

LA LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO

Le modifiche della struttura dell'offerta e la nascita di nuovi operatori

Uno dei primi effetti della liberalizzazione del mercato elettrico, sia pure ancora ad uno stadio iniziale, è l'entrata di nuovi concorrenti e la nascita di nuovi operatori. I soggetti giuridici previsti dal dlgs. n. 79/99 che hanno iniziato ad operare sul mercato libero sono grossisti, produttori, distributori e consorzi. A tali operatori si aggiunge la figura del *trader*, non disciplinata dal decreto, ma riconducibile alla più generale fattispecie giuridica degli intermediari.

Per grossista il dlgs. n. 79/99 intende la persona fisica o giuridica che acquista o vende energia elettrica senza esercitare attività di produzione, trasmissione e distribuzione; tale soggetto assume la titolarità dei contratti di fornitura di energia elettrica. Per analogia può essere descritta la figura del *trader*, non disciplinata dal decreto menzionato, come la persona fisica o giuridica che pur svolgendo le stesse funzioni del grossista e sempre non esercitando attività di produzione, trasmissione e distribuzione, non assume la titolarità dei contratti di fornitura, ma agisce come mero intermediario. Il produttore è la persona fisica o giuridica che produce energia elettrica indipendentemente dalla proprietà dell'impianto, per la vendita o per l'uso proprio, in una percentuale non superiore al 70 per cento. Il distributore è la persona fisica o giuridica che acquista o vende energia elettrica esercitando attività di trasmissione (su reti a media alta tensione) e/o distribuzione (su reti a media e bassa tensione).

Molti distributori o autoproduttori già presenti sul mercato hanno aperto nuove aree d'affari o società specificatamente dedicate al mercato libero. In molti casi l'entrata nei nuovi settori di business è avvenuta attraverso la ricerca di siner-

gie con altre imprese spesso concorrenti attraverso la conclusione di *joint ventures* e accordi. Sono inoltre nati oltre 10 *trader* e 32 grossisti. Diverso è il caso dei consorzi ai quali viene riconosciuta la qualifica di clienti idonei, che appaiono un operatore del tutto nuovo nel panorama italiano e internazionale (salvo il caso dei consorzi di acquisto in Germania). Sebbene siano stati concepiti soprattutto come uno strumento organizzativo per favorire l'accesso al mercato libero di quelle imprese che non raggiungono le soglie di idoneità previste dal dlgs. n. 79/99, i consorzi stanno assumendo nella prassi funzioni di intermediazione e di servizio sempre più complesse tali da giustificare l'esistenza anche in un mercato nel quale fosse consentito a tutte le imprese di acquistare energia nel mercato libero. Al 30 aprile 1999 si contavano 122 consorzi e società consortili (*cf.* Tav. 2.16).

La funzione di intermediazione e di assistenza nel nuovo contesto di mercato liberalizzato è destinata ad assumere un ruolo sempre più ampio e ad essere offerta da nuovi soggetti di natura diversa, come di fatto già avviene nei paesi in cui il processo di liberalizzazione è più avanzato. I servizi comprendono l'assistenza tecnica relativa alla misurazione dei profili di consumo e delle curve di carico, alla ottimizzazione delle curve di carico e alla gestione efficiente della domanda. Anche la creazione della Borsa, prevista dal dlgs. n. 79/99 per l'anno 2001, richiederà competenze e strumenti di intermediazione nuovi, spesso non disponibili internamente a imprese per anni attive nella gestione dei flussi fisici dell'energia elettrica in mercati amministrati. Inevitabile sarà quindi la nascita di soggetti specializzati nelle attività di trading. Sinergie in tali attività potranno svilupparsi anche per la contemporanea liberalizzazione del mercato del gas. Gli intermediari, compresi i consorzi già attivi in tale business, potranno utilizzare gli acquisti o le vendite nella borsa per coprire le differenze tra la domanda prevista oggetto di contratti bilaterali e quella effettiva, mentre il mercato spot potrà essere utilizzato per gli sbilanciamenti di breve periodo.

Il piano di dismissioni delle centrali dell'Enel S.p.A.

Il quadro di riferimento normativo

Il dlgs. n. 79/99 stabilisce all'art. 8, comma 1 che, a partire dal 2003, nessun soggetto potrà produrre o importare più del 50 per cento dell'energia elettrica totale prodotta e importata in Italia. A questo scopo, il decreto dispone che entro la stessa data l'Enel S.p.A. dovrà cedere non meno di 15.000 MW della propria capacità produttiva sulla base di un piano per le cessioni da presentare all'approvazione del Governo, indicando alcuni obiettivi:

- consentire adeguate condizioni di mercato;

- assicurare la compatibilità con i piani industriali, il mantenimento della produzione nei siti e le ricadute occupazionali;
- tenere conto delle esigenze di sviluppo, innovazione, ricerca ed internazionalizzazione di Enel S.p.A..

Nel giugno 1999 il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha tradotto questi obiettivi in linee guida per la dismissione degli impianti di generazione di proprietà dell'Enel S.p.A. tramite apposita nota fatta pervenire alla società elettrica.

Nel luglio 1999 il Consiglio di Amministrazione dell'Enel S.p.A. ha presentato al Governo un piano per le cessioni degli impianti. Il piano individuava gli impianti da cedere prevedendone l'accorpamento in tre società e descriveva i principali criteri seguiti nell'identificazione degli impianti da trasferire a ciascuna di esse con particolare riferimento al *mix* tecnologico, all'articolazione geografica e all'attribuzione del personale.

Con il decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 4 agosto 1999 il Governo ha approvato il piano presentato da Enel S.p.A., ritenendo che questo fosse rispondente alle finalità indicate nell'art. 8 del dlgs. n. 79/99 e alle modalità successivamente indicate nelle linee guida del Ministero dell'Industria, del commercio e dell'artigianato "sia per quanto concerne il volume della capacità produttiva da cedere, sia per quanto concerne l'osservanza delle condizioni e degli obblighi imposti dal decreto in ordine in particolare alla garanzia di adeguate condizioni di mercato, alla presenza di piani industriali, al mantenimento della produzione nei siti e alle ricadute occupazionali".

Il decreto ha previsto che la cessione degli impianti individuati nel Piano avvenisse mediante la costituzione da parte di Enel S.p.A. di tre società per azioni e la successiva alienazione da parte di Enel S.p.A. delle relative partecipazioni azionarie.

Nei mesi successivi Enel S.p.A. ha provveduto alla costituzione delle tre società denominandole Eurogen S.p.A., Elettrogen S.p.A. e Interpower S.p.A. e conferendo loro gli impianti, di cui all'art. 1 del decreto del Presidente del Consiglio dei ministri del 4 agosto 1999.

Le modalità con le quali dovrà avvenire la cessione di tali partecipazioni sono state definite con successivo decreto interministeriale 25 gennaio 2000, firmato dai Ministri dell'industria, del commercio e dell'artigianato e del tesoro.

Gli obiettivi e i criteri per la dismissione indicati dal Governo

La nota con la quale il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha indicato a Enel S.p.A. i criteri per la dismissione degli impianti, prevede che i nuovi produttori dovranno disporre di un parco impianti caratterizzato da una capacità produttiva di dimensioni sufficienti a garantire:

- economicità ed efficienza della produzione;
- autonomia nella gestione dell'offerta in termini di riserva e di programmi di manutenzione degli impianti.

Viene inoltre indicato che le dismissioni dovranno riguardare:

- un *mix* di impianti di base e di punta, tale da consentire di concorrere in ogni fase della domanda;
- un *mix* diversificato di fonti di energia primaria;
- alcuni impianti obsoleti, in modo da attivare investimenti per l'incremento dell'efficienza e l'economicità della gestione, in particolare nelle aree del Mezzogiorno;
- un'adeguata articolazione geografica, in modo da garantire una pluralità di offerta nelle diverse aree del territorio nazionale, impedendo che si possano creare monopoli locali.

Infine, la nota prevede che le offerte di acquisto includano piani industriali che specifichino:

- il periodo minimo per il quale verrà garantito il mantenimento dell'attività di produzione nei siti interessati;
- le modalità di gestione della continuità occupazionale;
- i programmi di investimento.

Il piano di cessione presentato da Enel S.p.A. e approvato dal Governo

Gli impianti individuati nel piano di cessione, elaborato da Enel S.p.A. e approvato dal governo, e conferiti alle tre società del gruppo Enel S.p.A. ammontano ad una capacità complessiva di generazione di poco superiore ai 15.000 MW (Tav. 2.11 e Fig.2.3)

TAV. 2.11 IL PIANO DI CESSIONE ENEL S.P.A.: CARATTERISTICHE DEGLI IMPIANTI

SOCIETÀ	INVESTIMENTI PREVISTI miliardi di lire	IMPIANTO RICONVERTITO (MW)			PERSONALE unità/GW
		base	mid-merit	totale	
EUROGEN (A)					
<i>IMPIANTI TERMOELETTRICI</i>	2.010	3.340	614	6.711	285,2
<i>IMPIANTI IDROELETTRICI</i>		137	629	766	566,6
TOTALE	2.010	3.477	1.243	7.477	315,9
ELETTROGEN (B)					
<i>IMPIANTI TERMOELETTRICI</i>	1.665	3.780	770	4.550	302,7
<i>IMPIANTI IDROELETTRICI</i>		57	957	1.014	376,7
TOTALE	1.665	3.837	1.727	5.564	316,5
INTERPOWER (C)					
<i>IMPIANTI TERMOELETTRICI</i>	1.433	2.980		2.980	400,7
<i>IMPIANTI IDROELETTRICI</i>		27	36	63	1.603,2
TOTALE	1.433	3.007	36	3.043	429,7
TOTALE A+B+C	5.108	10.321	3.006	16.084	
DI CUI TERMO	5.108	10.100	1.384	14.241	
DI CUI IDRO		221	1.622	1.843	

Fonte: Elaborazioni su dati Enel S.p.A.

Con riferimento ai criteri per le dismissioni stabiliti dal Governo, la distinzione tra impianti di base e impianti di punta proposta dalle linee guida indicate dal Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato viene tradotta nel piano in una distinzione tra impianti di base – definiti come termici ad elevato rendimento e idroelettrici ad acqua fluente – ed impianti *mid merit* – definiti come impianti destinati a modulare il carico e che operano per un numero limitato di ore all'anno, quali gli impianti idroelettrici a bacino, serbatoio o pompaggio e i termoelettrici a rendimento inferiore. Tra gli impianti tradizionalmente intesi come di punta (turbogas) ne viene ceduto uno solo, corrispondente al 6 per cento della potenza turbogas attuale di Enel S.p.A.

Per quanto riguarda il *mix* di fonti energetiche, il criterio di diversificazione richiesto dal Governo appare sostanzialmente rispettato, con un'importante eccezione nel caso della fonte idroelettrica. Anche se si considerano gli ulteriori 2.880 MW di potenza installata che, secondo le indicazioni contenute nel piano, saranno oggetto di *joint ventures* con la regione Valle d'Aosta e le Province di Trento e Bolzano (e che non sono compresi nei 15.000 MW di cessioni richieste), la capacità idroelettrica installata di proprietà dell'Enel S.p.A. sarà prossima al 60 per cento del totale nazionale. Se in tali *joint ventures* l'Enel S.p.A. volesse mantenere una partecipazione significativa almeno nei primi anni – come riportato nel Piano – la quota di proprietà dell'ex-monopolista rispetto al totale installato nel territorio nazionale salirebbe oltre il 70 per cento. Il requisito di una equilibrata distribuzione geografica degli impianti appare sostanzialmente rispettato.

Per quanto riguarda invece il grado di obsolescenza degli impianti di generazione conferiti alle tre società, un'analisi delle caratteristiche di tali impianti mostra che mentre le società Eurogen e Elettrogen e l'Enel Produzione S.p.A. avranno parchi confrontabili, sensibilmente peggiore sarà la situazione della società Interpower (Fig. 2.4). Interpower potrà tuttavia trarre vantaggio da una quota maggiore della capacità alimentata a carbone, più competitiva in periodi caratterizzati da elevati prezzi del petrolio.

Secondo il piano, la produzione dell'Enel S.p.A. nel 2003 si collocherà intorno al 40 per cento del totale. La plausibilità di questa stima appare legata all'evoluzione della domanda, della produzione di terzi incentivata e non, all'idraulicità, all'esito e alla rapidità dei processi di riconversione delle centrali obsolete nelle diverse società poste sul mercato. In particolare, appare importante quanto riportato nel piano in tema di impegni assunti dagli acquirenti⁷.

L'art. 8 del dlgs. n. 79/99 richiedeva che nel Piano si trovasse "la necessaria attenzione alla presenza di piani industriali, al mantenimento della produzione nei siti e alle ricadute occupazionali"; indicazioni ribadite nella nota sui criteri per le dismissioni del Ministro dell'industria, del commercio e dell'artigianato.

Il piano approvato dal Governo rispetta questi requisiti prevedendo per ogni società la predisposizione di un programma industriale contenente indicazioni in merito a progetti di trasformazione a ciclo combinato degli impianti convertibili (cioè quelli per i quali gli estensori del Piano giudicano la trasformazione "largamente conveniente da un punto di vista economico"), garanzie di fornitura dei combustibili necessari alla conduzione degli impianti, struttura patrimoniale ottimale e caratteristiche di tutti i contratti stipulati e degli accordi necessari alla valorizzazione dei flussi di cassa (per esempio eventuali contratti con l'Acquirente Unico).

⁷ Il decreto stabilisce che le società alienate e i loro acquirenti rispettino sia gli impegni previsti nel piano di cessione, sia quelli contenuti negli accordi sindacali successivamente intercorsi tra il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato, le parti sindacali e l'Enel S.p.A. (denominati Protocolli di intesa).

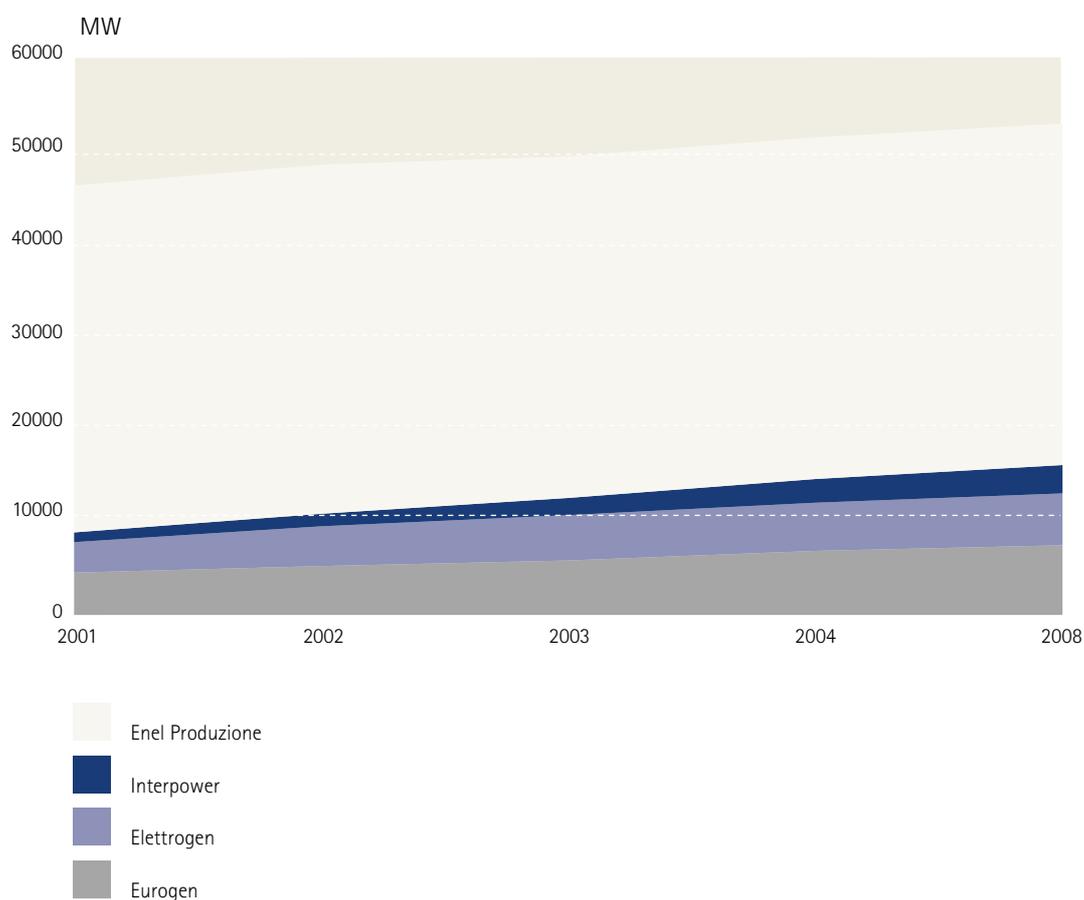
TAV. 2.12 IMPEGNI DI RICONVERSIONE DEGLI IMPIANTI A CICLO COMBINATO

SOCIETÀ	CAPACITÀ TERMoeLETRICA A REGIME (2008) MW	CAPACITÀ DA RICONVERTIRE A CICLO COMBINATO MW	INVESTIMENTI PREVISTI miliardi di lire	CAPACITÀ TERMoeLETRICA ATTUALE MW
EUROGEN S.P.A.	6.711	3.860	2.010	6.242
ELETTROGEN S.P.A.	4.551	3.200	1.665	4.424
INTERPOWER S.P.A.	2.980	2.400	1.433	2.548
ENEL PRODUZIONE S.P.A. ^(A)	24.410	2.238	n.d.	23.444

(A) I dati sono basati sui programmi di riconversione trasmessi dall'Enel S.p.A. all'Autorità nel dicembre 1998

Fonte: Elaborazioni su dati Enel S.p.A.

FIG. 2.3 POTENZA DISPONIBILE DELL'ENEL PRODUZIONE S.P.A. E DELLE TRE SOCIETÀ IN CESSIONE



Fonte: Elaborazioni su dati Enel S.p.A.

Dalla tavola 2.12 risulta che l'onere di riconversione a ciclo combinato grava in misura molto maggiore sulle tre società in corso di cessione, rispetto all'attività produttiva dell'Enel Produzione S.p.A. Questo elemento potrebbe ridurre significativamente il gettito delle cessioni. D'altra parte gli evidenti problemi connessi alla realizzazione di nuovi impianti sul territorio nazionale (disponibilità di siti e difficoltà autorizzative) e i limiti posti alle importazioni dalla scarsa capacità di interconnessione con l'estero agiscono in direzione opposta.

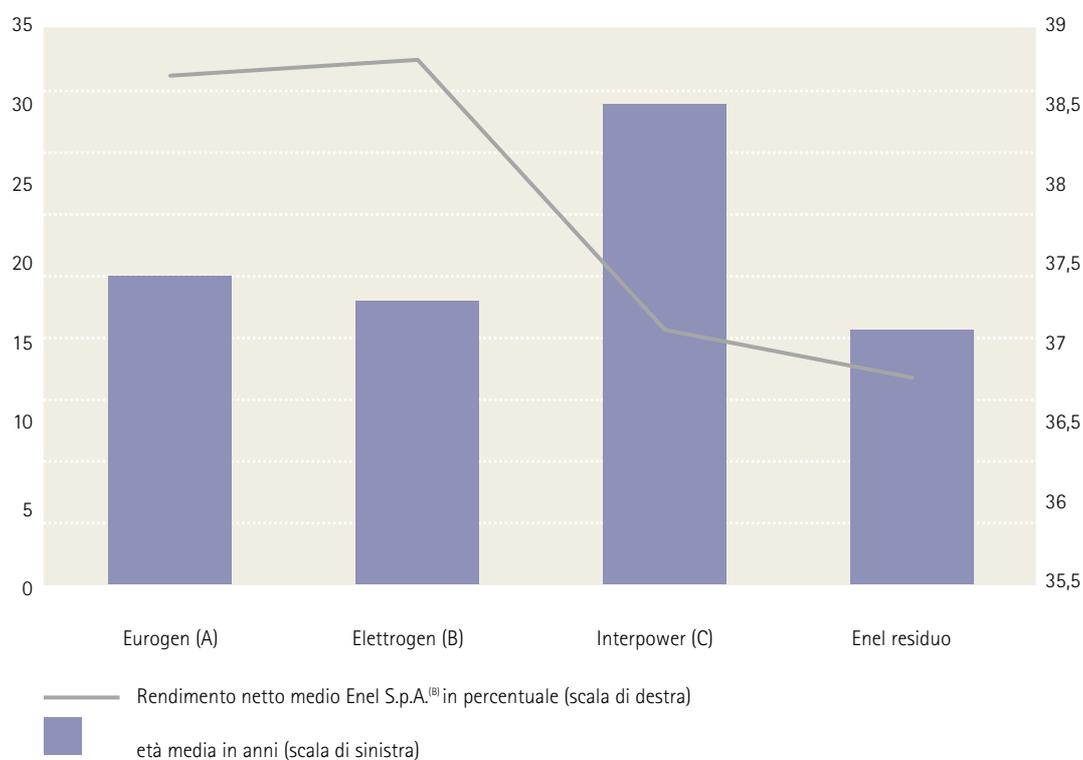
Gli impegni di riconversione degli impianti a ciclo combinato previsti nel Piano e considerati come vincolanti dal decreto del Presidente del Consiglio dei ministri 4 agosto 1999 avranno un ruolo determinante nell'influenzare l'evoluzione dell'offerta libera di energia elettrica sul mercato nazionale. Seguendo le indicazioni sui tempi di esecuzione e completamento degli interventi di riconversione contenute nel piano, la disponibilità di capacità termoelettrica dovrebbe subire l'evoluzione descritta nella figura 2.4. Ne consegue che l'evoluzione della capacità delle tre società poste sul mercato sarà piuttosto lenta. Tale evoluzione è suscettibile di ulteriori rallentamenti in seguito a possibili difficoltà autorizzative, quali quelle già emerse nelle riconversioni a ciclo combinato in siti dell'Enel S.p.A. già effettuate o in corso di realizzazione.

Il decreto interministeriale 25 gennaio 2000 che stabilisce le modalità di vendita delle tre società non prevede un termine vincolante entro il quale avviare la procedura di vendita, per la quale il dlgs. n. 79/99 stabilisce il termine massimo del 2003. Tenuto conto dell'attuale deficit strutturale di offerta libera a fronte della domanda espressa dai clienti idonei, la tempistica della vendita delle tre società e i tempi di realizzazione degli interventi di riconversione avranno un ruolo determinante per il futuro sviluppo competitivo del settore elettrico nazionale. Maggiori saranno i tempi richiesti per le operazioni di vendita e di riconversione degli impianti, più lento risulterà il processo di apertura del mercato all'entrata di nuovi operatori. I ripetuti annunci del Governo di imprimere un'accelerazione al processo di dismissioni si è tradotta nel decreto interministeriale nella selezione della trattativa privata rispetto ad una procedura più trasparente di offerta pubblica di acquisto. Il rinnovo del parco di generazione nazionale e l'entrata di nuovi concorrenti potranno essere ulteriormente facilitati semplificando le norme relative alle autorizzazioni per le nuove centrali elettriche.

L'accelerazione del processo di dismissione e di rinnovo del parco termoelettrico nazionale riveste grande importanza anche per quanto riguarda il rispetto degli impegni di riduzione delle emissioni di gas di serra a livello nazionale fissati dalla delibera n. 137/98 del CIPE *Linee guida per le politiche e misure nazionali per la riduzione dei gas di serra* (cfr. Capitolo 1). Da que-

sto punto di vista, le riconversioni a ciclo combinato previste nel piano per le cessioni approvato dal Governo consentiranno una riduzione delle emissioni di CO₂ al 2008 molto prossima all'obiettivo attribuito dalla delibera all'aumento di efficienza del parco termoelettrico nazionale (20-23 milioni di tonnellate per l'orizzonte 2008-2012).

FIG. 2.4 CARATTERISTICHE DEL PARCO DELLE SOCIETÀ DA CEDERE E DI ENEL PRODUZIONE S.P.A.^(A)



(A) I dati riportati sono ponderati per la potenza, prima delle trasformazioni degli impianti in ciclo combinato;

(B) Il rendimento dell'Enel Produzione S.p.A. è influenzato dal fatto che esso mantiene la quasi totalità degli impianti a turbogas, utilizzati solo per funzioni di punta e altri servizi di rete. Prescindendo da questi impianti, il rendimento medio dell'Enel Produzione S.p.A. supera il 38 per cento.

Fonte: Elaborazioni su dati Enel S.p.A.

Capacità d'importazione e mercato libero

Il dlgs. n. 79/99 ha liberalizzato le attività di importazione ed esportazione, “nel rispetto degli obblighi di servizio pubblico”. Gli scambi di energia con l'estero costituiscono al contempo una modalità per realizzare quell'integrazione dei mercati europei auspicata dalla Direttiva 96/92/CE e un canale per aumentare la contendibilità del mercato, specie laddove la situazione di partenza veda la presenza di imprese di grandi dimensioni, con forte potere di mercato.

L'entità degli scambi è fortemente condizionato dalla capacità di trasmissione transfrontaliera, basata sui dispositivi di interconnessione, capacità che proprio per effetto della liberalizzazione dei sistemi elettrici nazionali limita il volume di scambi di energia elettrica.

La rete elettrica italiana è attualmente interconnessa con le reti dei paesi confinanti tramite 5 linee a 380 kV, di cui una a doppia terna (Rondissone in Italia – Albertville in Francia), 9 linee a 220 kV ed una stazione di conversione corrente alternata/corrente continua situata a Lucciana (Corsica), avente potenza nominale di 50 MW. Le linee che ad oggi costituiscono la rete di interconnessione in corrente alternata con l'estero sono riportate nella tavola 2.13.

TAV. 2.13 LINEE DI INTERCONNESSIONE CON L'ESTERO IN CORRENTE ALTERNATA

LINEA STAZIONE ITALIANA - STAZIONE ESTERA	TENSIONE NOMINALE (kV)	PAESE ESTERO	LUNGHEZZA TRATTO ITALIANO (km)
VENAUS - VILLARODIN	380	FRANCIA	9
RONDISSONE - ALBERTVILLE ^(A)	380	FRANCIA	120
CAMPOROSSO - BROC CARROS	220	FRANCIA	10
BULCIAGO - SOAZZA	380	SVIZZERA	79
MUSIGNANO - LAVORGO	380	SVIZZERA	6
PALLANZENO - MOREL	220	SVIZZERA	20
MESE - GORDUNO	220	SVIZZERA	32
SONDRIO - ROBBIA	220	SVIZZERA	25
PONTE - AIROLO	220	SVIZZERA	10
AVISE - RIDDES	220	SVIZZERA	20
VALPELLINE - RIDDES	220	SVIZZERA	14
REDIPUGLIA - DIVACCIA	380	SLOVENIA	10
PADRICIANO - DIVACCIA	220	SLOVENIA	2
SOVERZENE - LIENZ	220	AUSTRIA	57

(A) Linea in doppia terna.

Fonte: Elaborazioni su dati Grtn S.p.A.

I piani di espansione della rete di interconnessione prevedono un solo progetto di elettrodotto relativo al collegamento elettrico in corrente continua tra Italia e Grecia a 400 kV in corso di realizzazione tramite cavo sottomarino attraverso il canale d'Otranto, la cui entrata in servizio è prevista per il 2002. Tale collegamento aumenterà il valore della massima potenza complessivamente importabile di ulteriori 600 MW sulla frontiera elettrica italo-greca.

Il valore dell'intera capacità di trasporto al limite termico delle linee (*Gross Transfer Capability: GTC*) nel periodo invernale risulta pari a 11.950 MVA che, considerando un fattore di potenza medio pari a 0,95, corrispondono a circa 11.350 MW ai quali si sommano 50 MW relativi alla stazione di conversione corrente alternata/corrente continua situata a Lucciana. Nel periodo estivo, la capacità totale è pari a 10.220 MVA, corrispondenti all'incirca a 9.700 MW. La capacità totale al limite termico, come definita in precedenza, non corrisponde alla reale capacità netta trasmissibile (*Net Transfer Capacity: NTC*), poiché diversi fattori, legati alle caratteristiche topologiche ed elettriche delle reti interconnesse ed ai criteri di esercizio del sistema elettrico in sicurezza, concorrono alla limitazione della capacità totale di interscambio con l'estero. Tenendo conto di tali fattori⁸, la capacità netta trasmissibile, definita come capacità complessivamente utilizzabile per le importazioni, risulta pari a 5.400 MW nel periodo invernale, 5.000 MW nel periodo estivo e 2.200 MW nel mese di agosto (Tav. 2.14).

TAV. 2.14 CAPACITÀ NETTA TRASMISSIBILE ALLE DIVERSE FRONTIERE ITALIANE

PAESI CONFINANTI	PERIODO INVERNALE MW	PERIODO ESTIVO MW	AGOSTO MW
FRANCIA	2.000	1.800	1.000
SVIZZERA	2.900	2.700	1.000
AUSTRIA	200	200	50
SLOVENIA	300	300	150
TOTALE	5.400	5.000	2.200

Fonte: Elaborazioni su dati Grtn S.p.A.

⁸ La determinazione della capacità netta trasmissibile viene dettagliatamente spiegata nella Relazione tecnica alla delibera dell'Autorità 3 dicembre 1999, n. 179/99.

Una quota della capacità netta trasmissibile è occupata da contratti di importazione esistenti. La tavola 2.15 presenta il quadro complessivo, a partire dall'anno 2000, dei contratti di importazione pluriennali stipulati dall'Enel S.p.A. I contratti sono distinti per paese di importazione, durata, capacità impegnate ed energia contrattata in GWh. Confrontando i dati riportati nelle due tavole (Tav. 2.14 e Tav. 2.15) alla data dell'1 gennaio 2000, la capacità disponibile sulle linee di interconnessione con l'estero per nuovi impegni contrattuali (*Available Transfer Capacity: ATC*) risulta essere pari a 2.650 MW nel periodo invernale (2.800 MW dalla fine del mese di gennaio) e a 2.400 MW nel periodo estivo.

Nell'anno 2000 tale capacità è stata assegnata agli operatori che ne avevano fatto richiesta (44 richieste), previa l'applicazione di vincoli sulla quota della capacità totale e la verifica di alcuni requisiti tecnici e commerciali, determinando un flusso di energia elettrica importata stimabile in 24 TWh (*cf.* anche Capitolo 4).

TAV. 2.15 CONTRATTI PLURIENNALI IN CAPO ALL'ENEL S.P.A. ALL'1 GENNAIO 2000

FRONTIERA	CONTRATTO ^(B)	DATA DI SCADENZA DEI CONTRATTI	POTENZA MAX CONTRATTATA MW	ENERGIA TOTALE ^(A) GWh/anno
FRANCIA	Contratto 1	31/12/2007	1.800	14.488
			(1.400 dal 1/1/03)	(9.150 dal 1/1/03)
SVIZZERA	Contratto 2	31/12/2011	600	5.021
	Contratto 3	31/12/2002	200	1.603
AUSTRIA	Contratto 4	29/01/2000	100	70
	Contratto 5	31/01/2000	50	37
TOTALE			2.750	21.219

(A) Stima.

(B) Denominazione convenzionale dei contratti.

Fonte: Elaborazioni su dati Grtn S.p.A.

Caratteristiche dei clienti idonei

Le modalità di riconoscimento e di verifica della qualifica di cliente idoneo sono state definite dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas con delibera 30 giugno 1999, n. 91, in attuazione dell'art. 14, comma 8, del dlgs. n. 79/99.

La delibera n. 91/99 istituisce, presso l'Autorità, l'elenco dei clienti idonei nel quale vengono inseriti i nominativi di tutti i soggetti a cui è stata riconosciuta la qualifica di cliente idoneo, completo dell'indicazione dei punti di prelievo facenti capo ai soggetti⁹.

Sulla base della documentazione pervenuta all'Autorità al 30 aprile 2000 risultano iscritti nell'elenco dei clienti idonei quasi 800 soggetti, corrispondenti a oltre 3700 punti di prelievo, che hanno effettuato consumi pari a circa 74,5 TWh nell'anno solare precedente.

La tavola 2.16 riporta i dati riguardanti i clienti riconosciuti come idonei suddivisi sulla base delle tipologie previste dal dlgs. n. 79/99. La tipologia di cliente finale include tutti i soggetti che fanno capo a un unico sito di consumo, mentre le quattro tipologie indicate come imprese costituite in forma societaria, gruppi, consorzi e società consortili, distributori e grossisti hanno la possibilità di aggregare i consumi effettuati attraverso più siti di prelievo per raggiungere le soglie di idoneità. I distributori ottengono il riconoscimento della qualifica di cliente idoneo limitatamente all'energia destinata ai clienti idonei connessi alla loro rete e solo nel caso in cui il numero totale di utenti non superi le 300.000 unità. Gli acquirenti grossisti vengono riconosciuti come idonei limitatamente all'energia consumata da clienti idonei con cui hanno stipulato contratti di vendita.

Questo contesto è stato di recente integrato dalla legge finanziaria per il 2000, approvata alla fine dello scorso anno (legge 23 dicembre 1999, n. 488 recante *Disposizioni per la formazione del bilancio annuale e pluriennale dello Stato*, pubblicata nella G.U. n. 302 del 27 dicembre 1999, supplemento ordinario n. 227), che estende alle pubbliche amministrazioni la possibilità di partecipare a consorzi al fine del riconoscimento della qualifica di cliente idoneo.

⁹ L'elenco dei clienti idonei è consultabile sul sito Internet dell'Autorità all'indirizzo www.autorita.energia.it.

TAV. 2.16 **CLIENTI IDONEI CHE HANNO OTTENUTO IL RICONOSCIMENTO DELLA QUALIFICA PER TIPOLOGIA**

Aggiornamento al 30 aprile 2000

TIPOLOGIA	NUMERO DI SOGGETTI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO ANNUO TWh
CLIENTI FINALI	529	529	51,2
IMPRESE COSTITUITE IN FORMA SOCIETARIA E GRUPPI	99	531	7,7
CONSORZI E SOCIETÀ CONSORTILI	122	2.651	15,6
DISTRIBUTORI	9		
GROSSISTI	32		
TOTALE	791	3.711	74,5

La distribuzione geografica dei dati riguardanti i clienti idonei finali e la comparazione con i consumi totali di ogni area viene presentata nella tavola 2.17. La quota di consumi riconducibili a clienti riconosciuti come idonei nella parte settentrionale del paese (32 per cento) si colloca al di sopra della media nazionale (28 per cento), mentre in quella meridionale e centrale (rispettivamente 22 per cento e 26 per cento) risulta inferiore alla media. I soggetti idonei aggregati, quali le imprese costituite in forma societaria, i gruppi, i consorzi e le società consortili sono quasi completamente concentrati nel nord del paese.

TAV. 2.17 **CLIENTI IDONEI CHE HANNO OTTENUTO IL RICONOSCIMENTO DELLA QUALIFICA PER AREA GEOGRAFICA**

Aggiornamento al 30 aprile 2000

AREA GEOGRAFICA	NUMERO DI SOGGETTI	PUNTI DI PRELIEVO	CONSUMO ANNUO E PERCENTUALE DEI CONSUMI FINALI ^(A)	
			TWh	%
NORD	478	2.621	40,6	32,0
CENTRO	179	883	15,3	21,9
SUD	133	207	18,6	26,4
TOTALE	790^(B)	2.580	74,5	27,9

(A) La suddivisione per regione dei consumi finali per l'anno 1999 è tratta dalla Staffetta Quotidiana n.40 del 26 febbraio 2000 che pubblica statistiche ufficiali rese note dal Gestore della rete di trasmissione;

(B) Il totale differisce rispetto alla tavola 2.16 in cui è incluso un grossista estero che ha ottenuto l'idoneità.

Dalle documentazioni predisposte in sede di stesura del dlgs. n. 79/99, si evince che la quota di apertura del mercato attesa, con riferimento alle soglie di idoneità valide per l'anno corrente, dovrebbe risultare pari al 35 per cento del mercato finale, mentre i dati sopra riportati indicano una percentuale di consumi effettuata da clienti riconosciuti come idonei molto inferiore.

A questo aspetto si aggiunge il fatto che solo una parte dei soggetti riconosciuti come idonei ha effettivamente sottoscritto, ad oggi, un contratto di fornitura di energia sul mercato libero. Una quantificazione di tale quota non è attualmente possibile, anche se dati provvisori provenienti dal Grtn S.p.A. collocano questo valore su livelli attorno al 20 per cento.

L'organizzazione del mercato elettrico nei paesi liberalizzati

Un impulso decisivo alla liberalizzazione del mercato elettrico italiano deriverà dalla creazione del mercato di acquisto e vendita all'ingrosso dell'energia elettrica, come prevista in via generale dal dlgs. n. 79/99. In linea teorica, un mercato concorrenziale può assumere diverse forme organizzative che possono essere distinte in: modelli basati sull'Acquirente Unico; borsa o mercato dell'elettricità all'ingrosso (*wholesale power exchange*); e scambi bilaterali. Nelle esperienze di alcuni paesi liberalizzati, il modello della borsa e quello delle transazioni bilaterali coesistono dando luogo a forme organizzative ibride, mentre il modello dell'Acquirente Unico che acquista e rivende tutta l'energia elettrica oggetto di transazione per la totalità degli utenti del mercato ha trovato scarsa applicazione. Un'eccezione è costituita dal caso italiano, dove il dlgs. n. 79/99 prevede un Acquirente Unico che si assume la responsabilità dell'approvvigionamento di energia elettrica e della relativa garanzia di capacità per il solo mercato vincolato, mentre i clienti idonei possono scambiare energia nella borsa.

Il mercato all'ingrosso costituisce il fulcro di tutto il sistema elettrico influenzando sia le modalità di gestione della fase di trasmissione e la relativa struttura tariffaria, sia la fase a valle della fornitura. Se anche il settore della fornitura è liberalizzato, tutti i consumatori finali potranno acquistare direttamente dalla borsa o concludere contratti bilaterali, mentre se la liberalizzazione riguarda solo una parte dei clienti finali, potrà essere l'Acquirente Unico - ove questi esista - e il distributore a soddisfare la domanda dei clienti vincolati.

Laddove le borse non sono state previste all'interno dei piani di riforma del settore dai regolatori o dai governi nazionali esse sono sorte o stanno sorgendo su iniziativa di governi regionali o operatori privati come imprese del settore, società di trading e di *Information Technology*.

È il caso della Borsa di Amsterdam (*Amsterdam Power Exchange*), o delle borse tedesche di Francoforte e Lipsia, per le quali è stato annunciato un progetto di fusione.

La nascita delle borse illustra la tendenza dell'energia elettrica a trasformarsi in una *commodity*, al pari di altri prodotti già da tempo scambiati su mercati internazionali come i metalli, i prodotti agricoli o il gas, e la crescente attenzione di *broker* e *trader* del mercato finanziario alle opportunità di arbitraggio che la variabilità dei prezzi e delle quantità di energia elettrica offre.

Nella tavola 2.18 vengono riassunte le caratteristiche strutturali di alcuni modelli di Pool previsti dai regolatori o governi nazionali nell'ambito di processi di ristrutturazione del settore: Nord *Pool* (Finlandia, Norvegia e Svezia), *Pool* inglese (Inghilterra e Galles), borsa Spagnola (Omel), Calpx (California) e PJM (Stati Uniti - est).

In via molto generale, i modelli basati sulla Borsa si distinguono tra *Pool* borsa obbligatoria, come in Inghilterra e Galles, dove devono essere effettuate tutte le transazioni, e borsa volontaria o flessibile, nella quale l'energia scambiata costituisce solo una parte più o meno significativa del volume totale del sistema elettrico, come in tutti gli altri casi considerati. Nella borsa tutti gli impianti programmati e chiamati a produrre vengono remunerati in ogni periodo di tempo allo stesso prezzo, pari al costo marginale di sistema.

La funzione primaria delle borse è quella di fornire un prezzo che rifletta i costi marginali di produzione e che funga da riferimento per tutte le transazioni che vengono effettuate nel mercato. Tuttavia, alcuni elementi, legati sia alla composizione del parco di produzione, sia alla struttura del mercato della generazione, possono compromettere il funzionamento efficiente della borsa, determinando prezzi persistentemente elevati e volatili. L'eccessiva volatilità scoraggiando la partecipazione degli operatori per gli elevati rischi che impone, determina anche un basso grado di liquidità che pregiudica lo sviluppo di un mercato finanziario efficiente.

In tutti i sistemi liberalizzati elettrici è possibile individuare due funzioni centrali, la gestione della rete e la gestione del mercato, che possono essere svolte da soggetti distinti o da un unico soggetto. Il Gestore della rete di trasmissione (anche: Operatore di sistema o *Transmission System Operator*, TSO) è responsabile della gestione, della manutenzione e dello sviluppo della rete di trasmissione in una data zona e della determinazione dell'uso delle interconnessioni con altri sistemi, al fine di garantire la sicurezza degli approvvigionamenti. Ha anche la responsabilità del dispacciamento degli impianti di generazione nella propria area di competenza sulla base del programma che viene compilato dall'operatore di mercato ove questo esista.

Il Gestore del mercato (anche Operatore di mercato o *Market Operator*)

gestisce una o più borse per la programmazione a breve termine della produzione (mercato giornaliero o infragiornaliero), amministra il sistema di determinazione del prezzo (assistito in genere da un complesso software) e raccoglie le offerte sul mercato, determinando in base alle regole vigenti le curve aggregate di domanda e di offerta.

Il prezzo di equilibrio o *clearing price* di una borsa può essere determinato in base al prezzo dell'ultimo impianto chiamato a produrre o in base al prezzo delle singole offerte (*pays as bid*). In tutti i casi considerati viene utilizzato il criterio del SMP o del MCP. Si parla di *System Marginal Price (SMP)* nelle borse dove le offerte sono presentate solo dai venditori di energia elettrica, e di *Market Clearing Price (MCP)* nelle borse, dove le offerte sono presentate da venditori e acquirenti.

Una volta determinato il prezzo di equilibrio e la relativa combinazione di domanda e offerta, l'operatore di mercato informa l'operatore di sistema che effettua le opportune verifiche di sicurezza e attua le procedure previste per la gestione delle congestioni, qualora queste si verificano.

Quando il prezzo di equilibrio viene determinato *ex ante* (nel mercato *day ahead*), come in tutti i casi considerati, si rende necessario introdurre meccanismi di bilanciamento atti a garantire la corrispondenza tra le quantità determinate nel mercato *forward* e la domanda effettiva. In Inghilterra e Galles il bilanciamento (di ogni deviazione rispetto alla quantità programmata nel mercato *forward*) è assicurato dal Gestore della rete che viene remunerato per tale servizio tramite parte del gettito di un corrispettivo, denominato *uplift*, che contribuisce a formare il prezzo di vendita dell'energia nel Pool inglese. Altre soluzioni includono l'istituzione di mercati infragiornalieri e di mercati di bilanciamento gestiti rispettivamente dal Gestore del mercato e dal Gestore della rete. La scelta tra queste modalità organizzative dipende in particolare dalla composizione del parco di produzione e dall'esistenza di meccanismi per la gestione della garanzia di potenza.

Le borse possono essere pertanto organizzate sia sulla base di un solo mercato giornaliero, sia attraverso più mercati infragiornalieri. Nella borsa giornaliera il prezzo dell'energia viene determinato giornalmente per ciascuna ora del giorno successivo in cui avviene il dispacciamento (prezzo *ex ante*). Il mercato infragiornaliero può comprendere diverse sessioni, via via più vicine al momento del dispacciamento (in Spagna e California l'ultima sessione del mercato infragiornaliero si chiude tre ore prima del dispacciamento), in ognuna delle quali le offerte accettate vengono riprogrammate prima dell'apertura del mercato del giorno successivo. In presenza di mercati infragiornalieri i prezzi sono più di uno e sono sia *ex ante* che *ex post*.

Il prezzo di equilibrio della borsa può inoltre includere altri corrispetti-

vi volti a remunerare la costruzione di nuova capacità (laddove si riveli insufficiente), come il *capacity element* (CE), previsto nei sistemi inglese e spagnolo, o la prestazione dei servizi ancillari come parte dell'*Uplift* in Inghilterra e Galles e l'AS in Spagna.

La gestione dei servizi ancillari e le modalità di calcolo dei prezzi di trasmissione in funzione delle perdite e dei vincoli di rete (congestioni) possono portare a prezzi di equilibrio differenziati localmente.

Si distinguono a tal proposito sistemi di tariffazione uniformi, in cui il prezzo è uguale in tutti i nodi della rete, sistemi zonal, in cui i prezzi differiscono per grandi aree geografiche che raggruppano diversi nodi, e sistemi nodali, in cui i prezzi denominati *locational marginal price* sono differenziati per ogni nodo, riflettendo il costo delle perdite e degli eventuali costi di congestione. In quest'ultimo caso e parzialmente nel precedente, i costi di congestione sono posti a carico solo sulle transazioni che ne sono causa e non su tutti i consumatori come nel caso di *uniform pricing*.

Le transazioni che avvengono nelle borse comportano varie forme di rischio legate alla variabilità dei prezzi e delle quantità di mercato (*market risks*), dei prezzi dei combustibili e della producibilità degli impianti (*plant risks*). L'esistenza delle borse si accompagna in genere alla nascita di mercati finanziari nei quali vengono negoziati contratti di natura diversa che coprono le varie forme di rischio: contratti per le differenze finanziarie, contratti *forward* e *future*.

TAV. 2.18 CARATTERISTICHE DELLE BORSE IN ALCUNI PAESI

PAESE E NOME DELLA BORSA CARATTERISTICHE DISTINTIVE	PENNSYLVANIA NEWJERSEY MARYLAND <i>PJM</i>	NORVEGIA SVEZIA E FINLANDIA <i>NORDPOOL</i>	INGHILTERRA E GALLES ^(A) <i>POOL</i>	SPAGNA <i>OMEL</i>	CALIFORNIA <i>CalPX</i>
ANNO DI ISTITUZIONE	1997	1991-1998	1990	1998	1998
GESTORE DELLA RETE DI TRASMISSIONE	PJM Interconnectors (TSO)	Svenska Kraftnät (Svezia), Statnett (Norvegia), Fingrid (Finlandia)	NGC	REE	CISO
STRUTTURA PROPRIETARIA (AZIONISTI)	Proprietà suddivisa tra gli operatori di mercato	Svenska Kraftnät 100% pubblica; Statnett 100% pubblica; Fingrid 100% pubblica	Azionariato diffuso	Società mista: 51% pubblica 49% privata. Cap su operatori elettrici: 10% indiv., 40% complessivo	Ass. <i>non profit</i> CdA con rappresentanti di operatori del settore
GESTORE DEL MERCATO	TSO (PJM)	NordPool	Pool	OMEL	CalPX
STRUTTURA PROPRIETARIA (AZIONISTI)	Vedi sopra	50% Svenska Kraftnät e 50% Statnett Fingrid posseduta 50% da Svenska	Azionariato diffuso	Azionariato diffuso tra produttori, società e istituzioni finanza. (Borsa spagnola), consumatori qualificati	Ass. <i>non profit</i> CdA con rappresentanti parti interessate
NATURA DELLA BORSA (OBBLIGATORIA O VOLONTARIA)	Volontaria	Volontaria	Obbligatoria	Volontaria	Volontaria
MERCATO EX-ANTE (DAY AHEAD) O EX-POST	day ahead 24 ore prima	day ahead 24 ore prima	day ahead 24 ore prima	day ahead 24 ore prima	day ahead 24 ore prima
PRESENZA DI UN MERCATO INFRAGIORNALIERO	No, solo mercato spot fino a aprile 2000	No	No	Sì, 6 sessioni fino a 3 ore prima del dispacciamento	Sì, 5 sessioni fino a 3 ore prima del dispacciamento
FORMATO DELLE OFFERTE	per periodi = 1h e complesse	per periodi = 1h e semplici	per periodi = 1/2h e complesse	per periodi = 1h e complesse	per periodi = 1h e semplici
SOGGETTI TITOLATI A PRESENTARE OFFERTE	Generatori	Generatori e venditori	Solo generatori	Generatori e venditori	Generatori e venditori
DETERMINAZIONE DOMANDA	Previsioni del TSO	Previsioni degli operatori	Previsioni di NGC	Previsioni degli operatori	Previsioni degli operatori
MERCATO PER SERVIZI ANCILLARI	No, determinato amministrativamente	Sì, per alcuni servizi	No, determinato amministrativamente	Sì, gestito dall'operatore di sistema	Sì, per alcuni servizi
PREZZO RICEVUTO DAI GENERATORI	SMP	MCP	SMP+CE+U	MCP + CE+AS	MCP
COINVOLGIMENTO DELLA DOMANDA NELLA DETERMINAZIONE DEL PREZZO (DEMAND-SIDE BIDDING)	Sì, ma nel 2000	Sì	No	Sì	Sì
PREZZI DI TRASMISSIONE (NODAL, ZONAL O UNIFORM PRICING)	Nodal pricing	Zonal pricing in Norvegia e uniform pricing in Svezia	Uniform pricing	Uniform pricing	Zonal pricing

Legenda:

CE = *capacity element*: corrispettivo a copertura della capacità utilizzata nei periodi di punta volto a remunerare nuovi investimenti.

U = *uplift*: corrispettivo volto a remunerare il bilanciamento delle deviazioni e i servizi ancillari.

AS = *Ancillary Services*: corrispettivo volto a remunerare i servizi ancillari.

(A) Struttura prima della riforma (conosciuta come *New Electricity Trading Arrangement*: NETA) che sarà introdotta nell'estate 2000.