

nel primo rapporto della Commissione europea (ripreso nella *Relazione Annuale* dello scorso anno) sono rimasti irrisolti. In sintesi, si tratta di:

- asimmetrie nel grado di apertura effettiva dei mercati, che determinano differenze nella libertà di scelta dei consumatori idonei nei diversi paesi e alterano le posizioni competitive delle imprese energetiche; queste ultime, nella misura in cui si ristrutturano per divenire operatori panaeuropei, sfruttano le asimmetrie nel grado di apertura dei mercati attraverso sussidi incrociati;
- disparità nei regimi tariffari di accesso alle reti che, insieme a un livello di separazione delle attività inadeguato, rendono i mercati poco trasparenti e creano barriere all'entrata;
- mercati all'ingrosso ancora dominati dalle poche società di generazione già esistenti, che impediscono l'ingresso a nuovi entranti;
- insufficienza delle infrastrutture di interconnessione tra gli Stati membri e metodi insoddisfacenti di gestione delle congestioni e allocazione della capacità scarsa.

Nel settore del gas naturale si sono registrati sviluppi positivi in diversi paesi: in Italia, Spagna e Olanda si è ulteriormente ampliato il livello di apertura dei mercati; i prezzi praticati ai clienti idonei sono diminuiti sensibilmente, anche se in parte grazie alla riduzione del costo del petrolio, almeno durante il periodo di osservazione. Tuttavia, in Germania l'apertura alla concorrenza continua a rimanere troppo lenta e la mancanza di pressioni competitive si traduce in prezzi stabilmente elevati. Complessivamente, le prospettive di apertura dei mercati del gas rimangono largamente inferiori rispetto ai mercati elettrici. Anche in questo caso i nodi irrisolti possono essere sintetizzati come segue:

- analogamente al caso elettrico, permangono marcate asimmetrie nel grado di apertura dei mercati;
- tariffe di trasmissione che non riflettono la struttura dei costi e che, di conseguenza, creano ampie disparità nei regimi di accesso ai diversi mercati, barriere alla concorrenza e sussidi incrociati;
- opportunità di transazioni limitate dalla mancanza di trasparenza nei mercati (sia sulla capacità disponibile nelle infrastrutture, sia sulle procedure di allocazione della capacità stessa), dalla concentrazione della produzione e dell'importazione del gas su pochi operatori e dal lento sviluppo di luoghi di scambio fisici e virtuali (*hub*).

I limiti e gli ostacoli appena elencati si riflettono inevitabilmente sul grado di contendibilità dei mercati energetici, come illustrano le marcate differenze

TAV. 2.18 LIVELLI DI PREZZO DELL'ENERGIA, GENNAIO 2002

ELETTRICITÀ									
TENDENZA DAL GEN. '99	GRANDI CLIENTI INDUSTRIALI			PICCOLI CLIENTI COMMERCIALI			CLIENTI DOMESTICI		
	BASSO	MEDIO	ALTO	BASSO	MEDIO	ALTO	BASSO	MEDIO	ALTO
In discesa	S	L, GB, E	D	S	A, GB, I	D, B, L	GR	A, E, GB	D, I
Stabili	FIN	F, NL	P	FIN	P, E, F	IRL	S, FIN	F, NL	B, P, L
In aumento		DK, GR	I, IRL, B	DK	NL, GR		DK	IRL	

GAS									
TENDENZA DAL GEN. '99	GRANDI CLIENTI INDUSTRIALI			PICCOLI CLIENTI COMMERCIALI			CLIENTI DOMESTICI		
	BASSO	MEDIO	ALTO	BASSO	MEDIO	ALTO	BASSO	MEDIO	ALTO
In discesa	F, DK	L, S, E		DK, S	E	DK			
Stabili		B		B, L, IRL	I	IRL, GB, L	A, B	E, I	
In aumento		A, GB, I	D	GB, NL	F	D, A	NL		D, S, F

Nota: I paesi sono indicati con la sigla automobilistica internazionale; Austria (A), Belgio (B), Danimarca (DK), Finlandia (FIN), Francia (F), Germania (D), Grecia (GR), Irlanda (IRL), Italia (I), Lussemburgo (L), Olanda (NL), Portogallo (P), Regno Unito (GB), Spagna (E), Svezia (S).

Fonte: Commissione europea, SEC (2002) 1038.

negli andamenti dei prezzi (Tav. 2.18) e negli indicatori del grado di libertà di scelta dei consumatori (Tav. 2.19).

La tavola 2.18 confronta i livelli di prezzo applicati nel gennaio 2002 alle diverse categorie di consumatori e la tendenza evidenziata nel corso del tempo. In essa gli Stati membri sono stati suddivisi a seconda che i prezzi risultassero bassi, medi o alti rispetto alla media europea e fossero aumentati (più del 5 per cento), rimasti stabili (con una variazione compresa tra -5 e +5 per cento) o diminuiti (più del 5 per cento) dal momento dell'entrata in vigore delle Direttive. È opportuno sottolineare che, soprattutto per l'energia elettrica, le differenze tra i paesi membri evidenziate in questa tabella possono essere influenzate da fattori quali l'andamento del prezzo del petrolio (Italia e Portogallo) o le scelte tariffarie dei governi (Francia e Spagna). Inoltre, sempre per l'elettricità, in alcuni paesi (Italia e Irlanda) il confronto può risultare distorto dal processo di ribilanciamento delle tariffe di distribuzione tra le differenti tipologie di consumatori attuato dal regolatore.

La tavola 2.19 riporta le stime della percentuale di consumatori che hanno cambiato il proprio fornitore (*switching*) o che hanno rinegoziato il contratto con il vecchio fornitore. Per la maggior parte dei paesi membri si tratta di stime basate su indagini di mercato. Solo raramente (Italia e Regno Unito) i dati

TAV. 2.19 STIMA DELLA QUOTA DI CLIENTI CHE HANNO CAMBIATO FORNITORE
NEL PERIODO 1998-2001

Valori percentuali

CLIENTI CHE HANNO	ELETTRICITÀ				GAS			
	INDUSTRIALI DI GRANDE DIMENSIONE		COMMERCIALI DI PICCOLA DIMENSIONE O DOMESTICI		INDUSTRIALI DI GRANDE DIMENSIONE		COMMERCIALI DI PICCOLA DIMENSIONE O DOMESTICI	
	CAMBIATO	CAMBIATO O RINEGOZIATO	CAMBIATO	CAMBIATO O RINEGOZIATO	CAMBIATO	CAMBIATO O RINEGOZIATO	CAMBIATO	CAMBIATO O RINEGOZIATO
Austria	20-30	non nota	5-10	non nota	<2	non nota	non idonei	
Belgio	2-5	30-50	non idonei		non nota	non nota	non idonei	
Danimarca	non nota	>50	non idonei		2-5	non nota	non idonei	
Finlandia	non nota	>50	5-10	10-20	non idonei		non idonei	
Francia	10-20	non nota	non idonei		20-30	non nota	non idonei	
Germania	20-30	>50	5-10	10-20	<2	non nota	<2	non nota
Grecia	0	0	non idonei		non idonei		non idonei	
Irlanda	10-20	non nota	non idonei		20-30	non nota	non idonei	
Italia	>50	100	non idonei		10-20	non nota	2-5	non nota
Lussemburgo	10-20	>50	non idonei		5-10	100	non idonei	
Olanda	20-30	100	non idonei		30-50	non nota	non idonei	
Portogallo	5-10	non nota	non idonei		non idonei		non idonei	
Regno Unito	>50	100	30-50	-	>50	non nota	30-50	>50
Spagna	10-20	>50	non idonei		20-30	non nota	non idonei	
Svezia	non nota	100	10-20	>50	<2	non nota	non idonei	

Fonte: Commissione europea, SEC (2002) 1038

riflettono obblighi di comunicazione imposti dai governi e/o dal regolatore. Nel settore elettrico la maggior parte dei grandi consumatori industriali ha sfruttato tale opportunità in quasi tutti gli Stati membri; per quanto riguarda i piccoli consumatori è da sottolineare come lo *switching* sia notevolmente aumentato lo scorso anno in Germania e in Austria. Il grado di libertà di scelta per i clienti del gas è molto meno soddisfacente. Qualche progresso si è registrato per i grandi consumatori in Italia, Spagna e Irlanda, mentre per i clienti di piccole dimensioni solo il mercato inglese può dirsi realmente aperto. Le principali differenze nel processo di recepimento delle Direttive europee negli ordinamenti nazionali riguardano i tempi previsti per l'apertura del mercato finale, la regolazione e le tariffe di accesso alle reti, il grado di concorrenza sul lato dell'offerta e gli obblighi di servizio pubblico.

Apertura del mercato finale

Nel mercato elettrico numerosi Stati membri, inclusi Belgio, Olanda e Portogallo, hanno accresciuto il grado di apertura rispetto al precedente rapporto. Tutti, eccetto Francia, Grecia e Lussemburgo, hanno optato per un programma più ambizioso di quanto richiesto dalla Direttiva. Portogallo e Belgio (seppure nella sola regione delle Fiandre) hanno aperto completamente il mercato a cominciare dal 2003, mentre in Italia tutti i consumatori non domestici dovrebbero diventare idonei a partire dal 2004 (vedi al Capitolo 3 la descrizione del disegno di legge di riassetto del settore energetico).

Nel mercato del gas, sono da evidenziare le situazioni di Finlandia, Grecia e Portogallo che hanno ottenuto una proroga in quanto mercati emergenti; mentre per la Germania è in corso un processo per infrazione da parte della Commissione europea, a causa dell'incompleta trasposizione della Direttiva 98/30/CE. Tuttavia, a eccezione di Francia e Lussemburgo, tutti gli Stati membri prevedono l'apertura completa del mercato al più tardi entro il 2006. Nell'ultimo anno è cresciuto il livello di apertura di Austria, Danimarca e Belgio (per la regione delle Fiandre). In Italia, come è noto, a partire dall'1 gennaio 2003 il mercato è totalmente libero.

Accesso alle reti

Esistono tuttora marcate differenze tra gli Stati membri in termini di numero di società operanti nelle fasi di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica; nella maggior parte dei casi la situazione attuale ha di fatto ereditato la struttura preesistente alla liberalizzazione. In alcuni paesi, come Francia, Irlanda e Grecia, è tuttora attivo un solo operatore nella trasmissione e nella distribuzione a livello nazionale. In altri casi, come Austria e Germania, la distribuzione è realizzata da numerose società su base locale, talvolta verticalmente integrate nella trasmissione e nella distribuzione finale. In termini di numero di operatori, gli altri Stati si collocano tra questi due estremi.

Al pari di quanto evidenziato nel primo rapporto, le tariffe di trasmissione e distribuzione dell'energia elettrica continuano a registrare una marcata differenza tra gli Stati. La variabilità geografica, di per sé, non costituirebbe una barriera alla competizione, se le tariffe fossero ovunque stabilite in modo trasparente e non discriminatorio. La trasparenza, tuttavia, è un requisito che continua a mancare, a causa delle diversità nei regimi di separazione delle attività di trasmissione e distribuzione adottati nei vari Stati membri. Un altro importante elemento che influenza sull'accesso alle reti elettriche è dato dalle condizioni di bilanciamento. Queste ultime sono particolarmente importanti per le imprese nuove entranti che, avendo di norma un portafoglio clienti assai ridotto rispetto all'impresa dominante, sono esposte a un maggiore rischio di sbilanciamento. Nella maggior parte degli Stati membri il costo del bilanciamen-

to è stabilito in base a regole di mercato e approvato dal regolatore, oppure da questi direttamente fissato. Fanno eccezione solo Belgio e Lussemburgo.

Anche nei mercati del gas l'organizzazione delle reti di trasporto e distribuzione è largamente differenziata tra i diversi paesi europei, in funzione soprattutto dello sviluppo storico dell'industria. In alcune nazioni (Germania e Francia) esistono più società di trasporto oppure sono presenti numerosi distributori locali (Germania, Italia e Austria). In Germania le reti di trasporto sono spesso integrate con reti di distribuzione locale; viceversa nel Regno Unito esiste una sola rete di trasporto a distribuzione nazionale, seppure con netta separazione tra le fasi di trasporto e distribuzione.

Nel settore del gas le differenze nelle tariffe di accesso sono ancora maggiori che nel settore elettrico. In Belgio, Germania, Francia e Olanda le tariffe comprendono componenti legate alla distanza; nel Regno Unito, in Irlanda e in Italia il sistema tariffario è invece basato su una struttura *entry exit*; in Danimarca, Svezia, Lussemburgo e Spagna le tariffe sono a francobollo. Il quinto Forum di Madrid (vedi oltre) ha adottato un insieme di raccomandazioni nelle quali si sottolinea come il metodo *entry exit* sia quello che maggiormente favorisce lo sviluppo della concorrenza. Analogamente al caso elettrico, anche un maggior livello di separazione dell'attività di trasporto e distribuzione faciliterebbe la concorrenza. Il confronto mostra come, a tutt'oggi, Regno Unito, Olanda, Italia, Austria e Spagna siano i paesi nei quali vengono imposti i più severi regimi di separazione.

Un ulteriore elemento importante nel qualificare i regimi di accesso alle reti di trasporto del gas riguarda le modalità di prenotazione della capacità. Molti Stati membri hanno adottato sistemi di prenotazione da punto a punto, spesso poco flessibili e validi per un periodo minimo di un anno; laddove sono previsti periodi più corti i costi aumentano sensibilmente. Ciò costituisce un problema per i nuovi entranti, che di fatto non possono sfruttare le opportunità di acquisire partite minori di gas offerte per periodi brevi, dato che non possono trasportarle. Sistemi di questo tipo sono tuttora in vigore in Francia, Germania e Danimarca, mentre in Belgio e Olanda è possibile prenotare la capacità su base mensile. Rappresenta un problema per i nuovi entranti anche la mancanza di trasparenza sulla prenotazione di capacità, soprattutto ai confini tra i vari Stati.

Concorrenza nell'offerta

La tavola 2.20 illustra un insieme di indicatori dello sviluppo del mercato della generazione e dell'importazione di energia elettrica. In molti Stati membri persiste un elevato grado di concentrazione della generazione che impedisce lo sviluppo della concorrenza, specie laddove non esiste un controllo da parte del

TAV. 2.20 STRUTTURA DEL MERCATO DELLA GENERAZIONE E DELLA IMPORTAZIONE
DI ENERGIA ELETTRICA

	NUMERO DI SOCIETÀ CON ALMENO IL 5% DELLA CAPACITÀ INSTALLATA NEL 2000	CAPACITÀ INSTALLATA NEL 2000 (GW)	CAPACITÀ DI IMPORTAZIONE ^(A) (GW)	CONCORRENZA POTENZIALE DALL'IMPORT (CAPACITÀ DI IMPORT/ CAPACITÀ INSTALLATA)	INCREMENTI ATTESI DELLA CAPACITÀ NEI PROSSIMI 3 ANNI (% DI 2)	BORSA ELETTRICA
	(1)	(2)	(2/1)			
Austria	5	18,2	3,8	21%	2%	si
Belgio	2	15,7	3,9	25%	1%	no
Danimarca	3	12,7	5,0	39%	10%	si
Finlandia	4	16,6	3,7	22%	1%	si
Francia	1	115,4	16,6	12%	0%	si
Germania	4	118,3	13,1	11%	1%	si
Grecia	1	10,3	1,3	12%	34%	no
Irlanda	1	4,8	0,3	7%	17%	no
Italia	4	78,1	10,8	14%	8%	(si)
Lussemburgo	n.d.	1,2	1,2	100%	—	no
Olanda	6	20,6	3,9	19%	3%	si
Portogallo	3	10,7	3,2	30%	5%	(si)
Regno Unito	8	78,9	2,7	3%	4%	si
Spagna	4	52,6	2,1	4%	9%	si
Svezia	3	33,6	9,9	29%	n.d.	si

(A) Le capacità di importazione riportate dalla Commissione europea non sempre corrispondono a quelle di fonte nazionale, come, per esempio, per l'Italia.

Fonte: Commissione europea, SEC (2002) 1038.

regolatore dei mercati all'ingrosso. Per ridurre il grado di concentrazione, alcuni Stati hanno richiesto all'operatore dominante la dismissione di una certa quota di capacità di generazione, come nel Regno Unito e in Italia. Altri paesi, come Francia e Irlanda, hanno imposto l'offerta all'asta, sul mercato all'ingrosso, di una certa quota di capacità.

Se nella generazione vi è elevata concentrazione e la capacità d'interconnessione disponibile lo permette, la concorrenza può comunque svilupparsi attraverso le importazioni. Il potenziale di concorrenza che viene dalle importazioni appare rilevante in Belgio, Danimarca, Portogallo e Svezia; esso è tuttavia

TAV. 2.21 STRUTTURA DEL MERCATO DELLA PRODUZIONE E DELL'IMPORTAZIONE DEL GAS

	NUMERO DI SOCIETÀ CON ALMENO IL 5% DEL GAS DISPONIBILE NEL 2001	QUOTA PERCENTUALE DEL GAS DISPONIBILE CONTROLLATA DALLA MAGGIORE SOCIETÀ	PROGRAMMI DI CESSIONE OBBLIGATORIA DEI CONTRATTI	CAPACITÀ DI IMPORTAZIONE DA ALTRI STATI MEMBRI G(m ³)	ESISTENZA DI UN HUB
Austria	3	80	no	n.d.	(si)
Belgio	5	n.d.	no	34,7	(si)
Danimarca	2	90	no	n.d.	no
Francia	2	90	no	46,0	no
Germania	5	54	programmati	90,7	(si)
Irlanda	3	n.d.	no	9,1	no
Italia	5	75	si	27,3	no
Lussemburgo	1	100	no	n.d.	no
Olanda	4	80	no	38,5	(si)
Regno Unito	5	≈ 50	si	8,8	si
Spagna	3	57	si	2,3	no
Svezia	1	100	no	n.d.	no

Fonte: Commissione europea, SEC (2002) 1038.

limitato dall'esistenza di complessi e inadeguati meccanismi di transazione alle frontiere. In seguito all'adozione, nel marzo 2002, di un meccanismo transitorio di scambio alle frontiere, oggi gli operatori possono importare elettricità senza dover pagare le singole tariffe di trasporto vigenti in tutti gli Stati nei quali transita l'energia acquistata (si è eliminato il cosiddetto *pancaking*), bensì corrispondono un unico sovrapprezzo per l'importazione pari a 1 €/MWh. Il regime di scambio è stato ulteriormente semplificato e le tariffe transfrontaliere sono state ridotte a partire da 2003, come verrà discusso in un punto successivo.

La tavola 2.21 illustra un insieme di indicatori dello sviluppo del mercato della produzione e dell'importazione del gas. Anche in questo settore si evidenzia un notevole grado di concentrazione nei mercati nazionali, tanto nella produzione, quanto nell'importazione. Spesso è presente una sola impresa in posizione dominante, che impedisce l'ingresso a nuovi entranti, i quali non riescono a ottenere gas a condizioni accettabili. Alcuni Stati membri, come Regno Unito, Spagna e Italia, hanno però introdotto programmi di cessione di contratti

attraverso i quali il principale importatore viene obbligato a vendere una certa quota di gas importato. Anche le Autorità tedesche hanno imposto la cessione di un certo ammontare di gas alla società Ruhrgas, ai fini dell'approvazione dell'operazione di fusione tra questa e la società E.On.

Analogamente al caso elettrico, tuttavia, stimoli alla concorrenza possono giungere dallo scambio transfrontaliero di gas. Al momento, però, i problemi menzionati sui diversi sistemi di tariffazione e sull'allocazione delle capacità continuano a rappresentare un significativo ostacolo. Ciò avviene nonostante il fatto che allo stato attuale esistano un livello di congestione limitato nella rete europea e un mancato sfruttamento della piena capacità degli interconnettori. Solo in Francia, e conseguentemente in Spagna, vi è infatti evidenza di possibili congestioni (ma su questo punto il GTE, l'Associazione europea dei trasportatori di gas, non concorda con la visione della Commissione europea). Al fine di agevolare gli scambi transfrontalieri di gas, la Commissione europea sta anche lavorando per limitare le restrizioni territoriali presenti nei mercati del gas e le clausole che producono effetti simili.

Obblighi di servizio pubblico

I principali provvedimenti adottati in tema di obblighi di servizio pubblico dai diversi Stati includono:

- la sicurezza della fornitura di energia elettrica in alcune regioni, quali i paesi nordici e l'Irlanda, come pure quella delle forniture di gas da paesi extra europei, per mezzo di contratti a lungo termine;
- la tutela dei clienti economicamente disagiati, che dovrebbero beneficiare della maggiore concorrenza pur continuando ad accedere alla fornitura di servizi energetici a prezzi accessibili e la tutela del consumatore nelle procedure di distacco;
- programmi per favorire sia l'incremento della quota di energia elettrica prodotta da fonti rinnovabili e processi combinati di energia e calore, sia la gestione della domanda.

Le inchieste effettuate presso i consumatori evidenziano il perdurare di un elevato livello di soddisfazione sulla qualità dei servizi ricevuti. Emergono, tuttavia, alcuni dubbi sulle crescenti difficoltà che i consumatori devono affrontare per effettuare comparazioni dei prezzi e per sostenere campagne di marketing sempre più intrusive. Tali elementi sono di vitale importanza e sottolineano la necessità di una continua regolazione di questi settori, anche dopo che la liberalizzazione sia avvenuta.

Le borse europee dell'energia elettrica e del gas

Oggi, con poche eccezioni, tutti i paesi membri dell'Unione europea e molti tra quelli di nuova accessione dispongono di uno o più mercati, nella forma di borse o di *pool*, per il commercio all'ingrosso dell'energia elettrica. Stanno inoltre nascendo sul territorio europeo diversi centri di mercato per il commercio del gas naturale che hanno la stessa funzione. Questi mercati, caratterizzati dalla gestione centralizzata degli acquisti e delle vendite, sono stati istituiti dai governi con fini di trasparenza dei prezzi o, più spesso, sono nati spontaneamente per volontà delle imprese, così da sfruttare le opportunità offerte da quantitativi di energia residuale in eccesso o in difetto.

I mercati elettrici costituiti nei diversi paesi si distinguono per una serie di fattori tra cui: l'incidenza sui fabbisogni complessivi, il trattamento dei contratti bilaterali, le regole di formazione del prezzo, la gestione delle congestioni, i meccanismi di promozione degli investimenti in nuova capacità. In questa breve sintesi vengono esaminate le caratteristiche e l'evoluzione dei mercati all'ingrosso istituiti nel Regno Unito, nei paesi nordici e in Spagna, la cui storia è ricca di insegnamenti anche per la futura borsa elettrica in Italia.

Regno Unito

L'*Electricity Pool*, in vigore nel Regno Unito dal 1990 e sostituito nel marzo 2001 dal NETA (*New Electricity Trading Arrangements*), è stato il modello di riferimento per il disegno di diversi mercati all'ingrosso, tra cui quelli creati in Spagna, Polonia e California e quello previsto in Italia dal decreto legge 16 marzo 1999, n. 79. L'*Electricity Pool* era obbligatorio e veniva condotto dal gestore della rete (*National Grid Company*) che, oltre a fornire i servizi di dispacciamento degli impianti in base all'ordine di merito, operava anche come gestore del mercato. Erano tenuti a vendere elettricità attraverso l'*Electricity Pool* tutti i generatori con potenza installata maggiore di 10 MW. I contratti bilaterali tra produttori e distributori erano ammessi nella forma di "contratti per differenza" rispetto ai prezzi determinati dall'*Electricity Pool*; essi avevano una durata sia breve (giorni o mesi) sia lunga (fino a 20 anni) e costituivano la grande maggioranza delle transazioni con il 75–85 per cento delle vendite nel corso del decennio.

Solo una piccola percentuale del fabbisogno nazionale (meno del 5 per cento) veniva soddisfatta in base a contratti bilaterali. Questi erano indicizzati al prezzo dell'*Electricity Pool*, determinato in base alle offerte di quantità e prezzo effettuate il giorno prima per ogni mezz'ora di fornitura e successivi aggiustamenti fino al *gate closure* una ora prima della fornitura. Il mercato non prevedeva la partecipazione alla domanda, e il fabbisogno elettrico era definito dal gestore della rete. Il prezzo di acquisto dell'elettricità dai generatori veniva stabilito come somma del prezzo marginale del sistema e di un corrispettivo di

capacità che doveva servire ai generatori quale segnale per lo sviluppo di nuova potenza. Questo prezzo di acquisto era applicato ai deficit di produzione di modo che i generatori fossero incentivati a rispettare le loro offerte. Il prezzo di vendita ai distributori sommava a tale prezzo un contributo calcolato a posteriori per i servizi di bilanciamento e riserva, per le perdite di trasmissione ecc.

Il meccanismo era soggetto a interferenze da parte dei generatori dominanti (National Power e Powergen). Nei primi quattro anni di funzionamento dell'*Electricity Pool*, i prezzi marginali sono infatti cresciuti di oltre il 40 per cento nonostante l'eccesso di capacità produttiva. L'imposizione di un *price cap* sui prezzi di questi due operatori e la cessione forzata di 6 GW di capacità hanno solo parzialmente ridotto il loro potere di mercato. Essi potevano ancora influenzare in modo determinante sia il corrispettivo di capacità sia i costi di bilanciamento e riserva. Infatti, escludendo il periodo 1994-1996, i prezzi dell'*Electricity Pool* hanno mantenuto una dinamica crescente raggiungendo nel 2000 un livello del 66 per cento superiore al prezzo medio del 1990.

L'introduzione del NETA alla fine del marzo 2001 ha profondamente cambiato il mercato all'ingrosso inglese. Le principali modifiche rispetto all'*Electricity Pool* riguardano l'eliminazione dei corrispettivi di capacità e la limitazione delle transazioni, che contribuiscono alla formazione del prezzo di borsa, ai soli quantitativi di energia prodotta al netto di quella stipulata nei contratti bilaterali (in contrapposizione al *gross pool* precedente che comprendeva obbligatoriamente anche i contratti bilaterali). Il NETA specifica le regole del mercato di bilanciamento sui quantitativi residuali ed è pertanto molto meno sensibile a manipolazioni da parte dei generatori dominanti. Inoltre, non definisce un solo luogo di contrazione e gli operatori trattano su più borse.

I partecipanti formulano le loro offerte di produzione e di consumo con i relativi prezzi. Il prezzo viene determinato non più come marginale e univoco, ma come risultante del bilanciamento di tutte le offerte di acquisto e vendita, differenziato a seconda delle offerte di ogni partecipante (*pay as bid*). I partecipanti sono incentivati a mantenere il mercato bilanciato attraverso prezzi differenziati, che penalizzano i deficit rispetto alle eccedenze. Il meccanismo del doppio prezzo ha portato a un eccesso di generazione che ha teso a ridurre i prezzi ma anche a scoraggiare i generatori minori caratterizzati da profili di domanda e offerta più aleatori. L'applicazione del NETA ha comunque eliminato il potere di mercato delle imprese dominanti e ha dato un forte impulso all'efficienza del mercato. Il crollo del prezzo ai livelli del 1990, avvenuto in meno di due anni, deriva in parte anche dall'esubero di offerta dovuto al completamento degli investimenti decisi verso la metà degli anni Novanta.

Spagna

Il mercato all'ingrosso OMEL (*Operadora del Mercado Español de Elecricidad*) istituito in Spagna nel gennaio del 1998 è gestito da un operatore del mercato, indipendente dal gestore della rete (Red Electrica); tuttavia per altri aspetti è stato concepito in modo molto simile all'*Electricity Pool* inglese. Si tratta di un mercato obbligatorio per tutti i produttori con capacità installata maggiore di 50 MW; ma sono esentati dall'obbligo di parteciparvi i cogeneratori e i produttori di energia da fonti rinnovabili. Il regime in vigore in Spagna ammette anche la vendita di energia in base a contratti bilaterali; ciò nonostante nel passato questi sono stati scoraggiati, in quanto esclusi dal regime di riconoscimento degli incentivi di capacità e oggi contribuiscono solo in minima parte alle vendite complessive di energia. In ogni caso i contratti bilaterali non partecipano al *pool*.

OMEL gestisce un mercato del giorno prima con offerte di vendita e di acquisto per ogni ora, uno infragiornaliero con 6 sessioni per gli aggiustamenti e uno in tempo reale per i bilanciamenti. Il prezzo ricevuto dai generatori include 4 principali componenti: il prezzo marginale del mercato del giorno prima per le quantità acquistate su questo mercato; il prezzo marginale del mercato infragiornaliero applicato agli aggiustamenti rispetto al mercato del giorno prima; un corrispettivo per il bilanciamento calcolato applicando il prezzo marginale del mercato infragiornaliero, unico sia per i deficit sia per i surplus, maggiorato di una quota che riflette il contributo del partecipante allo sbilanciamento complessivo del sistema; un corrispettivo da aggiungere o dedurre in funzione del contributo alla creazione e alla risoluzione delle congestioni.

Il prezzo dell'energia elettrica sul mercato del giorno prima è vincolato a un tetto massimo di 18 €/MWh; inoltre sugli altri mercati il prezzo non può salire oltre quello massimo offerto. I prezzi al mercato finale aggiungono un corrispettivo di capacità che viene restituito ai generatori in base alla capacità resa disponibile e che dovrebbe pertanto incentivare gli investimenti in nuova capacità. Questo corrispettivo, definito dal governo come parte della sua politica tariffaria, è diminuito da 78 a 48 €/MWh dall'avvio della borsa; inoltre il suo andamento futuro è incerto e tale da non costituire una garanzia per il recupero dei costi di nuova capacità.

Nonostante diversi vincoli regolatori imposti dal governo spagnolo sui prezzi e sul funzionamento della borsa, il mercato all'ingrosso lascia significativi spazi per l'esercizio di poteri di mercato dai generatori dominanti. Dal 1998 al 2002 i prezzi medi sono aumentati del 50 per cento e nel 2001, unico anno in cui si è verificata una stasi, la borsa ha registrato nel mese di dicembre una serie di picchi di prezzo molto elevati (fino a oltre 100 €/MWh), che hanno indotto il governo ad avviare una indagine sulle quattro maggiori imprese di generazione sospettate di comportamenti collusivi, in occasione dell'ondata di gelo che ha provocato interruzioni del servizio.

TAV. 2.22 PREZZI MEDI NELLE BORSE EUROPEE

€/MWh

	REGNO UNITO		PAESI SCANDINAVI	SPAGNA	OLANDA	GERMANIA	FRANCIA
	ELECTRICITY POOL	UKPX	NORDPOOL	OMEL	APX	EEX	POWERNEXT
1990	24,6	-	-	-	-	-	-
1991	32,1	-	-	-	-	-	-
1992	31,8	-	7,2	-	-	-	-
1993	34,8	-	9,7	-	-	-	-
1994	31,9	-	21,9	-	-	-	-
1995	31,5	-	14,2	-	-	-	-
1996	31,1	-	31,0	-	-	-	-
1997	36,3	-	16,9	-	-	-	-
1998	37,6	-	13,8	25,1	-	-	-
1999	38,3	-	13,5	26,0	22,7	-	-
2000	40,8	-	12,8	30,5	48,2	17,3	
2001	32,1	27,9	23,2	30,0	34,2	24,1	21,9
2002	-	23,9	26,8	37,4	30,0	22,5	21,2

Nota: I dati si riferiscono ai prezzi sul mercato del giorno prima, a eccezione di quelli per il Regno Unito che riguardano il prezzo finale. I prezzi nel Regno Unito nel 2001 si riferiscono al periodo gennaio-marzo per l'*Electricity Pool*, e ad aprile-dicembre per l'UKPX, la maggiore tra le borse elettriche inglesi.

Paesi scandinavi

Il *Nordpool* esisteva già dai primi anni Settanta con la funzione di aggregare la produzione di centinaia di grandi e piccoli produttori idroelettrici norvegesi. A seguito della liberalizzazione del settore elettrico avviata nel 1991, il *Nordpool* è stato trasformato nel mercato all'ingrosso della Norvegia (maggio 1992) e gestito da Statnett Marked, sussidiaria del gestore della rete (Statnett SF). Con la deregolamentazione del mercato elettrico negli altri paesi scandinavi, il *Nordpool* si è progressivamente esteso alla Svezia (1996), alla Finlandia e alla Danimarca (1998). Attualmente rappresenta l'unica borsa con estensione regionale in funzione in Europa.

Il *Nordpool* è stato originalmente ideato per un mercato idroelettrico, quale è ancora oggi quello norvegese (99,5 per cento). Questo ha semplificato le regole di funzionamento del mercato che sono rimaste praticamente invariate dall'origine. Nonostante l'allargamento alla Svezia e successivamente alla Danimarca e alla Finlandia, ancora oggi il 60 per cento del fabbisogno di elettricità della regione è soddisfatto da energia idroelettrica e la quota di energia idroelettrica che transita attraverso il *Nordpool* è molto maggiore. La partecipazione al mercato non è obbligatoria; infatti, la maggior parte del fabbisogno dei quattro paesi viene coperta in base a contratti bilaterali che sono esclusi dal meccanismo di borsa. Un'altra importante caratteristica del mercato nordico riguarda l'e-

TAV. 2.23 INCIDENZA DELL'ENERGIA TRATTATA IN BORSA SULLE VENDITE TOTALI

	REGNO UNITO	PAESI SCANDINAVI	SPAGNA	OLANDA	GERMANIA	FRANCIA	
	ELECTRICITY POOL	NETA	NORDPOOL	OMEL	APX	EEX	POWERNEXT
1990	n.d.	—	—	—	—	—	—
1991	n.d.	—	—	—	—	—	—
1992	n.d.	—	n.d.	—	—	—	—
1993	82,4	—	8,8	—	—	—	—
1994	85,2	—	12,1	—	—	—	—
1995	85,3	—	16,0	—	—	—	—
1996	85,3	—	14,7	—	—	—	—
1997	85,1	—	15,9	—	—	—	—
1998	n.d.	—	15,6	81,7	—	—	—
1999	82,2	—	20,3	79,8	1,2	—	—
2000	82,4	—	24,1	83,8	4,4	0,4	—
2001	87,6	—	24,4	84,2	7,7	2,6	0,0
2002	—	—	26,9	85,9	13,0	4,8	0,6

Nota: Incidenza riferita a produzione più importazioni prima delle perdite. I valori transitati in borsa perdono significato con l'applicazione del NETA, data la negoziazione su più borse.

sistenza di vincoli di trasmissione che a seconda dei carichi possono dividere la regione in più aree con prezzi di mercato distinti (*market splitting*).

Il *Nordpool* è organizzato in due mercati fisici, uno del giorno prima e uno di bilanciamento in tempo reale; vi è inoltre un terzo mercato finanziario, per la copertura dei rischi e per ridurre la volatilità dei prezzi. La natura prevalentemente idroelettrica del sistema ha suggerito regole di determinazione del prezzo che tengono conto della possibilità dei generatori idroelettrici di entrare e uscire dal mercato in tempi brevissimi. Il prezzo nel mercato del giorno prima è determinato su base oraria ricorrendo a vere e proprie aste continue, nel corso delle quali il gestore della rete fa variare i prezzi e i generatori rispondono dichiarando le quantità che sono disposti a vendere, fino a raggiungere l'equilibrio tra domanda e offerta. Questo prezzo viene poi utilizzato anche come base per la definizione dei corrispettivi di bilanciamento in tempo reale, in modo indifferente nei casi sia di deficit sia di surplus.

Nel meccanismo di borsa non mancano le possibilità di esercizio di poteri di mercato; tuttavia, queste non hanno potuto esprimersi per via del frazionamento dei produttori (i maggiori Statkraft e Vattenfall coprono ciascuno poco più del 10 per cento del fabbisogno complessivo). I prezzi risultano invece molto sensibili agli invasi idroelettrici, con aumenti in estate quando i serbatoi

tendono a essere più vuoti. Condizioni di scarsa piovosità hanno segnato in modo particolare gli anni 1996 e 2002, provocando prezzi molto superiori alla media anche durante la stagione fredda, con punte che nell'inverno rigido del 2002 hanno superato i 100 €/MWh.

Il *Nordpool* si distingue da altre borse anche per la mancanza di corrispettivi di capacità, cosa del resto comprensibile considerando l'eccesso di capacità idroelettrica presente in Norvegia all'inizio degli anni Novanta. Con la forte crescita dei consumi avvenuta nel corso degli anni Novanta, tale eccesso si è ridotto a livelli minimi e il progressivo esaurimento delle risorse idroelettriche oramai rende necessaria l'installazione di capacità di generazione termoelettrica, il che probabilmente richiederà una revisione delle regole di funzionamento della borsa.

Le borse del gas

I centri di mercato per il commercio del gas, noti in inglese come *hub*⁵, rappresentano un valore fondamentale per la liberalizzazione di un settore che è ancora ingessato da vincoli contrattuali di lungo termine. Più che nel settore elettrico, i centri di mercato del gas sono stati creati da iniziative private degli operatori, con interventi generalmente minimi da parte degli Stati. Essi offrono la possibilità di acquistare e vendere il gas su mercati trasparenti; di gestire i rischi di prezzo e di volume in modo efficiente e flessibile; di esercitare arbitraggi nello spazio e nel tempo; di generare prezzi di riferimento basati sulla domanda e l'offerta, pertanto più credibili per le transazioni sul mercato che non l'indicizzazione ai prezzi dei prodotti petroliferi.

Il predominio di contratti di lungo termine basati su clausole del tipo *take or pay* e riserve di destinazione ha ostacolato lo sviluppo di *hub* europei. Negli ultimi anni le iniziative dell'Unione europea per rimuovere le clausole di destinazione e per sciogliere i consorzi di vendita collettiva in alcuni paesi produttori (Olanda e Norvegia), come pure l'imposizione in alcune nazioni (Italia, Spagna, Regno Unito) di tetti sulle forniture delle imprese dominanti nel loro mercato d'origine, stanno dando notevoli impulsi alla creazione di liquidità che oggi corrisponde a circa il 5-10 per cento del mercato europeo.

Gli *hub* del gas nascono spontaneamente nei luoghi di incontro di gas con diverso titolo di provenienza di produttori o grossisti, quindi soprattutto in aree dove confluiscono una molteplicità di metanodotti, di impianti di gasificazione e di stoccaggi. Per affermarsi richiedono una buona liquidità (almeno 50-100 milioni di m³/mese), un numero sufficiente di partecipanti al mercato (come minimo 10-20), libero accesso alle reti e tariffe di accesso favorevoli (preferibilmente del tipo *entry exit*). Nell'Unione europea queste condizioni si

5 Fulcro o perno attorno al quale ruota il sistema.

sono verificate soprattutto nel Nord Europa ai principali incroci di gas di origine norvegese, inglese e olandese. È ancora troppo presto per valutare l'impatto che hanno sul processo di liberalizzazione, ma alcuni primi elementi possono essere rilevanti anche per i potenziali *hub* che si stanno strutturando in Europa centrale (Baumgarten, Waidhaus) e meridionale (Milano, Barcellona).

Il *National Balancing Point* (NBP) del mercato inglese è l'unico *hub* europeo nato con un significativo coinvolgimento delle istituzioni. Creato nel 1996 come parte del Codice di rete, di fatto sostituiva i precedenti *hub* privati sorti attorno ai terminali di Saint Fergus e di Bacton del gas proveniente dal Mare del Nord. Nel 2002 circa 4 miliardi di m³/mese, il 40 per cento del fabbisogno di gas del Regno Unito, venivano commercializzati attraverso l'NBP; ma il valore dei titoli scambiati sul mercato finanziario parallelo era circa 20 volte maggiore. Il suo grande successo è commisurato all'avanzato grado di sviluppo del mercato inglese ed è dovuto al ruolo che svolge per il bilanciamento giornaliero attraverso il mercato (anziché in base a tariffe predefinite), ma soprattutto per la determinazione di un prezzo di riferimento utilizzato dall'*International Petroleum Exchange* di Londra, che può servire come base per l'indicizzazione di contratti di lungo termine o anche per il finanziamento di nuove infrastrutture. È significativo a questo riguardo il contratto decennale, tra Statoil e Centrica, firmato nel 2002 per la fornitura di 5 miliardi di m³/anno a partire dal 2005, indicizzato al prezzo dell'NBP anziché al prezzo internazionale del petrolio. Negli ultimi anni tale prezzo è stato però influenzato anche dai prezzi del gas trasportato dal continente, tramite il gasdotto *Interconnector* che attraversa la Manica.

L'altro importante *hub* europeo è quello di Zeebrugge in Belgio gestito dall'operatore *Huberator*. Questo *hub* è stato istituito nel 1999 per volontà di 4 operatori per sfruttare le opportunità offerte in un'area a elevata concentrazione di transiti di gas (40 miliardi di m³/anno) e ben dotata di infrastrutture di trasporto e stoccaggio. Il numero degli operatori, la maggior parte grossisti, ma anche produttori, imprese elettriche e qualche grande consumatore finale, è rapidamente cresciuto a quasi 50 nel 2002. I volumi fisici trattati a Zeebrugge ammontano a oltre il 5 per cento del mercato nord europeo di riferimento, mentre i titoli finanziari sono 4-7 volte maggiori. Gli *hub* soffrono di problemi di trasparenza, sia per l'allocazione di capacità sia per le tariffe di trasporto applicate, che distinguono tra trasporti transfrontalieri e interni. Il problema è attualmente all'esame dell'Autorità di regolazione belga.

I rimanenti *hub* europei con volumi di scambio significativi, noti come *Hubco* ed *Eurohub*, sono localizzati, rispettivamente, a Emden e a Oude Statenijl/Bunde da ambo le parti della frontiera tra la Germania e l'Olanda, in un'area abbastanza ristretta dove convergono diversi metanodotti dal Mare del Nord e dalla

terra ferma olandese e tedesca. *Hubco* è stato avviato nel novembre del 2001 da Statoil, Ruhrgas e BEB. *Eurohub*, creato da Gasunie nel febbraio del 2002, ha attualmente una decina di partecipanti. Questi due *hub* sono in concorrenza per lo stesso gas ed è difficile valutare il loro futuro. Probabilmente il loro ruolo nel mercato del gas verrà sostituito a breve dal meccanismo cosiddetto TTF (*Title Transfer Facility*) che emerge dall'introduzione del sistema di *entry exit* per l'accesso alla rete olandese di gas ad alto potere calorifico.

La promozione degli investimenti in infrastrutture di trasporto dell'energia

La promozione degli investimenti in infrastrutture di trasporto energetico, soprattutto gli interconnettori internazionali ma anche le infrastrutture interne con forti carichi di transito⁶, è uno dei principali problemi che pone la liberalizzazione dei mercati. Con le privatizzazioni da un lato diminuisce il contributo pubblico agli investimenti e dall'altro gli operatori dominanti, privati dei privilegi del monopolio verticalmente integrato dalla produzione alla distribuzione finale, sono riluttanti a investire in nuove infrastrutture senza la sicurezza di poterne trarre il profitto necessario per giustificare l'iniziale elevato investimento. Il ruolo nevralgico svolto dalle infrastrutture di trasporto per la sicurezza degli approvvigionamenti era riconosciuto già nel Trattato di Roma. La promozione delle reti transeuropee ha ricevuto rinnovato vigore nei primi anni Novanta con il Trattato di Maastricht e in relazione alla Direttiva sui transiti e successivamente alla Carta europea dell'energia. Le azioni della Commissione europea si sono intensificate verso la fine del decennio in concomitanza con l'attuazione delle Direttive 96/92/CE e 98/30/CE e ultimamente con il processo di allargamento dell'Unione europea. Di fronte alle sfide poste da queste tre grandi problematiche (la creazione del mercato interno dell'energia, la sicurezza degli approvvigionamenti e l'integrazione delle aree periferiche), i risultati concreti in termini di nuove infrastrutture di interconnessione internazionale costruite negli ultimi anni appaiono tuttavia alquanto scarni, anche se nuovi importanti progetti sono previsti nei prossimi tre o quattro anni.

L'intervento pubblico per il finanziamento delle infrastrutture è in genere molto limitato: i finanziamenti statali dei paesi membri corrispondono a meno del 5 per cento del costo totale, i fondi dell'Unione europea contribuiscono appena per lo 0,5 per cento e sono rivolti soprattutto agli studi di fattibilità. L'Unione europea tuttavia svolge un ruolo importante volto a: creare un "testo favorevole" in termini di promozione della cooperazione tecnica tra gli

6 Per via di *loop flow* nella trasmissione elettrica e di congestioni nei transiti di gas.