia, come in molti altri paesi, il riconoscimento dei costi non recuperabili è stata funzionale al collocamento sul mercato delle azioni delle imprese elettriche. La recente eliminazione di questi costi, da parte del Governo, rende più semplice e trasparente la definizione della tariffa per l'utenza vincolata con qualche probabile vantaggio per gli utenti²⁸.
 Gli oneri riconducibili a fonti rinnovabili e assimilate rappresentano la quota più rilevante degli oneri generali del sistema che, con l'entrata in funzione di nuovi impianti agevolati, sembra destinata ad aumentare. Questi costi possono essere ridotti solo mediante la ridefinizione degli oneri contrattuali che il Governo si era, peraltro, dichiarato disponibile ad attuare (X Commissione Attività produttive, 2002);
- Componente fiscale. Questa parte della tariffa è pure riconducibile solo a decisioni governative che coinvolgono scelte di bilancio dello stato. Un riassetto dei prelievi fiscali legati alle tariffe sembra comunque urgente. In un contesto liberalizzato non si giustifica più l'uso della tariffa come strumento amministrativo per la fiscalità indiretta.

In definitiva, gli interventi regolatori hanno incontrato finora vincoli molto stringenti imposti dalla normativa esistente (impianti CIP6 ed elevata componente fiscale) e dalla dipendenza dalle fonti di energia primaria estere. I ritardi del processo di liberalizzazione del settore, soprattutto il mancato avvio della borsa elettrica, ha invece imposto all'Autorità un compito vicario di definizione dei prezzi all'ingrosso per il mercato

²⁸ Infatti, poiché l'eliminazione degli *stranded costs* (dal 1° gennaio 2004) si accompagna a quella della rendita idroelettrica a partire (dal 1° gennaio 2002) - che veniva utilizzata per ridurre l'ammontare stesso dei costi non recuperabili - per valutare gli effetti del provvedimento occorre considerare il saldo tra le due grandezze che non è facilmente computabile.

vincolato molto lontano dalla logica della liberalizzazione che si è protratto per un periodo di tempo ben più lungo del previsto.

Infine, anche i ritardi nell'avvio della costruzione di nuovi impianti e di tratti della rete, i problemi connessi con l'interconnessione con l'estero e l'assenza di una politica energetica, che potrebbe fornire indicazioni precise per migliorare il mix delle fonti primarie, ritardano la caduta dei prezzi all'ingrosso ed indirettamente anche delle tariffe.

4.3 La sicurezza dell'offerta

Le condizioni di sicurezza dell'offerta sono sostanzialmente riconducibili alla presenza, nei momenti di picco, di un margine di riserva e di una capacità di transito sulle reti adeguati. L'analisi del margine di riserva richiede di confrontare l'evoluzione della domanda di elettricità con quella dell'offerta che risulta, a sua volta, condizionata dallo sviluppo della capacità di generazione all'interno del sistema nazionale e di interconnessione con l'estero.

A partire dal 2000, a fronte di una domanda di energia che mostra una crescita media annua abbastanza stabile, attorno al 3%, ed un aumento della punta estiva tale da portarla quasi in linea con la punta invernale, l'offerta si è andata caratterizzando da una riduzione della capacità di generazione effettivamente disponibile. Molti impianti sono infatti fermi perché dismessi o in fase di ripotenziamento o per rotazione o infine, nel caso degli impianti idroelettrici, per motivi connessi a sfavorevoli condizioni atmosferiche. A questo si aggiunga che la capacità di interconnessione con l'estero è rimasta sostanzialmente immutata.

Nel 2002, rispetto alla potenza nominale censita di 76.950 MW, quella effettivamente disponibile è stata di 55.250 MW, inclusiva di 6300 MW di capacità di interconnessione con l'estero. Ciò significa che il margine di riserva alla punta è sceso al 5%. Si tratta della soglia di emergenza 2 (riserva inferiore al 5%) che si accompagna a rischi di interruzione estremamente elevata.

Nell'estate 2003 ciò si è effettivamente verificato. La capacità disponibile alla punta il 26 giugno 2003 è stata insufficiente, per alcuni intervalli di tempo, a soddisfare la domanda determinando in diverse aree del paese un'interruzione nell'erogazione di elettricità. Eventi congiunturali, vale a dire le temperature elevate e la riduzione di 800 MW di importazione dalla Francia, sono andati a saldarsi alle caratteristiche fondamentali del settore: una capacità di generazione insufficiente e una forte dipendenza dalle importazioni per soddisfare il consumo. La decisione del GRTN di interrompere la fornitura ai clienti idonei con contratti interrompibili e di programmare distacchi a rotazione per tutta l'utenza hanno impedito, in quella situazione, di tutelare comunque la sicurezza del sistema. Nell'istruttoria sugli eventi, l'Autorità di regolazione (AEEG 2003b) ha comunque rilevato comportamenti inadeguati da parte del GRTN e dei titolari degli impianti ammessi al recupero degli stranded costs e di quelli che cedono energia al mercato vincolato. Il GRTN ha adottato con ritardo le misure necessarie a fronteggiare eventuali riduzioni delle importazioni (peraltro previste dal contratto con EdF). I produttori titolari degli impianti ammessi al recupero degli stranded costs hanno invece dichiarato una indisponibilità di tali impianti superiore a quella prevista che avrebbe determinato interruzioni del servizio anche nel caso in cui non vi fosse stata una riduzione delle importazioni. I produttori che cedono energia al mercato vincolato non hanno invece fornito il servizio di riserva di potenza per il quale percepiscono, peraltro, una remunerazione.

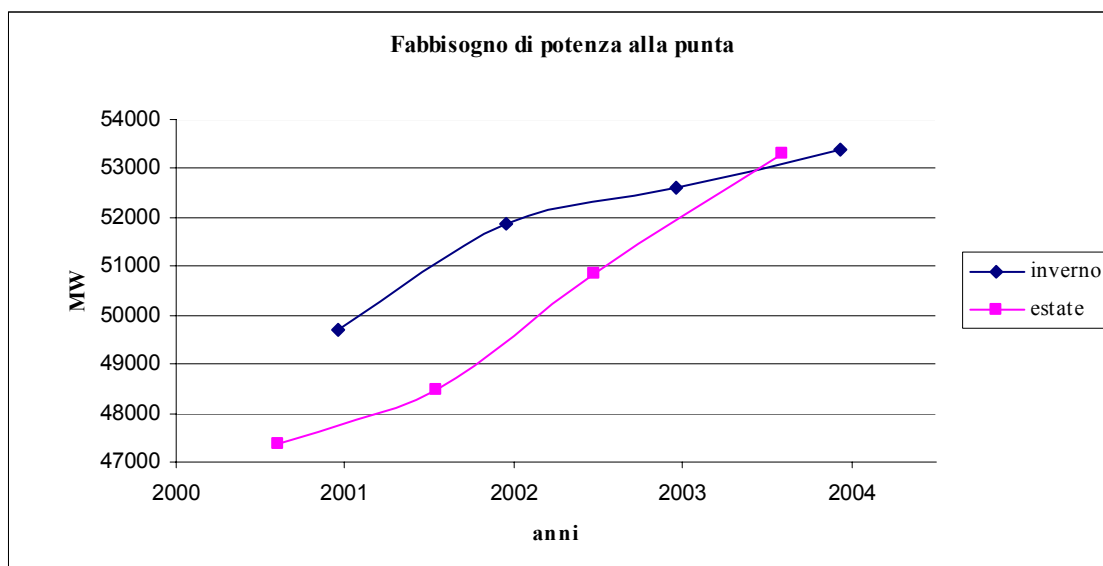
I rilievi sollevati dall'Autorità di regolazione hanno rivelato preoccupanti tentativi di porre in essere comportamenti strategici che, in assenza di una borsa elettrica, si sono

tradotti nel giugno 2003 in diffuse interruzioni della fornitura ma che, a borsa operante, sono destinati a condizionare i prezzi del mercato dando espressione all'esercizio del potere di mercato come, ancora una volta, ci ricorda la California.

Solo la decisione del Ministro di abbassare, in via temporanea, i vincoli di tutela ambientale ha successivamente consentito una maggiore produzione di energia elettrica, con la capacità esistente, per la copertura di una maggiore domanda legata a temperature eccezionalmente elevate dell'estate 2003.

Nel grafico che segue, sulla base dei dati raccolti dal GRTN, abbiamo riportato l'andamento della domanda nei momenti di punta estiva ed invernale dal 2000 con le previsioni fino al 2005.

Grafico 1. Fabbisogno di potenza alla punta (MW)



Fonte: GRTN (2003c).

L'esigenza di disporre di nuova capacità di generazione è dunque evidente, tuttavia, nonostante le autorizzazioni concesse dal Ministero delle attività produttive per la creazione di circa 12.000 MW di capacità di generazione, da realizzarsi nei prossimi anni, i tempi di realizzazione e la scarsa disponibilità delle amministrazioni locali a consentire questo tipo di insediamenti produttivi, pone seri dubbi sulla possibilità di disporre, almeno nei prossimi due anni, di una capacità di generazione adeguata. I rischi di interruzioni lunghe e diffuse, in corrispondenza ai momenti di punta, sono sempre più probabili. Il ruolo delle interconnessioni con l'estero sarà pertanto nei prossimi due anni particolarmente importante. Va qui rilevato che a carenza della capacità di interconnessione si è presentata anche al di fuori dei momenti di punta in conseguenza alle scelte delle imprese di attingere all'importazione di energia elettrica, più economica della produzione interna. Il 28 settembre 2003, nella notte della demonica con livelli di consumo pari alla metà della domanda alla punta, un'improvvisa caduta della capacità di interconnessione con la Svizzera aveva determinato un blackout che aveva finito per investire l'intero sistema. Le diverse indagini condotte, anche da organizzazioni internazionali (UCTE 2003b), hanno sottolineato un eccessivo ricorso alle importazioni-

che aveva finito per creare problemi di sicurezza alle linee di interconnessione²⁹ - da parte delle imprese che ritenevano più conveniente importare che produrre. Si tratta di una differenza di costi peraltro non percepita dall'utenza del mercato vincolato, le cui tariffe sono definite con riferimento ai costi di produzione interna, e neppure dall'utenza del mercato libero i cui prezzi sono fissati con riferimento al mercato vincolato (Clò 2003).

L'ampliamento della capacità di interconnessione di 1500 MW previsto per il 2004 con la Svizzera può non essere sufficiente e le altre estensioni, con l'Austria e la Slovenia, sono ancora in fase di definizione preliminare.

E' evidente che, soprattutto nel caso delle scelte di investimento in interconnessioni con l'estero, l'assenza di meccanismi di mercato per l'assegnazione della capacità di trasporto dall'estero –in Italia che è stata adottata la soluzione pro-quota- impedisce di disporre di informazioni sufficienti per le decisioni di investimento. La definizione di criteri diretti ad incentivare le decisioni di investimento diventa pertanto un problema del regolatore.

In Italia, l'Autorità ha già prefigurato un meccanismo per la creazione di nuova capacità di trasporto per l'interconnessione con l'estero garantendo, ai soggetti che realizzano le infrastrutture, la priorità all'accesso pari all'80% della capacità per 10 anni.

La sicurezza dell'offerta è tuttavia legata anche alla possibilità di garantire la trasmissione e la distribuzione dell'energia senza congestioni. Ne consegue che la capacità di trasporto, che analogamente a quella della generazione è sottoposta a molti vincoli per la sua realizzazione, è destinata a diventare inadeguata a sostenere i flussi di energia in crescita all'interno del paese. Le decisioni di investire in infrastrutture di trasporto sono, in un contesto liberalizzato e in via di privatizzazione, effettuate dai privati solo se la remunerazione appare adeguata. In questa direzione va la proposta dell'Autorità di regolazione che prevede, nel secondo documento di consultazione per la definizione delle tariffe per il trasporto, un aumento del tasso di rendimento del capitale investito previsto pari al 6,7% per la trasmissione e al 6,8% per la distribuzione (AEEG 2004).

Il piano di investimento in infrastrutture di trasporto che il GRTN è tenuto, per legge, ad approntare prevede, per il prossimo triennio, investimenti pari a 1.100 milioni di euro che richiedono tuttavia l'autorizzazione del ministro e l'intenzione di realizzarli nei tempi previsti.

5 Considerazioni finali

Mentre la liberalizzazione della domanda è ampia e destinata ad essere completata in tempi brevi – anche in attuazione alla nuova normativa europea - la diffusione della concorrenza dal lato dell'offerta è incompleta e richiede tempi molto più lunghi di quelli inizialmente previsti.

L'analisi dei risultati raggiunti finora ci consente di rilevare che la concorrenza, per emergere, deve seguire un percorso lungo e difficile, ampiamente condizionato dal livello di liberalizzazione e di privatizzazione definito inizialmente dal legislatore. Ci limitiamo qui a richiamare un aspetto della nuova struttura voluta per il settore, vale a dire il tetto antitrust, fissato al 50%, che sta diventando nella realtà una protezione per l'incumbent piuttosto che una garanzia di apertura alla concorrenza.

²⁹ Le importazioni sono state di 6951 MW contro quelle di 6400 MW programmate dal GRTN e ben superiori al livello di sicurezza, previsto per il periodo giugno-settembre, pari a 5400 MW.

Il ruolo della regolazione è fondamentale ma i vincoli al suo operare: l'incertezza del quadro legislativo e gli interventi della giustizia amministrativa, sono numerosi e ne limitano talvolta l'efficacia. I risultati raggiunti con riferimento all'andamento dei prezzi, al grado di apertura dei mercati e ai passaggi di fornitore indicano che i settori stanno mutando in modo significativo ma non sono ancora concorrenziali.

Si colgono, tuttavia, anche alcuni elementi positivi di evoluzione strutturale. L'ingresso di nuove imprese sia italiane che estere, le intese raggiunte tra le imprese degli enti locali, che hanno portato ad alleanze o addirittura alla creazione di nuovi soggetti, e, infine, la posizione che Enel ed Eni stanno reciprocamente assumendo nei rispettivi mercati testimoniano che un mutamento strutturale sta lentamente avvenendo.

Il quadro complessivo rimane, comunque, incerto. Ci limitiamo qui a richiamare alcuni punti che gli conferiscono ulteriore incertezza, frenano le scelte degli operatori e, per questa via, rallentano il diffondersi della concorrenza: il mancato completamento del processo di liberalizzazione del settore energetico, una definizione inadeguata delle competenze istituzionali relative alla regolazione e al controllo del settore e l'assenza di un piano nazionale per le politiche energetiche.

Mancato completamento del processo di liberalizzazione.

Il ritardo nell'avvio della borsa elettrica e dell'operatività dell'Acquirente Unico, la separazione tra gestione e proprietà della rete e gli ostacoli burocratici e amministrativi alla crescita di una nuova capacità di generazione rappresentano i vincoli più rilevanti al completamento del processo di liberalizzazione del settore dell'energia elettrica.

L'assenza di un mercato all'ingrosso dell'energia, a cinque anni dall'avvio del processo di liberalizzazione del settore elettrico, è pertanto grave non soltanto perché non ha consentito al sistema di disporre di un ordine di dispacciamento economico – e quindi più efficiente – ma anche perché ha posto in capo al Gestore della rete il compito di allocare, al mercato libero, l'energia prodotta da impianti CIP 6 che rappresenta il 40% circa di tutta l'energia scambiata sul mercato libero. La decisione di cedere l'energia elettrica prodotta dagli impianti CIP6 ai clienti idonei, considerata uno strumento di promozione della concorrenza, ha tuttavia avvantaggiato solo alcune categorie di utenti ponendo in capo agli utenti del mercato vincolato la differenza tra il prezzo di vendita sul mercato libero e quello di acquisto pagato dal Gestore della rete per l'energia prodotta dagli impianti CIP6.

In tutti i casi che abbiamo considerato il mancato avvio della borsa è certamente rilevante, ma lo è altrettanto la separazione tra gestione e proprietà della rete. In questa fase di transizione in cui l'organizzazione complessiva degli scambi di energia è stata condotta da soggetti tradizionalmente estranei a questo compito - con modalità poco trasparenti e discriminatorie, che riproducono percorsi pre-liberalizzazione - la funzione di controllo dell'Autorità è risultata particolarmente complessa. In questo caso le asimmetrie informative hanno giocato un ruolo molto importante condizionando talvolta l'efficacia degli interventi regolatori.

Commissione di competenze

La decisione di procedere con gradualità alla privatizzazione dell'incumbent ha lasciato in mano al governo – tramite i ministeri del tesoro e delle attività produttive – la possibilità di continuare ad operare delle scelte nel settore e di perseguire obiettivi di politica economica generale. Si è avuta una continua ridefinizione del ruolo dello Stato:

proprietario, gestore, regolatore e una commistione delle competenze, per certi versi superiore a quella della situazione pre-liberalizzazione, che abbiamo considerato nell'introduzione.

Lo Stato è intervenuto, attribuendosi il ruolo di regolatore, su alcuni aspetti di competenza dell'Autorità di regolazione, come il blocco delle tariffe o la modifica di alcune componenti tariffarie. Lo Stato si è invece astenuto da interventi che poteva porre in essere in qualità di proprietario, come la ridefinizione dell'assetto proprietario dell'Enel e di Eni, richiesta da più parti.

Siamo soprattutto di fronte ad interventi di breve periodo che non investono gli aspetti strutturali fondamentali per lo sviluppo del settore e che distorcono invece le finalità e gli obiettivi del processo di liberalizzazione.

L'assenza di un piano nazionale per le politiche energetiche

La forte dipendenza dalle importazioni pone il tema della sicurezza della fornitura alla continua attenzione del governo e delle Istituzioni del settore e sembra favorire un atteggiamento che va nella direzione di mantenere un'impresa dominante capace di farsi carico della responsabilità del settore, a livello nazionale, e soprattutto di operare in condizioni di parità con le grandi imprese degli altri paesi europei dove il percorso di liberalizzazione seguito non ha finora portato, come si è rilevato in precedenza, ai risultati attesi.

Nella fase di transizione alla concorrenza è dunque essenziale disporre di una politica energetica che definisca gli obiettivi e la loro priorità, che individui gli strumenti più adeguati a perseguirli, che valuti gli interessi degli operatori esistenti per non penalizzarli ma neppure per garantire loro posizioni di privilegio a danno degli interessi di tutta la collettività e, infine, che si integri con le scelte regionali ma anche comunitarie.

Nell'agenda governativa in aggiunta alla definizione di un piano nazionale per le politiche energetiche rimane un elenco di altri interventi rilevanti. Oltre alla ridefinizione dell'assetto proprietario di Enel, richiesta da più parti, resta il superamento dei problemi di conflittualità istituzionale di legati all'applicazione del Titolo V della Costituzione e il coordinamento dei percorsi di liberalizzazione dei due settori dal momento che il gas costituisce una fonte primaria sempre più presente nella produzione dell'energia elettrica.

Il recente avvio della borsa elettrica ha creato molta attesa per i risultati che dovrebbero emergere. C'è tuttavia il rischio, data la scarsità dell'offerta destinata a caratterizzare il sistema nei prossimi anni che, nei periodi di domanda elevata, si possa determinare un rialzo significativo dei prezzi. Poiché la domanda è largamente inelastica, gli aumenti di prezzo non esprimono soltanto "rendite di scarsità" ma potrebbero diventare, come insegna l'esperienza della California, anche l'espressione dell'esercizio del potere di mercato. E' fondamentale prevedere fin da ora meccanismi di intervento e competenze da attribuire all'Autorità di regolazione per affrontare questa eventualità.

Solo l'ingresso sul mercato di nuova capacità di generazione potrà determinare prezzi all'ingrosso più contenuti e comunque tali da riflettere il maggiore grado di efficienza raggiunto dal parco impianti. Diventerà a questo punto importante, in presenza di un'eventuale e peraltro attesa riduzione dei prezzi, la scelta di un meccanismo di incentivazione degli investimenti tale da mantenere vivo l'interesse degli investitori nel settore.

Appendice

Struttura e assetti proprietari dei settori elettrici dei paesi membri prima della Direttiva 92/96.

Francia: Electricité de France – EdF- è un'impresa pubblica che ha il monopolio di fatto della generazione (90%) possiede e gestisce la rete di trasmissione e ha il monopolio della distribuzione (95%). In questo ultimo segmento sono presenti anche 195 imprese municipali.

Italia: ENEL è un'impresa pubblica che genera l'80% circa della produzione totale di energia elettrica (20% è generato da imprese municipali e autoproduttori), ha la proprietà e la gestione della rete di trasmissione e distribuisce il 92% dell'energia con altre 45 imprese municipali.

Portogallo: Electricidade de Portugal -EdP- è un'impresa pubblica che produce l'86,5% dell'energia, la quota restante è prodotta da imprese private e municipali. Proprietà e gestione della rete di trasmissione sono separate e affidate a imprese pubbliche. La distribuzione è affidata a 4 imprese regionali di proprietà di EdP.

Irlanda: Electricity Supply Board è un'impresa pubblica verticalmente integrata che controlla tutte le fasi, dalla generazione alla vendita finale di energia elettrica.

Grecia: Public Power Corporation è un'impresa pubblica verticalmente integrata che controlla la quasi totalità della generazione, la trasmissione e la distribuzione.

Belgio: Electrabel è un'impresa privata che produce il 93% dell'energia, la parte restante è generata da autoproduttori (4%) e da un'associazione di imprese pubbliche (SPE). La proprietà degli impianti e della rete di trasmissione è stata conferita all'organizzazione che gestisce il dispacciamento (CPTE), ma le società hanno mantenuto la propria utenza e contabilità separate. Electrabel copre direttamente il 38% e, indirettamente, tramite società miste con più municipalità, il 50% dell'attività di distribuzione. Il rimanente è affidato a municipalità.

Danimarca: Elsam e Elcraft sono due gruppi costituiti da un centinaio di municipalità che posseggono e gestiscono gli impianti di generazione e la trasmissione e operano sulle due aree in cui è diviso il paese producendo il 75% dell'energia. La quota restante è prodotta da impianti indipendenti. Le società di distribuzione regionale posseggono alcune imprese di generazione. La proprietà è mista, molto diffusa e vede anche la presenza di cooperative di consumatori.

Germania: La struttura federale del paese ha portato alla creazione di monopoli verticalmente integrati a livello regionale. Vi sono 8 società che operano a livello sopra-regionale, di proprietà prevalentemente pubblica, e che controllano il 75% della generazione e le reti di trasmissione. Le imprese a livello regionale (circa 40) e municipale (circa 500) svolgono attività di generazione ma soprattutto di distribuzione ad altre utilities e agli utenti finali.

Austria: La struttura dell'industria elettrica è caratterizzata dalla presenza di una società sopra-regionale Verbund che, direttamente o tramite le proprie consociate, genera il 40% dell'energia, controlla i rapporti di scambio con l'estero, gestisce la trasmissione e la fornitura ai grandi utenti industriali. Vi sono poi 9 società a carattere provinciale, 5 municipalità nelle maggiori città, altre

società a livello comunale ed alcune cooperative che si occupano prevalentemente della distribuzione all'utenza finale.

Olanda: Le 4 società pubbliche sono, consorziate nel SPE, generano l'83% dell'energia. Il rimanente 17% è generato da autoproduttori. La trasmissione è gestita dal SEP mentre la distribuzione è affidata a 26 società di proprietà degli enti locali.

Svezia: Vattenfall è un'impresa pubblica che copre il 51% della generazione di energia. Altre 7 imprese, a proprietà mista, producono il restante 49%. La trasmissione è affidata ad un'impresa indipendente (SvK) di proprietà dello stato. La distribuzione è effettuata da Vattenfall e da numerosi piccoli operatori privati, da società cooperative e da municipalità

Spagna: I due gruppi societari maggiori: Endesa (prevalentemente pubblica) e Iberdrola coprono l'80% circa della generazione e della distribuzione. Union Fenosa e Hidrocantabrico coprono la quota restante nelle due attività. Nella distribuzione sono presenti anche numerose (500) società di distribuzione a carattere locale. La trasmissione viene effettuata da una società indipendente (REE) di proprietà pubblica.

Finlandia: IVO è il maggiore produttore con il 25% della generazione e detiene attraverso una società consociata il 90% della rete di trasmissione. PVO è il secondo gruppo per dimensione ed è costituito da autoproduttori. La distribuzione è effettuata da circa 110 società locali prevalentemente di proprietà delle municipalità.

Bibliografia

- ABATE A., CLO' A. (2000), *La regolazione elettrica in Italia: alcune prime valutazioni*, in "L'Industria", n.4.
- AEEG (2003a) – *Relazione annuale sullo stato dei servizi e sull'attività svolta*, Roma, Luglio.
- AEEG (2003b) – *Istruttoria conoscitiva sulle cause, gli sviluppi e le eventuali responsabilità delle interruzioni del servizio elettrico*. Relazione finale, Novembre.
- AEEG (2004), *Testo unico delle disposizioni dell'Autorità dell'energia elettrica e del gas per l'erogazione dei servizi di trasmissione, distribuzione, misura e vendita dell'energia elettrica per il periodo di regolazione 2004-2007 e disposizioni in materia di contributi di allacciamento e di diritti fissi*, Delibera n.5/04 del 30 Gennaio.
- AGCM (2003) - Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato – *Provvedimento ENEL TRADE – CLIENTI IDONEI*, n.12634, Dicembre.
- BRUNEKREEF G. (1999), *A Single European Electricity Market ?*, CEPR.
- BRUNEKREEF G. (2002), *Regulation and Third Party discrimination in the German Electricity Supply Industry*, "European Journal of Law and Economics" 13, pp.203-220.
- CLO' A. (1999), *La direttiva europea tra concorrenza e interesse generale*, "L'Industria", XX",n.1.
- CLO' A. (2003), *Fatti e misfatti/2. Dal deficit al blackout elettrico*, "Energia", 4, pp.2-15.
- COMMISSIONE EUROPEA (2001), *European energy infrastructure: proposal for decision*, Brussels.
- COMMISSIONE EUROPEA (2003), *Strategy paper :Medium term vision for the internal electricity market* , Bussels
- CRE (2001) - Commission de Régulation de l'électricité, France - *Activity report 2001*, June.
- CREG (2003) – Commission de régulation de l'électricité ed du gaz, Belgium - *The limitation of competition law in liberalizing electricity markets*.
- DE PAOLI L. (2001), *Organisation and regulation of the electricity supply industry in Italy*, in De Paoli, L.(ed) *The electricity industry in transition. Organisation, regulation and ownership in EU member states*. Milano, Franco Angeli.

- EURELECTRIC (2001), *Business trends in the European industry – consequences of liberalisation*, Brussels, August.
- EURELECTRIC (2003), *Liberalisation in Europe: the necessary framework for a real common market*, International conference on the Electricity market, Maribor, Slovenia, September.
- FLEMINGS RESEARCH (2000), *The changes in Europe’s utility industry – Liberalised market*, September .
- GME (2003) – Gestore del mercato elettrico – *Punti principali della proposta GME per il mercato elettrico*.
- GRTN (2003a) – Gestore della rete di Trasmissione nazionale – *Programma triennale di sviluppo della rete elettrica di trasmissione nazionale*, Roma, Gennaio.
- GRTN (2003b), *Rapporto sulle attività del Gestore della rete di trasmissione nazionale, aprile 2002-marzo 2003*, Roma, Maggio.
- GRTN (2003c), *Lo sviluppo del sistema elettrico: sicurezza, interconnessioni, infrastrutture*, Italian Energy Summit, Milano, Settembre.
- GREEN R (2001), *Markets for Electricity in Europe*, “Oxford review of Economic policy”, vol.17, n.3, pp.329-345.
- HELM D. (1993), *The Assessment: The European Internal Market: The Next Steps*, in “Oxford review of Economic policy”, vol.9, n.1, pp.1-14.
- HELM D. (2001), *The assessment: European Networks-Competition, Interconnection, and regulation*, “Oxford review of Economic policy”, vol.17, n.3, pp.297-312.
- IEFE-SPRU (2000), *Electricity industry and market dynamics*, The Shared Analysis Project.
- NEWBERY D. *Deregulating electricity to ensure efficient competition*, DAE, Cambridge.
- NEWBERY D. *Why did british electricity prices fall after 1998?*, DAE, Cambridge.
- OECD (1997): *The OECD Report on Regulatory Reform; Vol.1:Sectoral Studies*.
- OECD (2001) *Regulatory Reform in Italy*.
- OFFER (1996), *The competitive electricity market from 1998*, september.
- OXERA (2000) *Energy liberalisation indicators in Europe*, A preliminary report.
- PROSPERETTI L. (2000), “*Some structural issues in Regulatory reform and Market Functioning in the European Electricity Supply Industry*”, in Galli G., and Pelkman J.,

(eds) *Regulatory reform and competitiveness in Europe*, vol. II, Edward Elgar, Cheltenham.

UCTE (2003a), *System Adequacy Retrospect 2002*.

UCTE (2003b), *Interim Report of the Investigation Committee on the 28 september 2003. Blackout in Italy*, October.

X Commissione Attività produttive della Camera (2002), *Indagine conoscitiva sulla situazione e sulle prospettive del settore dell'energia*, maggio.