

## Sezione 1

---

### SCENARIO INTERNAZIONALE E NAZIONALE

QUADRO INTERNAZIONALE ED EUROPEO

QUADRO NAZIONALE



# 1. QUADRO INTERNAZIONALE ED EUROPEO

## MERCATO INTERNAZIONALE DELL'ENERGIA NEL 2004

### Mercato del petrolio nel 2004

Fino ai primi mesi del 2004 gli organismi internazionali, le istituzioni dei governi, gli istituti di ricerca e gli analisti di mercato concordavano nel prevedere un prezzo del greggio prossimo a 25 \$/barile come media dell'anno o, nel caso peggiore, di poco superiore a 28 \$/barile. Praticamente nessuno si attendeva gli elevati prezzi del greggio che si sono poi verificati. Fattori sul lato sia della domanda sia dell'offerta hanno prontamente dissipato l'illusione di un rapido ritorno a prezzi contenuti.

#### Domanda

Il tratto più distintivo del 2004 è stata l'impetuosa crescita della domanda di greggio, il cui valore medio annuo è aumentato di 2,7 milioni di barili/giorno (il 3,4 per cento) rispetto al 2003, trainata dal buon andamento delle economie degli Stati Uniti e soprattutto dei maggiori paesi asiatici (Tav. 1.1). Per un confronto, gli aumenti negli anni precedenti erano stati di appena 0,6 milioni nel 2002 e di 1,8 milioni nel 2003. A cogliere di sorpresa gli operatori è stata non tanto la dimensione dell'aumento quanto la sua concentrazione nel secondo trimestre, periodo che generalmente corrisponde a un sostanziale calo. Nel secondo trimestre la domanda di petrolio è balzata di 3,8 milioni di barili/giorno (il 5 per cento) rispetto a quanto accaduto nello stesso periodo dell'anno precedente, attestandosi come media del trimestre su un valore di 81,1 milioni di barili/giorno contro un valore atteso di 79,4 milioni.

#### Produzione OPEC

Nonostante i prezzi stabilmente superiori ai 30 \$/barile e il forte aumento della domanda, già evidente a gennaio, nella riunione del 10 febbraio l'OPEC decideva di ridurre la produzione da 24,5 a 23,5 milioni di barili/giorno a partire dal 1° aprile. Almeno fino alla primavera, molti osservatori continuavano ad attendere un aumento della produzione dell'OPEC tale da far rientrare i prezzi nella banda compresa tra 22 e 28 \$/barile. Tuttavia, con il passare dei mesi, diventava sempre più evidente che l'OPEC non aveva alcuna intenzione di applicare la regola da lei stessa stabilita, adducendo come giustificazione la svalutazione del dollaro rispetto all'euro con cui i paesi membri erano costretti a pagare una parte rilevante delle proprie importazioni di beni e servizi.

Un secondo trimestre caratterizzato da una quotazione media del Brent di oltre 35 \$/barile, spingeva l'OPEC a decidere per consistenti aumenti della produzione fino a 25,5 e 26,0 milioni di barili/giorno di greggio con effetto, rispettivamente, dal 1° luglio e dal 1° agosto. Tuttavia, questi interventi non hanno avuto alcun esito duraturo sui prezzi. I mesi estivi e l'inizio della stagione autunnale sono sta-

TAV. 1.1 **DOMANDA E OFFERTA MONDIALE DI PETROLIO 2001-2004**

Milioni di barili/giorno

	2001	2002	2003	2004	2003				2004			
					1T	2T	3T	4T	1T	2T	3T	4T
<b>Domanda</b>	<b>77,3</b>	<b>77,9</b>	<b>79,8</b>	<b>82,5</b>	<b>80,3</b>	<b>77,3</b>	<b>79,3</b>	<b>82,1</b>	<b>82,4</b>	<b>81,1</b>	<b>81,9</b>	<b>84,5</b>
Nord America	24,0	24,1	24,6	25,2	24,5	24,2	24,8	24,9	25,0	24,9	25,2	25,6
Europa	16,0	16,0	16,2	16,5	16,3	15,9	16,2	16,5	16,5	16,1	16,4	16,9
Giappone e Asia australe	8,7	8,6	8,8	8,6	9,8	8,2	8,0	9,2	9,4	8,0	8,3	8,9
Russia e Asia centrale	3,7	3,5	3,6	3,7	3,8	3,2	3,4	3,9	3,5	3,7	3,7	3,9
Cina	4,7	5,0	5,5	6,4	5,2	5,2	5,8	5,9	6,2	6,5	6,2	6,5
India e altra Asia	7,6	7,9	8,1	8,6	8,0	7,9	8,0	8,5	8,5	8,6	8,4	8,8
Medio Oriente	5,2	5,4	5,6	5,9	5,5	5,3	5,7	5,7	5,8	5,8	6,0	5,9
America Latina	4,9	4,8	4,7	4,9	4,5	4,7	4,8	4,9	4,7	4,9	5,0	5,0
Africa	2,6	2,7	2,7	2,8	2,8	2,8	2,7	2,8	2,8	2,8	2,7	2,9
<b>Offerta</b>	<b>77,3</b>	<b>77,9</b>	<b>79,8</b>	<b>82,5</b>	<b>80,3</b>	<b>77,3</b>	<b>79,3</b>	<b>82,1</b>	<b>82,4</b>	<b>81,1</b>	<b>81,9</b>	<b>84,5</b>
Paesi OPEC <sup>(A)</sup>	30,4	28,8	30,7	33,0	30,2	30,0	30,6	31,8	32,2	32,3	33,4	33,9
Russia e Asia centrale	8,6	9,4	10,3	11,2	9,9	10,1	10,5	10,7	10,8	11,1	11,4	11,5
Altri paesi	36,5	37,0	36,9	37,0	37,3	36,4	36,5	37,4	37,4	37,2	36,6	37,0
<i>Nord America</i>	<i>14,4</i>	<i>14,5</i>	<i>14,6</i>	<i>14,6</i>	<i>14,6</i>	<i>14,4</i>	<i>14,6</i>	<i>14,7</i>	<i>14,8</i>	<i>14,7</i>	<i>14,4</i>	<i>14,4</i>
<i>Europa</i>	<i>6,9</i>	<i>6,8</i>	<i>6,5</i>	<i>6,3</i>	<i>6,9</i>	<i>6,3</i>	<i>6,2</i>	<i>6,6</i>	<i>6,6</i>	<i>6,4</i>	<i>5,9</i>	<i>6,2</i>
<i>Giappone e Asia australe</i>	<i>0,8</i>	<i>0,8</i>	<i>0,7</i>	<i>0,6</i>	<i>0,7</i>	<i>0,7</i>	<i>0,7</i>	<i>0,6</i>	<i>0,6</i>	<i>0,6</i>	<i>0,6</i>	<i>0,5</i>
<i>Cina</i>	<i>3,3</i>	<i>3,4</i>	<i>3,4</i>	<i>3,5</i>	<i>3,4</i>	<i>3,4</i>	<i>3,4</i>	<i>3,4</i>	<i>3,4</i>	<i>3,5</i>	<i>3,5</i>	<i>3,5</i>
<i>India e altra Asia</i>	<i>2,4</i>	<i>2,5</i>	<i>2,6</i>	<i>2,8</i>	<i>2,6</i>	<i>2,6</i>	<i>2,6</i>	<i>2,7</i>	<i>2,7</i>	<i>2,7</i>	<i>2,7</i>	<i>2,8</i>
<i>Medio Oriente</i>	<i>2,1</i>	<i>2,1</i>	<i>2,0</i>	<i>1,9</i>	<i>2,0</i>	<i>2,0</i>	<i>2,0</i>	<i>2,0</i>	<i>1,9</i>	<i>1,9</i>	<i>1,9</i>	<i>1,8</i>
<i>America Latina</i>	<i>3,8</i>	<i>3,9</i>	<i>4,0</i>	<i>4,1</i>	<i>4,0</i>	<i>3,9</i>	<i>4,1</i>	<i>4,1</i>	<i>4,0</i>	<i>4,1</i>	<i>4,1</i>	<i>4,1</i>
<i>Africa</i>	<i>2,8</i>	<i>3,0</i>	<i>3,1</i>	<i>3,4</i>	<i>2,9</i>	<i>3,0</i>	<i>3,1</i>	<i>3,3</i>	<i>3,3</i>	<i>3,4</i>	<i>3,5</i>	<i>3,6</i>
Variazione scorte e altro <sup>(B)</sup>	1,9	2,7	1,9	1,3	3,0	0,7	1,7	2,2	2,0	0,6	0,6	2,1

(A) Include i condensati del gas naturale.

(B) Include la variazione scorte, perdite di raffineria, consumi di trasporto e altro.

Fonte: *Oil Market Report*, AIE.

ti caratterizzati da nuovi aumenti con quotazioni medie di 38 \$/barile in luglio, di 43 \$/barile in agosto e settembre. Nella riunione del 15 settembre, vista l'inarrestabile salita dei prezzi, l'OPEC decideva per un ulteriore aumento a 27,0 milioni di barili/giorno, senza ottenere però ancora un effetto significativo. Nel mese di ottobre le quotazioni del Brent hanno anche infranto la soglia dei 50 \$/barile superando così, almeno in termini nominali, i massimi dei primi anni Ottanta. È solo nella riunione del 16 marzo 2005, considerati i prezzi stabilmente molto elevati, che il tetto veniva aumentato a 27,5 milioni di barili/giorno con effetto

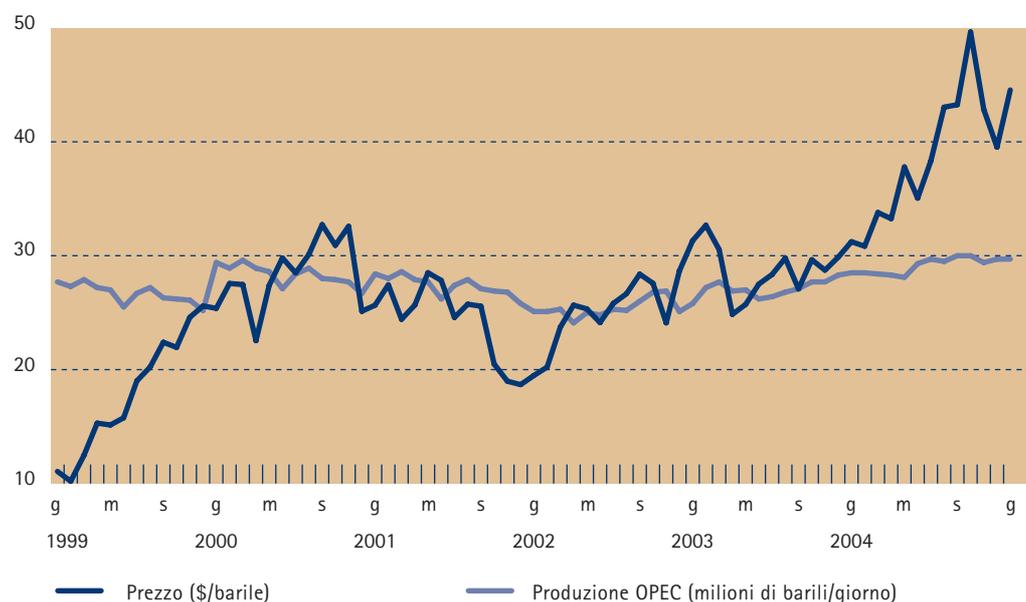
immediato, ma ancora una volta senza ripercussioni durature sui prezzi. In realtà, gli aumenti stabiliti dal cartello non avrebbero potuto sortire alcun risultato concreto dato che la produzione effettiva era già significativamente superiore ai tetti e praticamente solo l'Arabia Saudita aveva ancora significativa capacità residua. La sequenza delle decisioni dell'OPEC sui tetti di produzione rispetto all'effettiva produzione, riprodotta nella tavola 1.2, evidenzia il rapido restringimento dei margini di manovra della produzione OPEC, praticamente insensibile all'innalzamento dei tetti, a parte per paesi quali l'Arabia Saudita e, in misura minore, il Kuwait e gli Emirati Arabi Uniti. In ogni caso, l'andamento dei prezzi negli ultimi anni non mostra alcuna evidente correlazione con le quote decise dall'OPEC (Fig. 1.1).

TAV. 1.2 TETTI E PRODUZIONE OPEC NEL 2004-2005

Milioni di barili giorno

DATA DELLA RIUNIONE OPEC	DATA DI EFFICACIA DEL TETTO	PRODUZIONE <sup>(A)</sup>		
		TETTO	NEL MESE PRECEDENTE LA RIUNIONE	NEL MESE DI EFFICACIA
10 febbraio 04	01 aprile 04	23,5	28,5	28,3
31 marzo 05	01 aprile 04	23,5	28,4	28,3
03 giugno 04	01 luglio 04	25,5	28,1	29,7
	01 agosto 04	26,0	29,7	29,5
15 settembre 04	01 novembre 05	27,0	29,5	29,4
15 marzo 05	15 marzo 05	27,5	29,6	29,6

(A) Produzione effettiva di fonte EIA. Esclude i condensati del gas naturale.

FIG. 1.1 PREZZO DEL PANIERE E PRODUZIONE OPEC<sup>(A)</sup> 1999-2004

(A) Produzione OPEC di fonte EIA; esclude i condensati del gas naturale.

## Produzione non OPEC

La lenta risposta dell'OPEC era giustificata dal timore che la produzione non OPEC avesse l'effetto di calmierare il prezzo come era accaduto nell'anno precedente, quando l'incremento della produzione di greggio russo aveva costretto l'OPEC a limitare gli aumenti nelle attività di estrazione per evitare una caduta dei prezzi. Nel 2004, a differenza del 2003, la copertura della domanda mondiale è stata più difficile a causa del calo della produzione dell'area OCSE, da 21,6 a 21,2 milioni di barili/giorno come media dell'anno. La produzione russa è aumentata in modo sorprendente nonostante le vicende legate alla compagnia Yukos, anche se non è stata sufficiente per colmare il deficit: da 10,3 milioni di barili/giorno come media del 2003 a 11,2 milioni nel 2004. Alla fine, la forte crescita nella domanda mondiale di greggio, seppure con l'importante contributo della produzione russa, è stata soddisfatta solo grazie al rilevante sforzo produttivo dell'OPEC che, peraltro, ha potuto contare solo parzialmente sulla produzione irachena, arrivando spesso a livelli prossimi a quelli massimi possibili senza danneggiare la capacità produttiva dei giacimenti. Includendo l'Iraq e i condensati del gas naturale, la produzione dei paesi OPEC è passata da un valore medio di 30,7 milioni di barili/giorno nel 2003 a 33,0 milioni nel 2004.

## Prospettive per il 2005

### Domanda

La maggior parte degli organismi internazionali ritiene che il 2005 sarà caratterizzato da una continua crescita della domanda mondiale di petrolio, poco o per niente sensibile ai livelli elevati del prezzo. Le previsioni dell'AIE, dell'EIA e dell'OPEC pubblicate nel mese di marzo 2005 concordano su un aumento medio annuo compreso tra 1,5 e 2,3 milioni di barili/giorno, ovvero tra l'1,8 e il 2,8 per cento rispetto alla domanda del 2004 (Tav. 1.3). Il raffreddamento nella crescita della domanda cinese e di altri paesi asiatici, di cui vi sono stati segni nei primi mesi del 2005, comporterebbe una riduzione non superiore a 0,4-0,6 milioni di barili/giorno ed è comunque già in buona parte incorporato nella forchetta di previsioni riportate nella tavola 1.3. Infatti, sia l'EIA sia l'OPEC prevedono un incremento dei consumi di petrolio della Cina e dei paesi asiatici dell'ordine di quello verificatosi nel 2004 (1,0 e 1,2 milioni di barili/giorno contro 1,3 milioni), mentre l'AIE ipotizza una crescita dimezzata (0,7 milioni).

### Offerta

Si ritiene che i margini dell'offerta necessari per coprire la domanda diminuiranno ulteriormente e perfino che questa potrebbe non essere sufficiente a soddisfare i fabbisogni senza aumenti di prezzo tali da contenere o sopprimere la crescita. Sembra difficile che la produzione russa possa continuare il ritmo

di crescita degli ultimi anni: da 8,6 a 11,2 milioni di barili/giorno come media annua tra il 2001 e il 2004. Sia l'AIE, sia l'EIA e l'OPEC concordano su una produzione massima di circa 11,7 milioni di barili/giorno nel 2005. Le potenzialità di crescita non OPEC paiono circoscritte soprattutto per via del declino della produzione del Mare del Nord e di molti giacimenti del Nord America, mentre il contributo di aree ancora in crescita è limitato nel breve termine. Pertanto, appare sempre più evidente che nel 2005 l'equilibrio di domanda e offerta di petrolio a livello mondiale è nelle mani dei paesi dell'OPEC.

Nei primi mesi del 2005 l'OPEC stava producendo al ritmo di 29,5 milioni di barili/giorno esclusi i condensati del gas naturale (2 milioni sopra il tetto ufficiale). Il cartello valutava di avere una capacità residua di 1,6 milioni di barili/giorno e di essere in grado di aumentarla a circa 3 milioni entro la fine dell'anno. Anche l'AIE stima che potrebbe rendersi disponibile nuova capacità produttiva per almeno 1,0 milioni di barili/giorno nel corso del 2005, tale da portare la capacità complessiva dell'OPEC a oltre 33 milioni di barili/giorno come media per l'anno. L'EIA fornisce stime più ottimistiche nell'ipotesi che la produzione massima (attorno a 34,5 milioni di barili/giorno) possa essere raggiunta e mantenuta lungo il corso dell'anno. Mentre l'Arabia Saudita ha confermato di essere intenzionata ad aumentare la propria capacità da 3 milioni di barili/giorno a 12,5 milioni nel giro di qualche anno, incrementi aggiuntivi difficilmente saranno disponibili prima del 2006 e sarebbero comunque limitati a 1-1,5 milioni di barili/giorno.

## Prezzi

Le previsioni riportate nella tavola 1.3 indicano che la capacità residua dell'OPEC sarà integralmente impegnata nel corso del 2005. La correlazione inversa tra capacità residua e prezzo del greggio, chiaramente comprovata nel corso del 2004, rappresenta un fattore di rischio che è pienamente recepito dal mercato. Nel breve termine la tensione sui prezzi è oltretutto aggravata dalla scarsità di capacità residua di raffinazione, soprattutto di conversione, che difficilmente potrà aumentare di oltre 1 milione di barili/giorno nel corso del 2005. Il prezzo non è più sotto il dominante controllo dell'OPEC e anche una rivalutazione del dollaro non potrebbe avere un significativo effetto. In queste condizioni di precario equilibrio tra domanda e offerta esiste il serio rischio che fattori congiunturali spingano i prezzi a livelli eccezionali e tali da provocare una significativa riduzione dei consumi. Pertanto, praticamente tutti gli organismi internazionali assieme alle istituzioni governative, tra cui anche la Commissione europea, si attendono quotazioni assai volatili e stabilmente superiori ai 45-50 \$/barile come media dell'anno. Nel breve periodo solo un'azione concertata dei paesi consumatori, finalizzata a contenere la crescita della domanda, potrebbe incidere su questo scenario dei prezzi.

TAV. 1.3 **DOMANDA E OFFERTA DI GREGGIO NEL 2005: CONFRONTO TRA PREVISIONI**

Milioni di barili/giorno; previsioni del mese di marzo 2005

PREVISIONI	1T	2T	3T	4T	MEDIA 2005
<b>AIE</b>					
<b>Domanda</b>	<b>84,7</b>	<b>82,8</b>	<b>83,7</b>	<b>86,1</b>	<b>84,3</b>
Paesi industriali <sup>(A)</sup>	55,5	53,0	54,0	55,7	54,6
Cina e paesi asiatici	15,3	15,8	15,5	16,1	15,7
Altri paesi	13,8	14,0	14,2	14,3	14,1
<b>Offerta</b>	<b>84,7</b>	<b>82,8</b>	<b>83,7</b>	<b>86,1</b>	<b>84,3</b>
OPEC <sup>(B)</sup>	34,3	32,1	32,7	34,4	33,3
Russia e Asia centrale	11,4	11,6	11,8	12,1	11,7
Altri paesi	37,2	37,3	37,4	37,8	37,4
Variazione scorte e altro <sup>(C)</sup>	1,9	1,9	1,8	1,9	1,9
<b>EIA</b>					
<b>Domanda</b>	<b>84,7</b>	<b>83,1</b>	<b>84,6</b>	<b>86,9</b>	<b>84,9</b>
Paesi industriali <sup>(A)</sup>	55,7	53,5	54,8	56,3	55,1
Cina e paesi asiatici	15,4	15,9	15,9	16,7	16,0
Altri paesi	13,6	13,7	13,9	13,9	13,8
<b>Offerta</b>	<b>84,7</b>	<b>83,1</b>	<b>84,6</b>	<b>86,8</b>	<b>84,7</b>
OPEC <sup>(B)</sup>	33,7	34,0	34,5	34,8	34,2
Russia e Asia centrale	11,6	11,7	11,8	12,0	11,8
Altri paesi	37,0	36,8	37,0	37,6	37,0
Variazione scorte e altro <sup>(C)</sup>	2,4	0,6	1,3	2,4	1,7
<b>OPEC</b>					
<b>Domanda</b>	<b>84,0</b>	<b>82,7</b>	<b>83,4</b>	<b>85,8</b>	<b>84,0</b>
Paesi industriali <sup>(A)</sup>	55,4	53,1	54,3	56,0	54,8
Cina e paesi asiatici	15,9	16,7	15,5	16,7	16,2
Altri paesi	12,7	12,9	13,6	13,1	13,0
<b>Offerta</b>	<b>84,0</b>	<b>82,7</b>	<b>83,4</b>	<b>85,9</b>	<b>84,0</b>
OPEC <sup>(B)</sup>	33,5	31,9	32,7	34,6	33,2
Russia e Asia centrale	11,4	11,7	12,0	12,1	11,8
Altri paesi	37,3	37,3	36,9	37,4	37,2
Variazione scorte e altro <sup>(C)</sup>	1,8	1,8	1,8	1,8	1,8

(A) I paesi industriali comprendono i paesi membri dell'OCSE, la Russia e i paesi dell'Asia centrale (ex URSS).

(B) L'offerta OPEC è calcolata come residuo e include la variazione delle scorte oltre che le frazioni liquide del gas naturale.

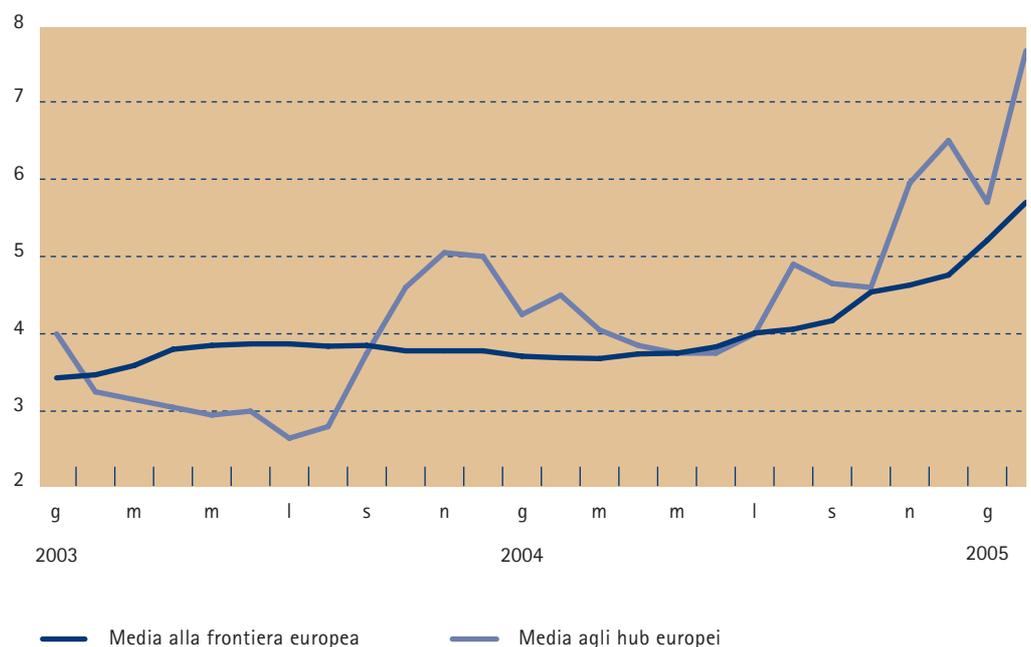
(C) La voce "altro" ha significato diverso. Per l'AIE e per l'OPEC include solo le perdite di raffinazione e i consumi di trasporto di greggio e raffinati. Per l'EIA include la variazione scorte oltre che le perdite di raffinazione e i consumi di trasporto.

## Mercato del gas naturale

A differenza del petrolio, non vi sono attualmente problemi di bilanciamento tra domanda e offerta di gas naturale sui mercati internazionali. I dati preliminari indicano che l'aumento dei consumi nel 2004 è stato contenuto in meno del 2 per cento a livello mondiale, seppure con forti differenziazioni tra le varie aree. Una crescita pronunciata dei consumi (superiore al 5 per cento) si è verificata soprattutto nel continente asiatico e nel Medio Oriente, mentre nell'Unione europea si è attestata sul 3,4 per cento (4,2 per cento per EU-15). Il settore è disciplinato in via prevalente in base a contratti di lungo termine con clausole che determinano i prezzi con riferimento preminente a un paniere di prodotti petroliferi e di greggi; pertanto i prezzi del gas naturale hanno seguito l'evoluzione delle quotazioni del greggio, seppure in modo non necessariamente lineare. L'influenza del mercato petrolifero è evidente anche negli Stati Uniti e nel Regno Unito dove le borse del gas svolgono un importante ruolo di intermediazione nella determinazione dei prezzi. In questi casi, l'effetto del prezzo del petrolio si fa sentire attraverso l'arbitraggio tra prodotti petroliferi e gas naturale negli usi finali.

Negli *hub* europei il *trend* rialzista appare con tutta evidenza già a partire dal mese di ottobre con aumenti di 1 \$/milione di Btu rispetto allo stesso mese del 2003 (Fig. 1.2). L'*escalation* è particolarmente forte nei mesi successivi con i prezzi che

FIG. 1.2 PREZZO MEDIO DEL GAS NATURALE NEL MERCATO EUROPEO  
\$/milioni di Btu



Fonte: World Gas Intelligence e Argus Gas Connections.

raggiungono un valore massimo senza precedenti di 7,7 \$/milioni di Btu come media del mese di febbraio, in corrispondenza dell'apice della stagione invernale. Per un confronto, il prezzo medio al picco invernale del 2003 era di poco superiore a 5 \$/milioni di Btu. I prezzi *spot* riportati nella figura 1.2 riguardano i valori medi mensili dei mercati fisici a Zeebrugge, Bunde e al *National Balancing Point* (NBP) che nei due anni evidenziati si sono mossi in quasi perfetta sintonia con scarti generalmente inferiori a 0,5 \$/milioni di Btu, anche su base giornaliera.

Il prezzo medio alla frontiera europea, calcolato come media dei prezzi del gas di diversa provenienza ponderati con le quantità importate, evidenzia l'efficacia della trasmissione degli aumenti di prezzo del mercato petrolifero attraverso le formule di indicizzazione incorporate nei contratti di lungo termine con i paesi produttori, seppure in forma più attenuata e graduale. I prezzi alle varie frontiere hanno evidenziato un andamento univoco con scarti generalmente inferiori a 0,5 \$/milioni di Btu. L'unica eccezione riguarda il gas algerino trasportato in forma liquefatta per via marittima il cui prezzo si è mostrato più sensibile al prezzo del petrolio. In dicembre 2004 e gennaio 2005 il prezzo del gas naturale liquefatto (GNL) algerino ha superato la soglia dei 6,5 \$/milioni di Btu con un distacco di circa 1,5 \$/milioni di Btu rispetto allo stesso gas trasportato via metanodotto.

La forte correlazione con il prezzo del petrolio evidenziata nel corso del 2004 e nei primi mesi del 2005 continuerà inevitabilmente per il resto dell'anno. Tuttavia, molti contratti di importazione contengono clausole di salvaguardia che dovrebbero limitare alquanto la crescita del prezzo nel caso di aumenti molto forti. Pertanto nel corso del 2005 pare possibile un parziale sganciamento dei prezzi del gas alle frontiere europee da quelli del greggio, a livelli analoghi o superiori a quelli conosciuti nei mesi recenti.

## Mercato del carbone da vapore

Nel 2004 è continuato il *trend* rialzista del prezzo di tutti i carboni immessi sui mercati internazionali. I prezzi *FOB* sono aumentati da valori medi ancora contenuti verso la fine del 2003 superando nella media 40 \$/t in gennaio, 50 \$/t in aprile e toccando valori massimi prossimi a 70 \$/t nel mese di luglio, prima di iniziare un *trend* calante che li ha riportati attorno a 60 \$/t verso la fine del 2004 (Fig. 1.3). Il prezzo *cif* ARA, che era salito da poco più di 40 \$/t a oltre 60 \$/t tra settembre e ottobre 2003, ha continuato a crescere superando 80 \$/t in varie occasioni tra giugno e novembre 2004, ma sembra destinato a un calo con i primi mesi del 2005.

Gli aumenti verificati non appaiono direttamente legati al prezzo del petrolio anche se in via indiretta la sostituzione del petrolio in alcuni usi può avere in-

FIG. 1.3 PREZZO DEL CARBONE SUI MERCATI INTERNAZIONALI



Fonte: Argus Gas Connections.

fluito sulla domanda e pertanto sul prezzo del carbone. L'*escalation* anticipato del prezzo *cif* ARA rispetto ai prezzi *fob* riflette essenzialmente l'aumento dei noli marittimi, praticamente triplicati negli ultimi anni per via della scarsità di navi. Gli aumenti dei prezzi *fob* sono invece in buona parte attribuibili alla forte crescita della domanda.

Il consumo mondiale di carbone è rimasto stagnante dalla metà degli anni Ottanta attorno a un valore medio di  $3,1 \pm 0,15$  miliardi di tonnellate equivalenti di carbone (tec)<sup>1</sup> fino al 2001. Il forte aumento dei consumi negli anni successivi (a 3,4 miliardi nel 2002, a 3,7 miliardi nel 2003 e a 3,8 miliardi nel 2004) può attribuirsi più o meno interamente alla Cina che ha quasi raddoppiato i suoi consumi nel giro di 4 anni (da 0,7 nel 2000 a 1,3 miliardi di tec nel 2004). Nello stesso periodo il resto del mondo ha aumentato i consumi di poco più del 5 per cento. La domanda interna della Cina corrisponde al 95 per cento della produzione cinese di carbone; mentre le esportazioni rappresentano circa il 15 per cento del carbone che entra nel commercio internazionale, una quota sufficiente a influenzare i prezzi internazionali. L'aumento dei prezzi riflette il costo opportunità per la Cina di importare petrolio rispetto al consumo di carbone domestico prodotto a basso costo.

1 Un tonnellata equivalente di carbone è riferita a carbone con contenuto calorico pari a 7.000 kcal/kg.

Date le condizioni al contorno, sembra probabile che i prezzi del carbone rimarranno elevati ancora per qualche anno in attesa di un aumento dell'offerta. La stabilizzazione e la leggera discesa dei prezzi verificatesi negli ultimi mesi sono probabilmente da ricollegare con le buone condizioni idroelettriche sia in Europa sia negli Stati Uniti che hanno ridotto la domanda di carbone nel commercio internazionale e di riflesso i noli. Ma sono anche influenzate dall'atteggiamento di attesa degli operatori.

Nonostante i forti aumenti verificatisi negli ultimi due anni, il carbone rimane la fonte più conveniente come *input* alla generazione elettrica, con un costo del combustibile che è ancora attorno alla metà di quello del gas naturale a parità di energia elettrica generata. In parte, questo è dovuto anche al fatto che gli aumenti di prezzo del carbone non hanno influito significativamente sul prezzo dell'energia elettrica, dato che un'ampia quota degli approvvigionamenti viene acquistata in base a contratti di fornitura a lungo termine formulati prima degli aumenti.

## DETERMINANTI DEL PREZZO DEL PETROLIO

La forte volatilità del prezzo del petrolio che ha caratterizzato il 2004, poi concretizzatasi nell'eccezionale *escalation* della seconda parte dell'anno, è stata generalmente attribuita alla speculazione dei fondi che hanno agito sfruttando il concorso di fattori di natura tipicamente congiunturale o facendo leva su di essi. Tuttavia, è stato anche diffusamente riconosciuto che la speculazione non avrebbe avuto molto gioco se non avesse potuto poggiare su rigidità di natura strutturale e sulle strategie delle compagnie petrolifere.

### Fattori congiunturali

L'evoluzione giornaliera delle quotazioni nel 2004 è fortemente correlata con fattori di natura congiunturale già presenti nel 2003 quali soprattutto: le contingenze irachene; le tensioni in Arabia Saudita e più in generale l'evoluzione del contesto mediorientale; i contrasti in altri paesi produttori (Nigeria, Norvegia, Russia e Venezuela); l'altalenante livello delle scorte di greggio e raffinati; l'influenza del clima. Un'ondata di freddo, così come un assalto a un oleodotto iracheno possono provocare spostamenti di denaro da un titolo all'altro, creando forte volatilità nei prezzi del petrolio.

Tuttavia nel 2004 l'elevato numero di variabili che influenzano il prezzo e la

crescente importanza di fattori di natura strutturale hanno causato una maggiore indeterminatezza nelle risposte degli operatori del mercato, che è stata spesso imprevedibile in base ai fondamentali. Il crescente nervosismo con cui i fondi di investimento hanno reagito anche a piccoli cambiamenti nelle condizioni al contorno denota la maggiore complessità del mercato in termini di variabili che intervengono sull'equilibrio tra domanda e offerta e che gli operatori stentano a conciliare in una logica chiara e attendibile. Oltretutto, in alternativa al petrolio, la liquidità speculativa si riversa anche su merci come il platino, l'oro e altre materie prime e sui mercati valutari, a seconda delle opportunità aumentando l'apparente aleatorietà.

Durante tutto il 2004 e nei primi mesi del 2005 gli operatori sul NYMEX (*New York Mercantile Exchange*) e sull'IPE (*International Petroleum Exchange*) hanno mostrato un'estrema sensibilità alle scorte di greggio e dei principali prodotti petroliferi (benzina e gasolio) sul mercato americano, indicatori la cui minima variazione ha talvolta determinato lo spostamento di ingenti masse di denaro da una posizione finanziaria all'altra. Inoltre, nel corso dell'anno diventava sempre più evidente la necessità di distinguere tra greggi pesanti e greggi leggeri, caratterizzati da dinamiche e stagionalità diverse. Poi, con il prepotente aumento della domanda asiatica, gli operatori si sono resi conto che non era più sufficiente concentrare l'attenzione esclusivamente sulle scorte del mercato USA, scegliendo di muoversi nella logica di non ridurre le posizioni quando esiste la possibilità di complicazioni (sabotaggio di oleodotti, atti di terrorismo, ondate di freddo, ribassi delle scorte ecc.) che possono portare a scarsità e ad aumenti dei prezzi.

## Fattori strutturali

Nel complesso il 2004 non può essere considerato tanto un anno di congiuntura petrolifera particolarmente sfavorevole, quanto l'anno in cui sono emersi in tutta chiarezza i problemi strutturali del mercato, al massimo aggravati da difficoltà congiunturali. La questione assume sempre più le caratteristiche di sbilanciamento tra la crescita della domanda di petrolio a livello mondiale e la stagnazione della offerta.

### Crescita della domanda

La crescita della domanda mondiale (di 2,7 milioni di barili/giorno, il 3,3 per cento rispetto al 2003) è stata tra le più forti degli ultimi 35 anni, superata in termini assoluti solo dagli incrementi del 1973 e del 1978<sup>2</sup>. L'impressionante

---

2 In termini percentuali è superata solo dalla crescita verificatasi negli anni Settanta in un periodo di riassetto dallo *shock* petrolifero, caratterizzato da anni di crescita bassa o negativa seguiti da altri di ripresa con crescita molto forte.

rialzo è stato attribuito soprattutto allo straordinario sviluppo delle economie asiatiche, prime tra tutte per la loro dimensione la Cina e l'India. È stata particolarmente impetuosa la crescita annua della domanda di petrolio in Cina, passata improvvisamente da valori storici mediamente inferiori a 0,2 milioni di barili/giorno fino al 2002, a 0,5 milioni nel 2003 e a 0,9 milioni nel 2004.

Un tale slancio non era imprevedibile. In termini percentuali la crescita della domanda cinese di petrolio negli ultimi 15 anni si è attestata su un valore medio annuo del 7 per cento, livello sintomatico per un paese che ha da poco iniziato un processo di industrializzazione. Con l'avvio della motorizzazione diffusa la crescita non potrà che aumentare, seppure attraverso alti e bassi<sup>3</sup>. La produzione si è oramai stabilizzata su un livello attorno a 3,5 milioni di barili/giorno ed è imminente un suo irreversibile calo. Pertanto, se la crescita economica si mantenesse impetuosa, non sorprenderebbe un incremento annuo delle importazioni mediamente dell'ordine di 0,4 milioni di barili/giorno per tutto il prossimo decennio, con la possibilità di escursioni anche a oltre un milione in qualche anno.

Non è molto diversa la situazione della maggior parte degli altri paesi asiatici, primo tra tutti l'India che appare ben posizionata per un prossimo consolidamento del processo di sviluppo economico. Nonostante il consistente aumento della produzione di petrolio negli ultimi due decenni, la domanda interna cresce a tassi dell'ordine del 6-8 per cento annuo con incrementi annui nelle importazioni compresi tra 0,1 e 0,2 milioni di barili/giorno. Tra i paesi maggiori consumatori spicca anche l'Indonesia la cui produzione è oramai entrata in fase di declino con esportazioni nette che si sono ridotte da valori storici prossimi a un milione di barili/giorno praticamente a zero nel corso dell'ultimo decennio. Supponendo una prosecuzione della crescita storica della domanda al tasso medio del 6 per cento e un declino della produzione al ritmo degli ultimi anni, questo paese aumenterà le sue importazioni nette a oltre un milione di barili/giorno nel corso del prossimo decennio.

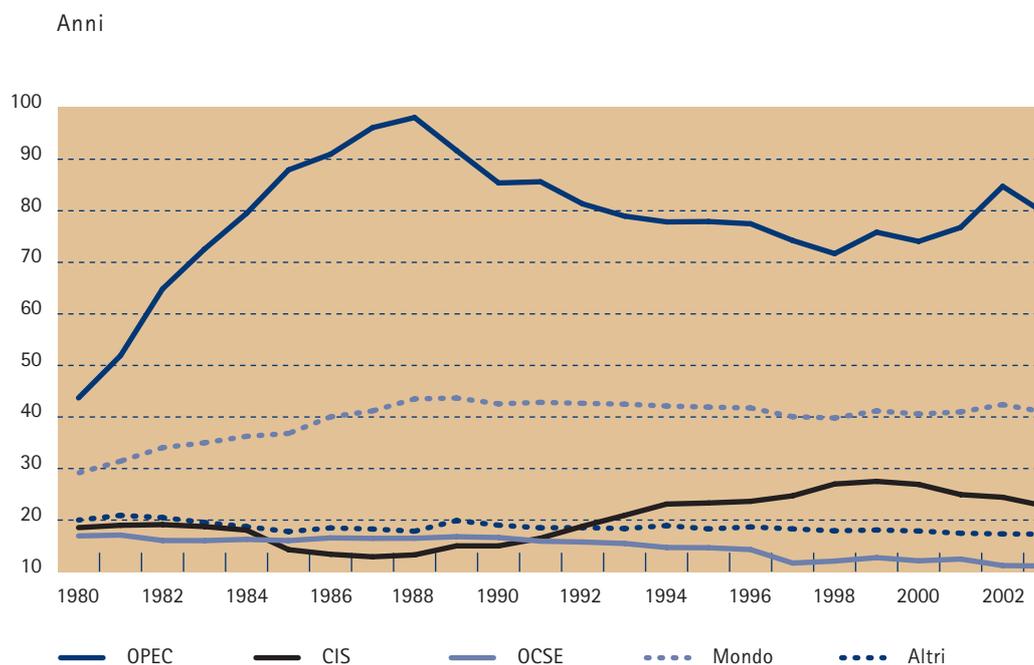
### Stagnazione dell'offerta

L'elemento più critico sul lato dell'offerta riguarda la capacità residua di produzione del greggio a livello mondiale, calata da valori medi prossimi a 5 milioni di barili/giorno degli anni Novanta a meno di 2 milioni di barili/giorno come media del 2004, concentrati quasi esclusivamente nei paesi OPEC. Ma è stato determinante anche il "collo di bottiglia" rappresentato dalla capacità residua di raffinazione a livello mondiale che nel giro di due anni si è ridotta da valo-

---

<sup>3</sup> Si ricorda, a titolo di esempio, che durante il primo decennio della motorizzazione italiana la domanda petrolifera cresceva a tassi superiori al 10 per cento annuo.

FIG. 1.4 RAPPORTO RISERVE/PRODUZIONE DI PETROLIO NELLE PRINCIPALI AREE DEL MONDO



ri medi superiori a 6 milioni di barili/giorno a poco più di 2 milioni nel 2004. La crescente criticità del quadro d'insieme petrolifero viene evidenziata nella figura 1.4 in termini del rapporto riserve/produzione (R/P), che individua il numero rimanente di anni di produzione nell'ipotesi di invarianza nel tempo sia delle riserve sia della produzione. La stabilità del rapporto a livello mondiale nasconde divergenze estreme tra le varie aree del mondo evidenziate nella figura. I paesi dell'OPEC nel loro complesso mantengono un valore elevato del rapporto R/P dell'ordine di 80 anni ma è significativa la brusca interruzione della crescita dopo il 1988, dovuta al calo dei prezzi e al conseguente calo degli investimenti. In Russia e nei paesi dell'Asia centrale l'aumento nel rapporto (quasi un raddoppio dalla fine degli anni Ottanta) è dovuto più al calo della produzione dopo il crollo dell'Unione Sovietica che alla crescita delle riserve; con il forte rialzo della produzione negli ultimi anni ha già iniziato a diminuire a valori inferiori a 23 anni. Nella media dei paesi OCSE, il rapporto è in calo dalla fine degli anni Ottanta e ha già raggiunto il valore relativamente basso di 11 anni. Negli altri paesi è rimasto praticamente invariato a poco più di 17 anni.

Numerosi osservatori hanno attribuito la forte riduzione dei margini di capacità residua all'insufficienza di investimenti negli ultimi anni, facendo notare come le compagnie avrebbero potuto notevolmente aumentare gli introiti reinvestiti nell'esplorazione e sviluppo dal 2000 in poi, in concomitanza con l'aumento dei prezzi, anziché privilegiare la distribuzione degli utili in dividendi agli azionisti o l'acquisizione di altre società dotate di cospicue riserve.

In termini assoluti le spese per l'esplorazione e lo sviluppo non sono aumentate in modo sufficiente a compensare il crescente costo di sviluppo delle risorse. A livello mondiale, gli investimenti in esplorazione e ricerca sono saliti da 100 miliardi di dollari (a prezzi 2004) nel 2000 a 126 miliardi nel 2004, rimanendo allineati ai livelli storici, mediamente attorno a 110-120 miliardi di \$/anno, con la conseguenza che in molte aree del mondo sta diminuendo l'aggiunta annua alle riserve. Da una media di quasi 57 miliardi di barili nel decennio 1980-1990, le aggiunte annue a livello mondiale sono calate a meno di 36 miliardi nel periodo 1991-2003. La maggior parte dell'abbassamento si è verificata nei paesi OPEC (da 41 a 19 miliardi di barili) mentre la Russia e i paesi centro-asiatici mostrano un significativo aumento tra i due periodi (Tav. 1.4). I dati poi evidenziano una ripresa praticamente in tutte le aree negli anni 1999-2003 in corrispondenza degli aumenti nel prezzo del petrolio che hanno anche determinato una rivalutazione delle riserve. Vi è poi da considerare che quest'ultime non sono mai prontamente disponibili; la loro trasformazione in greggio vendibile sul mercato richiede sempre ulteriori investimenti effettuati su diversi anni per la coltivazione.

TAV. 1.4 AGGIUNTE ALLE RISERVE DI PETROLIO NELLE PRINCIPALI AREE DEL MONDO

Miliardi di barili; valori medi annui nel periodo

PERIODO	OPEC	OCSE	CIS	ALTRI	MONDO
1981-2003	28,5	6,4	3,9	5,9	44,7
1981-1990	40,6	7,8	2,6	5,5	56,5
1991-2003	19,2	5,4	4,9	6,2	35,6
1991-1998	15,4	4,9	4,3	6,3	30,9
1999-2003	25,3	6,1	5,8	6,0	43,2

Fonte: AIE.

Contemporaneamente, per via dei ridotti margini di capacità di conversione, l'industria della raffinazione ha sempre più difficoltà a utilizzare i greggi più pesanti e ricchi di zolfo per la produzione di prodotti leggeri; si è di conseguenza aperto un crescente divario tra la domanda e l'offerta di greggi leggeri, allargando notevolmente il differenziale di prezzo con quelli pesanti. A maggiore illustrazione di questo fenomeno è il crescente differenziale del prezzo del Brent rispetto al paniere OPEC, caratterizzato da greggi mediamente più pesanti, aumentato da 0,7 \$/barile come media del 2003 a 2,2 \$/barile nel 2004 e a 3,8 \$/barile nei primi mesi del 2005. Ancora più forte il differenziale del West Texas, tra i più leggeri, aumentato da 3,0 \$/barile nel 2003 a 5,4 \$/barile nel 2004 e a 6,4 \$/barile nei primi mesi del 2005.

Il crescente differenziale di prezzo tra greggi leggeri e pesanti è risultato sia in un rialzo dei prezzi dei prodotti leggeri e medi, sia in un consistente aumento dei margini di raffinazione degli impianti con forte capacità di conversione, con punte anche oltre 6 \$/barile. Tuttavia, gli operatori sono restii a investire in nuova capacità di raffinazione. I tempi tecnici si misurano in 3-5 anni e, dati gli alti costi di investimento, nessuno è disposto a investire senza la certezza di margini adeguati su lunghi periodi di 10-15 anni.

## Strategie degli operatori

Le vicende del 2004 hanno rivelato il vero volto del problema del mercato del petrolio. I tagli dell'OPEC, minacciati a varie riprese anche nel corso del 2004, sembrano non essere più necessari per mantenere elevate le quotazioni. Infatti, la capacità produttiva disponibile a breve termine appare insufficiente a coprire la crescita della domanda, soprattutto cinese e indiana. Attualmente è la produzione OPEC che deve rincorrere la domanda. Solo un aumento consistente della produzione o una incisiva azione di contenimento della domanda dei paesi più industrializzati potrebbe riportare i prezzi a livelli più contenuti. In tale ultima direzione sono rivolte le indicazioni dell'AIE ai paesi membri sulla possibilità di risparmiare nell'ordine di 1-3 milioni di barili/giorno di petrolio con misure attuabili in tempi brevi e a costi relativamente contenuti<sup>4</sup>.

Per gli operatori può essere più conveniente non aumentare troppo gli investimenti per mantenere elevato il prezzo del petrolio. In questo si trovano d'accordo sia le compagnie statali dei paesi OPEC sia le multinazionali private che nel 2004 hanno beneficiato di utili mai visti nei decenni precedenti. L'aumento degli utili rispetto al 2003 è stato del 18 per cento per Exxon/Mobil, del 21 per cento per Total, del 27 per cento per BP, del 48 per cento per Royal Dutch/Shell.

### Major e compagnie private indipendenti

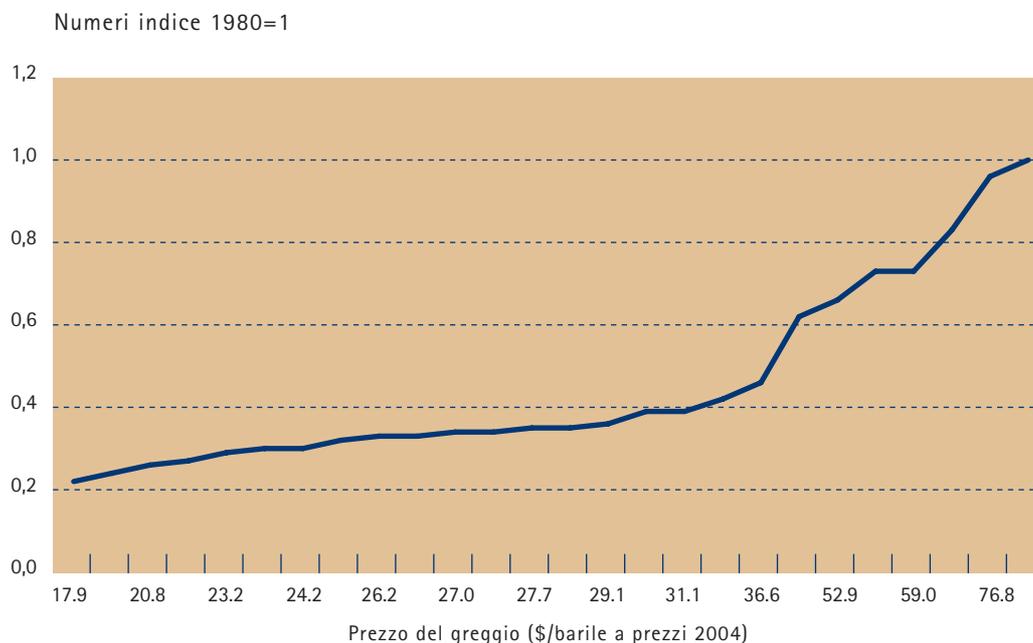
Il rallentamento nella crescita della domanda avvenuto negli ultimi decenni (da valori superiori al 5 per cento all'anno fino alla metà degli anni Settanta a valori mediamente dell'ordine dell'1,5 per cento all'anno dopo il 1985) aumenta l'esposizione delle compagnie private multinazionali ai cicli economici dell'economia mondiale. La naturale risposta delle compagnie è stata di ridurre i rischi di investimento attraverso interventi calibrati nel tempo, in modo da mantenere livelli di prezzo apprezzabili ma non tali da influire negativamente sulla domanda.

Le spese in esplorazione e sviluppo vengono tradizionalmente determinate in funzione delle previsioni del prezzo del petrolio, seguendo una logica che ha

---

4 *Saving Oil in a Hurry*, AIE, aprile 2005.

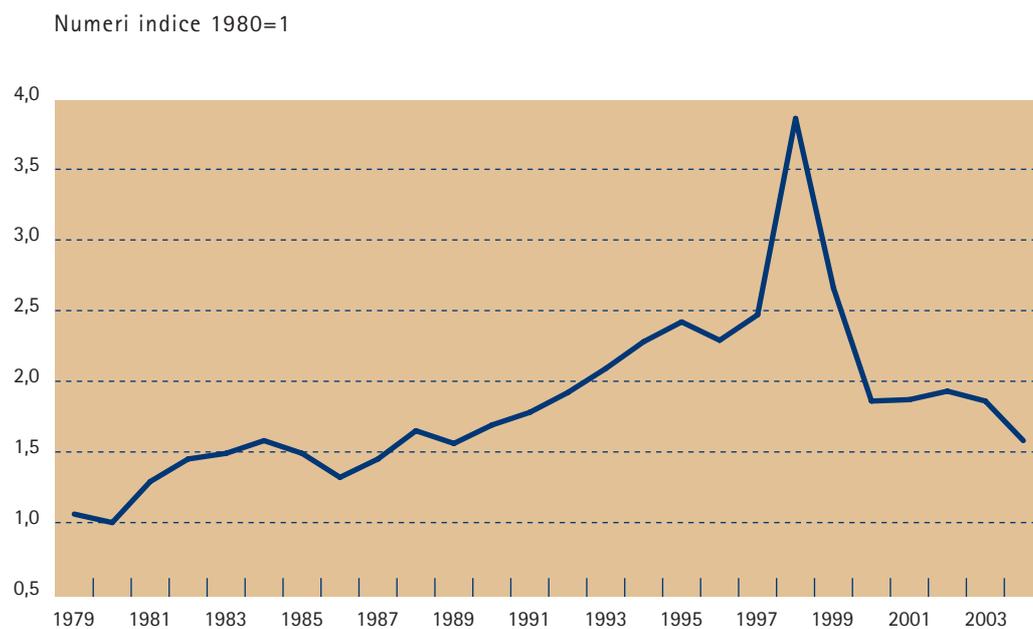
FIG. 1.5 INVESTIMENTI IN ESPLORAZIONE E SVILUPPO NORMALIZZATI ALLA PRODUZIONE IN FUNZIONE DELLE PROSPETTIVE DI PREZZO<sup>(A)</sup>



(A) Le ordinate rappresentano il rapporto tra investimenti e produzione dell'anno. Il prezzo del greggio è quello medio dei due anni precedenti.

Fonte: Elaborazioni di AEEG su dati dell'*Institut français du pétrole*.

FIG. 1.6 INVESTIMENTI NORMALIZZATI ALLA PRODUZIONE E AL PREZZO<sup>(A)</sup>



(A) Le ordinate rappresentano il rapporto tra investimenti e produzione dell'anno diviso per il prezzo medio dei due anni precedenti.

Fonte: Elaborazioni di AEEG su dati dell'*Institut français du pétrole*.

retto bene nel tempo (Fig. 1.5). Ma le compagnie non hanno dimenticato l'insegnamento della crisi asiatica alla fine degli anni Novanta, risultata in un crollo dei prezzi proprio in corrispondenza di una impennata degli investimenti (nel 1997 e nel 1998). Esse sono molto più cautelative nelle loro scelte, come evidenziato dal crollo della propensione agli investimenti a parità di domanda e prezzo del petrolio a partire dal 1998 (Fig. 1.6). Oltretutto, gli investimenti sono sempre più rallentati da crescenti esternalità di tipo ambientale e dalle sempre più lunghe e difficili negoziazioni con i paesi detentori delle risorse, nonché soggetti alle logiche di valutazione dei finanziatori che favoriscono investimenti con brevi tempi di ritorno.

**Compagnie dei paesi asiatici** Si distinguono le compagnie dei paesi asiatici con forti tassi di sviluppo della domanda di energia, il cui principale obiettivo è l'approvvigionamento di risorse petrolifere per il proprio paese. Le compagnie cinesi e indiane sono state particolarmente attive negli ultimi anni, soprattutto nel 2004, per assicurarsi giacimenti petroliferi in altri paesi da dedicare allo sviluppo delle loro economie. Con l'obiettivo di diminuire le incertezze del mercato internazionale del petrolio e per riflesso di contenere i costi dell'approvvigionamento, tali compagnie sono oramai in diretta concorrenza per la conquista di risorse di idrocarburi, spesso in paesi troppo rischiosi e politicamente sensibili per attrarre le compagnie multinazionali. L'attività delle compagnie cinesi e indiane è stata particolarmente frenetica a partire dal 2004 quando esse si sono avventurate anche nell'acquisto di compagnie petrolifere estere. Seppure in via indiretta, la crescente partecipazione nell'*upstream* petrolifero internazionale di queste compagnie per la produzione dedicata ai loro mercati nazionali di fatto sottrae risorse al mercato internazionale e non può che aumentare la pressione sui prezzi nel breve termine.

**OPEC** Diverso il problema delle compagnie statali dei paesi OPEC e di altri paesi produttori. Come evidenziato dall'AIE<sup>5</sup>, il flusso di investimenti per lo sviluppo delle risorse di idrocarburi non viene in genere determinato in base a logiche imprenditoriali ma dalle decisioni nazionali sulla velocità di sfruttamento delle risorse in funzione di obiettivi economici e sociali nell'interesse generale della popolazione. In particolare, il finanziamento di nuovi progetti può essere problematico laddove è elevato il debito pubblico e considerazioni di natura politica scoraggiano o precludono gli investimenti privati o stranieri.

---

5 Intervento del Direttore esecutivo dell'AIE, Claude Mandil, al secondo AIE/OPEC *Workshop on Oil Investment Prospects*, aprile 2004.

Le esportazioni di petrolio e prodotti petroliferi rappresentano ancora oggi circa il 70 per cento del PIL dei paesi dell'OPEC nel loro complesso e oltre l'80 per cento in alcuni di questi; la loro economia è pertanto estremamente sensibile al prezzo del petrolio. Dopo il crollo dei prezzi nel 1986 la loro crescita economica è stata molto bassa e in alcuni anni perfino negativa. Il forte incremento demografico (mediamente circa il 2 per cento annuo) ha nel tempo determinato un impoverimento generale della popolazione con tensioni sociali crescenti. È solo con l'aumento dei prezzi del petrolio dopo il 1998 che questi paesi stanno beneficiando di una ripresa della crescita attestatasi al 3,8 per cento, nel 2003, al 7,0 per cento nel 2004 e prevista al 7,3 per cento nel 2005. Ma in termini reali il PIL *pro capite* non è ancora tornato ai livelli dei primi anni Ottanta. Inoltre l'erosione del valore del dollaro ha severamente ridotto il potere di acquisto dei paesi OPEC legati in modo crescente all'area dell'euro, anche se la moneta usata per il commercio del petrolio rimane il dollaro.

È pertanto comprensibile l'importanza che questi paesi attribuiscono al duplice obiettivo di mantenere il prezzo del greggio al livello più elevato possibile e coerente con la crescita dell'economia mondiale e dei consumi di petrolio. Le strategie dei paesi dell'OPEC si riflettono nella scelta della banda di oscillazione dei prezzi, originariamente ideata appunto per garantire un tale equilibrio. L'identificazione della banda di 22-28 \$/barile è stata effettuata nel 2000 in base ai prezzi correnti nei dodici mesi precedenti e in via empirica, considerando la scarsa conoscenza della sensibilità dell'economia mondiale al prezzo del petrolio.

Nel corso del 2003 tale banda era stata più o meno rispettata, perlomeno nel senso che a periodi caratterizzati da prezzi superiori a 28 \$/barile facevano seguito periodi a prezzi inferiori. Peraltro, occorre considerare che il prezzo del paniere OPEC, a cui la banda faceva riferimento, era significativamente inferiore ai prezzi del Brent e del West Texas, attestandosi su valori medi di 24,36 \$/barile nel 2002 e di 28,10 \$/barile nel 2003, appena oltre la soglia massima<sup>6</sup>.

La banda di 22-28 \$/barile è stata ufficialmente sospesa nella riunione OPEC del 30 gennaio 2005 anche se nella pratica aveva perso ogni significato da almeno un anno. Nella riunione si faceva notare come il prezzo medio del paniere di riferimento OPEC come media del 2004 era stato pari a 36 \$/barile. Considerando la svalutazione del dollaro rispetto all'euro, questo equivale a poco meno di 28 \$/barile, in termini di valuta usata per la maggior parte delle importazioni dei paesi OPEC. Considerando inoltre che il prezzo si riferisce al paniere OPEC e non al WTI o al Brent, le critiche che l'OPEC abbia ignorato la fascia di variazione non paiono del tutto valide.

---

6 I valori corrispondenti per il Brent erano 25,03 e 28,81 \$/barile e per il WTI 26,13 e 31,09 \$/barile.

Nei primi mesi del 2005 ha cominciato a farsi avanti l'idea che i paesi industrializzati possano convivere con un prezzo del barile a 40-50 \$. Fonti ufficiose dell'OPEC indicavano una nuova banda compresa tra 28 e 35 \$/barile per un paniere tuttavia più pesante dell'attuale<sup>7</sup>. Tra i paesi membri dell'OPEC esisterebbe un consenso per innalzare la banda di oscillazione tra 40 e 50 \$/barile, spingendosi anche a intravedere una soglia di 55 \$/barile prima di un intervento indirizzato a calmierare i prezzi. L'impegno preso dai paesi OPEC nella riunione del 1° aprile per un ulteriore aumento di 0,5 milioni di barili/giorno qualora i prezzi riferiti al paniere OPEC si fossero mantenuti superiori a 55 \$/barile, di fatto indica la soglia massima della nuova banda.

L'OPEC giustifica l'aumento della banda con i cambiamenti strutturali nel mercato che hanno reso la precedente banda irrealistica, in termini di potere di acquisto del dollaro, e con l'accertata capacità dell'economia mondiale di assorbire il caro greggio senza subire una recessione.

## STATO DELLA LIBERALIZZAZIONE NEI PAESI MEMBRI

I rapporti sull'attuazione del mercato interno dell'energia elettrica e del gas preparati dalla Commissione europea, familiarmente noti come rapporti di *Benchmarking*, hanno svolto una utilissima funzione di esame critico dello sviluppo del mercato interno dal 2000 in poi. Il quarto rapporto di *Benchmarking*, pubblicato nel gennaio 2005, dovrebbe essere anche l'ultimo di questa serie in quanto la funzione svolta da questi rapporti viene formalmente assorbita dalla *Relazione Generale* che la Commissione deve presentare al Parlamento europeo e al Consiglio dei ministri sullo stato di attuazione delle Direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE, ogni anno a partire dal 2005.

Le direttive stabiliscono che la *Relazione Generale* deve indicare i progressi compiuti nella realizzazione del mercato interno e i rimanenti ostacoli con riferimento ai principali elementi che caratterizzano la liberalizzazione dei mercati. In sintesi, questi riguardano ogni anno:

- la separazione tra attività che possono essere affidate alla libera concorrenza sul mercato e attività sottoposte a regolazione, in quanto dipendono da

---

<sup>7</sup> L'idea sarebbe di aumentare il numero di greggi del paniere OPEC da 7 a 11, per riflettere le qualità più pesanti dei greggi prodotti dal cartello.

- infrastrutture essenziali con carattere di monopolio tecnico;
- le condizioni di accesso alle infrastrutture essenziali e le relative tariffe di utilizzo;
- le conseguenze economiche, ambientali e sociali dell'apertura dei mercati per i consumatori finali;
- l'equilibrio esistente e previsto tra domanda e offerta di energia elettrica e di gas con riferimento anche alle capacità di scambio tra le varie zone dell'Unione europea;
- le relazioni con i paesi terzi esportatori e/o di transito dell'energia e l'integrazione con i loro mercati;

e, ogni due anni (quindi a partire dal 2006):

- la qualità del servizio pubblico e l'effetto sulla concorrenza delle misure adottate dai paesi membri per adempiere agli obblighi di servizio.

La valutazione dei progressi compiuti sarà basata sull'uso di indicatori che ogni Stato membro è tenuto a comunicare alla Commissione europea con frequenza annuale.

Si esaminano di seguito i principali punti critici evidenziati dalla Commissione europea nel suo quarto rapporto di *Benchmarking*, tenendo presente i limiti di queste analisi fino a quando non verrà meglio standardizzata e uniformata la raccolta delle informazioni alla loro base. Infatti, il monitoraggio eseguito dai rapporti di *Benchmarking* ha evidenziato l'esigenza sia di una più precisa definizione degli indicatori, sia di una maggiore continuità e uniformità delle serie, ai fini di garantire l'attendibilità dei numeri.

Nel quarto rapporto la Commissione europea evidenzia tra i principali ostacoli allo sviluppo di mercati liberalizzati e concorrenziali:

- insoddisfacente separazione e indipendenza delle reti di trasporto;
- condizioni di accesso alle reti nei paesi membri ancora molto divaricate;
- inadeguatezza delle regole per gli scambi transfrontalieri di energia, soprattutto per il gas;
- elevata concentrazione dell'offerta;
- insufficiente penetrazione delle imprese fuori dal mercato nazionale;
- scarsa integrazione dei mercati energetici nazionali nel mercato interno;
- persistenza dei contratti di acquisto di lungo termine;
- prezzi crescenti dell'energia e scarsa liquidità dei mercati;
- limitata propensione a cambiare il fornitore;
- continuo affidamento a prezzi finali regolati.

Ai fini del raggiungimento degli obiettivi di attuazione del mercato interno la Commissione europea auspica, con particolare enfasi:

- una più celere e coerente trasposizione delle direttive nella legislazione nazionale;
- una maggiore indipendenza delle Autorità di regolazione;
- una migliore cooperazione tra Autorità di regolazione, Autorità della concorrenza e Commissione europea;
- lo sviluppo di infrastrutture di trasporto transfrontaliero per l'integrazione dei mercati.

Nella sintesi che segue le apprensioni della Commissione europea vengono esaminate con riferimento a tre principali problematiche:

- l'indipendenza delle reti e le condizioni di accesso;
- la concorrenza nel mercato unico europeo;
- le ripercussioni sui clienti finali.

## Indipendenza delle reti e condizioni di accesso

### Separazione delle reti

L'indipendenza delle attività di trasmissione elettrica e di trasporto del gas dalle attività di compravendita è un prerequisito fondamentale del funzionamento dei mercati liberalizzati. La mancata separazione delle attività di trasmissione e trasporto da quelle di compravendita lascia agli operatori delle reti la possibilità di applicare sussidi incrociati e di discriminare tra operatori del mercato all'ingrosso. Per tale motivo, la Commissione europea ha dato molta enfasi all'indipendenza delle reti, auspicando per il futuro la loro separazione proprietaria dalle altre attività di impresa e comunque imponendo nel tempo modelli di separazione di crescente efficacia.

L'adeguamento dei paesi membri e delle imprese in posizione dominante alle disposizioni contenute nelle direttive è stato molto diverso sia per l'energia elettrica rispetto al gas, sia per le reti di trasmissione e trasporto rispetto alle reti di distribuzione. La tavola 1.5 riflette tali diversità in termini di incidenza sul mercato europeo dei diversi modelli di separazione passando dal più blando della separazione contabile al più rigoroso della separazione proprietaria.

La tavola evidenzia il rapido adeguamento della trasmissione elettrica al modello più virtuoso della separazione proprietaria, a fronte di una sostanziale stabilità nel settore del trasporto del gas con la presenza di regimi caratterizzati da una maggiore opacità. Per converso la distribuzione del gas mostra una più pro-

TAV. 1.5 **INCIDENZA DEI MODELLI DI SEPARAZIONE DELLE RETI  
SUL MERCATO FINALE DELL'ENERGIA**

Valori percentuali

	ENERGIA ELETTRICA				GAS			
	TRASPORTO		DISTRIBUZIONE		TRASPORTO		DISTRIBUZIONE	
	2001	2004	2001	2004	2001	2004	2001	2004
<b>EU-15</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
Nessuna	4	0	48	0	2	3	27	2
Contabile	39	0	29	26	51	33	45	33
Amministrativa	11	21	0	21	1	1	0	1
Legale	16	28	9	53	22	34	4	40
Proprietaria	31	51	15	0	24	29	24	23
<b>EU-10</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
Nessuna	9	1	59	2	50	2	90	24
Contabile	91	2	10	83	50	29	10	66
Amministrativa	0	1	32	10	0	10	0	10
Legale	0	96	0	5	0	59	0	0
Proprietaria	0	0	0	0	0	0	0	0
<b>EU-25</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>	<b>100</b>
Nessuna	4	0	49	0	7	3	33	4
Contabile	44	0	27	31	51	33	41	37
Amministrativa	10	19	3	20	1	2	0	2
Legale	14	35	8	49	20	37	4	36
Proprietaria	28	46	13	0	22	26	22	20

Fonte: Commissione europea, *Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*, Brussel, 5 gennaio 2005, SEC (2004) 1720.

nunciata inclinazione all'adattamento, nonostante la separazione legale non sia richiesta dalle direttive prima del 2007. Il recente regresso verso modelli meno virtuosi nel settore della distribuzione elettrica riflette esclusivamente l'acquisto delle reti di distribuzione nel Regno Unito effettuato da operatori attivi in altri comparti della filiera elettrica, come parte di una strategia di integrazione verticale volta a rispondere al forte calo dei prezzi verificatosi nel 2002-2003.

#### Accesso alle reti

L'accesso alle reti da parte di operatori terzi è aumentato in modo apprezzabile negli ultimi tre anni. Nel settore elettrico si può stimare un aumento dal 20 per cento nel 2000 al 60 per cento nel 2004, in termini di consumo del mer-

cato finale raggiunto dalle reti. Nel settore del gas l'aumento è stato inferiore ma comunque significativo, dal 15 per cento al 35 per cento. Va tuttavia osservato che l'aumento è dovuto soprattutto al cambio di modello in alcuni principali paesi membri (Italia, Spagna, Francia, Olanda): da uno di accesso ai terzi in uno di accesso alla pari per tutti a seguito della separazione legale delle attività di trasporto e distribuzione da quelle di commercio. All'inizio del periodo i valori sono infatti fortemente influenzati dal Regno Unito dove era già in atto da diversi anni il modello del *common carrier*, essendo le società di trasmissione e trasporto (National Grid e Transco) di proprietà separata dagli operatori dell'*upstream* e dai fornitori.

Nel settore dell'energia elettrica, la maggior parte dei paesi membri ha optato per un modello di bilanciamento tra domanda e offerta con prezzi duali distinti a seconda che il fornitore sia lungo o corto rispetto alle previsioni, con l'obiettivo di incentivare gli operatori a minimizzare gli sbilanci. I prezzi sono significativamente più elevati per l'acquisto di energia in difetto che non per la vendita di energia in eccesso. Le forti differenze rilevate, dell'ordine di 20-50 €/MWh, vengono aggravate quando il fornitore non ha la possibilità di equilibrare le sue posizioni mediante commerci bilaterali o in mancanza di un adeguato mercato di aggiustamento, o quando l'intervallo di tempo per l'aggiustamento è troppo breve. In presenza di una forte concentrazione dell'offerta, i nuovi entranti si trovano assoggettati all'impresa dominante o agli elevati oneri di bilanciamento disposti dal gestore della rete, oneri che vengono comunque determinati in base ai prezzi decisi dall'impresa dominante.

Un maggiore ricorso alle borse elettriche e un più importante ruolo della domanda nella determinazione del prezzo di borsa possono avere significativi effetti positivi sul funzionamento del mercato elettrico, come anche l'estensione dell'area di bilanciamento per comprendere un maggior numero di fornitori, che tuttavia richiede un rafforzamento delle interconnessioni. In ogni caso, la Commissione europea evidenzia come la borsa obbligatoria, adottata in Spagna e in parte in Italia, sebbene abbia indubbi meriti in quanto riduce i costi di sbilanciamento e i rischi di nuovi entranti, ha l'inconveniente di socializzare e aumentare i costi, dato che gli operatori non sono incentivati a minimizzare gli sbilanci.

Nel settore del gas la Commissione europea evidenzia la permanenza in molti paesi membri di procedure di prenotazione e di bilanciamento troppo rigide che penalizzano soprattutto gli operatori più piccoli, con maggiori difficoltà a equilibrare sbilanci di segno opposto a breve termine. Tuttavia, il riconoscimento di una maggiore flessibilità ai singoli operatori comporta un aumento dei costi di bilanciamento del gestore della rete di trasporto che non possono che essere socializzati nelle tariffe. Pertanto, l'introduzione della concorrenza nel mercato del gas con l'entrata di nuovi operatori in genere implica un certo grado di sus-

sidio incrociato da clienti finali con prelievi stabili a favore di clienti finali con prelievi più volatili.

I paesi membri e i gestori delle reti di trasporto hanno fatto scelte relative alle regole di utilizzo delle reti e ai criteri di bilanciamento che non sembrano favorire l'integrazione del mercato del gas a livello europeo. Nonostante una tendenza verso una maggiore uniformità nel tempo, rimangono ancora significative differenze in termini di: riserva di capacità (*entry-exit*, punto a punto); allocazione della capacità (aste, ordine di prenotazione); livello di tolleranza (variabile da 2 a oltre 15 per cento); periodo di bilanciamento (giorno, ora, frazione di ora) ecc.

L'accesso agli stoccaggi per il bilanciamento stagionale è un altro fattore di discordia evidenziato dalla Commissione europea che lamenta la lentezza di un accordo tra i paesi membri sugli standard minimi di accesso. Diversamente dalle reti di trasporto e distribuzione, gli stoccaggi non sono monopoli naturali sia perché possono essere frazionati e operati in modo disgiunto, sia perché esistono altri strumenti di bilanciamento stagionale (anche se meno efficaci). Su questa base, le direttive europee non impongono l'accesso regolato agli stoccaggi e prevedono l'accesso di terzi ove necessario per motivi tecnici ed economici. Tuttavia, gli stoccaggi più rilevanti sono di proprietà delle imprese dominanti, mentre i diversi paesi membri e gli operatori hanno adottato regole di accesso molto diverse che non facilitano l'integrazione del mercato su scala europea.

## Tariffe

La Commissione europea osserva che le tariffe di accesso alle reti di trasporto dell'energia elettrica e del gas mostrano ancora un forte grado di divergenza tra i vari paesi membri che può difficilmente essere attribuito a difformità legate a fattori tecnici (Tav. 1.6). Nel settore elettrico vi sono differenze dell'ordine del 40-50 per cento tra i valori minimi e massimi degli oneri di trasporto e distribuzione rispetto alla media dei valori riscontrati nei vari paesi membri. Nel settore del gas le divergenze sono ancora maggiori con scarti dei valori minimi e massimi tra il 60 e il 100 per cento rispetto alla media. La variabilità delle tariffe rimane elevata anche in termini relativi rispetto al prezzo medio al consumatore finale al netto delle tasse.

Nel caso del gas, le differenze rilevate possono essere in parte ascrivibili alla diversa struttura tariffaria adottata nei vari paesi, anche se la crescente diffusione del sistema *entry-exit* avrebbe dovuto portare a una maggiore uniformità negli oneri per il trasporto del gas rispetto ai sistemi punto a punto o a francobollo, ancora prevalenti in alcuni paesi membri. Tuttavia, nel settore elettrico è più difficile giustificare una divergenza quale quella riscontrata con argomenti di natura strutturale.

Un fattore significativo che non può essere trascurato riguarda le modalità di determinazione e approvazione delle tariffe da parte delle Autorità locali. In

TAV. 1.6 ONERI DI ACCESSO ALLE RETI E PREZZI FINALI NEL 2004

Prezzi finali e oneri di trasporto in €/MWh per l'energia elettrica e in c€/m<sup>3</sup> per il gas naturale

CLIENTE TIPO E CONSUMO ANNUO <sup>(A)</sup>	PREZZO FINALE AL NETTO DELLE IMPOSTE	ONERE DI TRASPORTO	INCIDENZA PERCENTUALE <sup>(B)</sup>
<b>ENERGIA ELETTRICA</b>			
<b>Cliente industriale tipo IG (24 GWh)</b>			
Media UE	50,9	11,7	25,2
Valore minimo	38,3	6,0	14,6
Valore massimo	71,4	17,0	39,2
<b>Cliente industriale tipo IB (50 MWh)</b>			
Media UE	97,4	39,8	43,4
Valore minimo	68,5	22,0	31,5
Valore massimo	142,2	56,0	58,9
<b>Cliente domestico tipo DC (3.500 kWh)</b>			
Media UE	101,8	44,6	44,0
Valore minimo	62,1	30,0	25,1
Valore massimo	143,4	62,0	62,2
<b>GAS NATURALE</b>			
<b>Cliente industriale tipo I4 (12,1Mm<sup>3</sup>)</b>			
Media UE	14,5	2,3	14,5
Valore minimo	12,4	1,0	12,8
Valore massimo	18,0	4,8	18,5
<b>Cliente industriale tipo I1 (12.100 m<sup>3</sup>)</b>			
Media UE	27,1	7,7	20,9
Valore minimo	19,2	2,4	9,4
Valore massimo	34,8	13,4	37,1
<b>Cliente domestico tipo D3 (2.427 m<sup>3</sup>)</b>			
Media UE	30,3	10,3	32,5
Valore minimo	22,5	2,9	10,2
Valore massimo	39,6	20,6	60,0

(A) I clienti tipo sono definiti da Eurostat, sulla base del consumo annuo (indicato in parentesi) e di altre caratteristiche (potenza, fattore di carico ecc.).

(B) L'incidenza media a livello UE è calcolata come media aritmetica delle incidenze medie nei singoli paesi membri. Le incidenze minime e massime si riferiscono ai valori minimi e massimi delle medie rilevate nei singoli paesi membri.

Fonte: Commissione europea, *Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*, Brussel, 5 gennaio 2005, SEC (2004) 1720.

dieci paesi membri viene applicato l'approccio dei ricavi riconosciuti utilizzando la metodologia di calcolo del WACC<sup>8</sup>. I parametri economici e finanziari utilizzati per il calcolo del rendimento riconosciuto del capitale investito netto variano notevolmente tra i paesi membri con risultati estremamente differenziati. Il rendimento riconosciuto in termini reali al lordo delle imposte varia tra valori minimi inferiori al 5 per cento e valori massimi prossimi al 9 per cento a seconda del tipo di trasporto. La diversità delle ipotesi sottese al calcolo del capitale investito netto riconosciuto a fini regolatori o RAB<sup>9</sup>, contribuisce alle forti differenze riscontrate nelle tariffe.

## Concorrenza nel mercato unico

La Commissione europea è molto critica sul continuo elevato grado di concentrazione dei mercati europei dell'energia elettrica e del gas. Nella maggior parte dei mercati nazionali dominano una o due imprese e tale predominio è appena scalfito nel tempo come si può desumere dai dati riportati nella tavola 1.7. Nel settore elettrico vi è stato semmai un processo di concentrazione delle maggiori imprese di generazione che travalica le frontiere nazionali. Infatti, la quota del mercato finale elettrico europeo coperta dalle otto maggiori imprese è aumentata dal 58 per cento nel 1998 a circa il 75 per cento nel 2004. Nel settore del gas il processo di concentrazione si è focalizzato sulle imprese di distribuzione, lasciando praticamente intatti i campioni nazionali dell'era dei monopoli.

### Concorrenza sui mercati nazionali

L'esistenza di mercati all'ingrosso liquidi e ben funzionanti è una componente essenziale della concorrenza; tali mercati offrono alle imprese la possibilità di acquistare e vendere energia per riequilibrare il portafoglio. In loro mancanza le imprese sono costrette ad acquistare e vendere ai concorrenti, il che molto spesso significa all'impresa dominante sul mercato nazionale. In diversi paesi membri sono stati adottati programmi di rilascio di capacità di generazione elettrica o di contratti di importazione di gas attraverso meccanismi di vendita all'asta o l'imposizione di tetti alla fornitura, ma con scarso successo ai fini della concorrenza in quanto è sempre l'impresa dominante a manipolare i prezzi. Maggiore successo hanno avuto gli interventi di alienazione della capacità di generazione o dei contratti di importazione di gas. La loro applicazione, seppure limitata a pochi paesi membri, ha contribuito all'internazionalizzazione

---

8 *Weighted Average Cost of Capital.*

9 *Regulatory Asset Base.*

TAV. 1.7 **INDICATORI DEL GRADO DI CONCENTRAZIONE DELLE IMPRESE NEI MERCATI NAZIONALI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS**

Valori medi ponderati con le quantità di energia

	UE-15		UE-10		UE-25	
	2001	2004	2001	2004	2001	2004
<b>Energia elettrica</b>						
Capacità di generazione dell'impresa dominante (%)	51,2	45,6	41,9	42,6	50,3	45,3
Capacità di generazione delle prime 3 imprese (%)	74,0	70,9	60,9	61,1	72,8	69,9
Numero di generatori con più del 5% della capacità	3,9	4,5	3,8	4,1	3,9	4,4
Vendite finali dei primi 3 fornitori (%)	68,4	68,9	46,8	51,6	66,4	67,3
Fornitori con più del 5% del mercato finale	3,4	3,8	4,0	4,7	3,4	3,8
<b>Gas</b>						
Gas controllato dall'impresa dominante (%)	69,0	61,3	95,3	94,4	71,7	64,6
Imprese con più del 5% dell'offerta primaria	4,0	4,3	1,1	1,1	3,7	4,0
Vendite finali controllate dall'impresa dominante (%)	56,5	42,5	65,1	56,5	57,4	43,8
Fornitori con più del 5% del mercato finale	2,6	3,0	3,2	5,4	2,6	3,2
Vendite finali dei primi 3 fornitori (%)	64,3	68,0	69,6	68,8	64,9	68,1

Fonte: Commissione europea, *Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*, Brussel, 5 gennaio 2005, SEC (2004) 1720.

delle imprese e quindi alla creazione del mercato interno dell'energia.

I mercati all'ingrosso dell'elettricità sono in genere caratterizzati da uno scarso livello di liquidità. Sebbene in alcuni paesi membri l'energia trattata nelle borse elettriche copra una parte significativa della domanda, la concorrenza è spesso limitata dalla mancanza di trasparenza nella formazione dei prezzi, con il risultato di lasciare la maggior parte del mercato in mano agli operatori dominanti. In quasi tutti i mercati il volume dei commerci di elettricità è appena una frazione (spesso insignificante) del consumo finale. Solo nei mercati elettrici più avanzati del Regno Unito e dei paesi nordici il rapporto tra energia commercializzata ed effettivamente venduta sul mercato intermedio o finale si avvicina ai livelli fisiologici (almeno pari a 5-10) che permettono la copertura dei rischi senza distorcere il mercato. Un ulteriore ostacolo allo sviluppo di mercati concorrenziali, soprattutto nei paesi membri di recente accessione, è costituito dalla permanenza di contratti di acquisto di lungo termine della generazione elettrica.

Nel settore del gas un mercato all'ingrosso ben sviluppato esiste solo nel Regno Unito, facilitato soprattutto dalle ampie riserve di gas naturale sfruttate in via concorrenziale dagli anni Ottanta in poi. Nel continente europeo, largamente dipendente dalle importazioni per gli approvvigionamenti, lo sviluppo dei mercati all'ingrosso è rallentato dalla persistenza sia di contratti bilaterali a lungo termine sia delle clausole che legano gli importatori, i produttori e i fornitori sul mercato finale. Tali contratti vengono giustificati dagli elevati investimenti

necessari per lo sviluppo dei nuovi giacimenti e dei sistemi di trasporto internazionale, anche se la loro durata sembra andare ben oltre i normali tempi di ritorno del capitale. Incipienti mercati all'ingrosso stanno nascendo da qualche anno nei punti di confluenza di più fonti di approvvigionamento, soprattutto in Belgio e in Olanda ma anche in Austria e in Italia. Con l'espansione e la crescente consistenza e stabilità di questi mercati dovrebbe calare il rischio di investimento in nuove iniziative di approvvigionamento del gas, oltre che parallelamente ridursi l'esigenza di coprirsi con contratti di lungo termine.

### Internazionalizzazione dei mercati

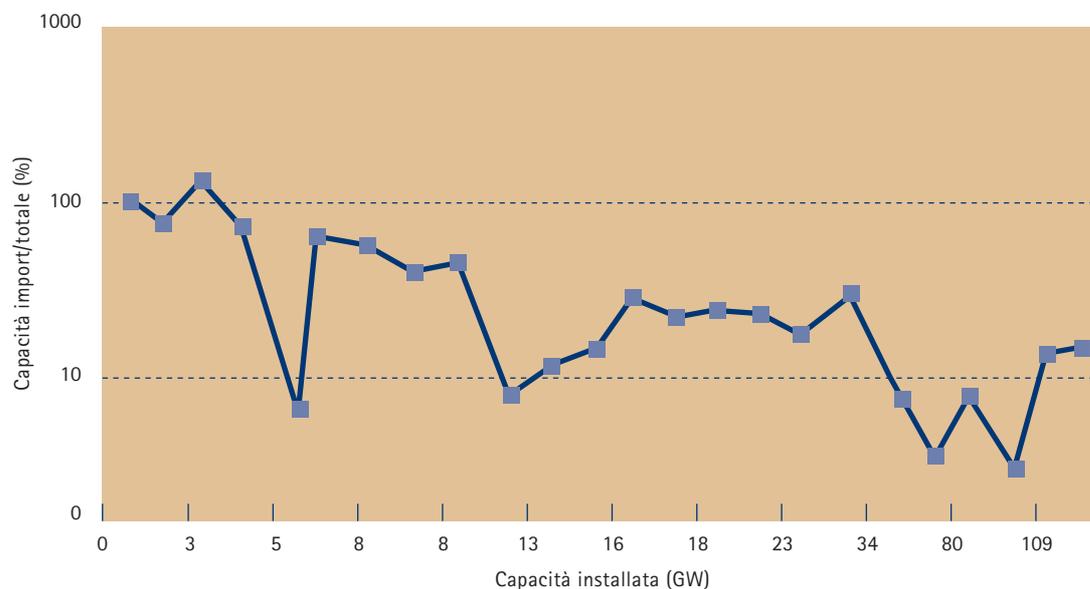
L'espansione dei mercati nella dimensione internazionale contribuisce ad aumentare la concorrenza nei mercati nazionali. Nonostante la significativa espansione delle maggiori imprese fuori dall'originario mercato nazionale mediante fusioni e acquisizioni, la Commissione europea mostra disappunto per la scarsa internazionalizzazione. Infatti, nel settore elettrico i fornitori esteri rappresentano mediamente meno del 20 per cento delle forniture nazionali sul mercato finale e nel settore del gas l'incidenza è inferiore al 10 per cento.

L'interpenetrazione delle imprese nei mercati nazionali negli ultimi anni è avvenuta attraverso operazioni di fusione e acquisizione di imprese attive in altri mercati nazionali più che tramite attività di importazione ed esportazione di energia attraverso le frontiere. Infatti, il significativo aumento delle forniture di imprese estere negli ultimi anni è solo in piccola parte attribuibile ai flussi transfrontalieri di energia. Le imprese estere rappresentano una quota significativa se non rilevante essenzialmente nei paesi membri dove sono avvenuti importanti processi di privatizzazione e acquisizione, soprattutto Regno Unito, Italia, paesi di recente accessione e pochi altri.

La scarsa interpenetrazione dei mercati attraverso il commercio transfrontaliero è in gran parte attribuibile alla mancanza di interconnessioni finalizzate agli scambi. La maggior parte dei paesi membri è ancora molto lontana dal traguardo indicato dalla Commissione europea di una capacità di trasporto internazionale superiore al 10 per cento della capacità di generazione elettrica totale. A questo riguardo è significativo che, se si escludono i paesi isolani (Regno Unito e Irlanda), tale rapporto è inversamente proporzionale alla capacità totale installata (Fig. 1.7), confermando che la capacità di interconnessione elettrica continua a essere determinata da considerazioni non legate a obiettivi di concorrenza ma alla necessità di scambio e di sicurezza degli approvvigionamenti.

Molto particolare è il discorso nel caso del gas per il quale le infrastrutture di trasporto internazionale riflettono esclusivamente i flussi di approvvigionamento e transito dai paesi produttori. Diversamente dal settore elettrico, il trasporto del gas,

FIG. 1.7 CAPACITÀ INSTALLATA E CAPACITÀ DI INTERCONNESSIONE NEI PAESI MEMBRI DELL'UNIONE EUROPEA



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Commissione europea.

che richiede lo spostamento fisico di materia e la costruzione di condotte dedicate per l'interpenetrazione dei mercati, è più rischioso e più difficile da finanziare. Il potenziamento delle linee di trasporto del gas continuerà a riflettere le rotte dell'approvvigionamento internazionale e potrà contribuire alla concorrenza solo nella misura in cui vengono contemporaneamente sviluppati mercati all'ingrosso in opportuni punti di scambio virtuale. La fondamentale diversità con l'energia elettrica spiega anche la difficoltà a raggiungere un accordo per il gas analogo a quello per gli scambi transfrontalieri di elettricità, disciplinato dal regolamento 1228/2003/CE.

## Ripercussioni sui clienti finali

### Prezzo dell'energia

La Commissione europea nota con soddisfazione la convergenza dei prezzi all'ingrosso nei paesi membri sia per l'energia elettrica sia per il gas. Nel settore elettrico, con la manifesta eccezione dell'Italia, i prezzi sono allineati sui 30 €/MWh sia per le transazioni bilaterali sia nelle borse elettriche. Gli scarti rispetto al valore medio sono inferiori a 2-3 €/MWh, se confrontati ai 10-20 €/MWh del 2003 e degli anni precedenti. Nel contempo rileva una tendenza in crescita nei mercati a termine che rispecchia l'aumento del prezzo delle fonti energetiche primarie sui mercati mondiali nel 2003 e nel 2004. In particolare il prezzo del gas all'importazione, pur mostrando una sostanziale convergenza tra paesi membri, è aumentato da valori medi attorno a 10 €/MWh a valori prossi-

mi a 12 €/MWh tra il 2003 e il 2004.

Per converso, i prezzi al cliente finale continuano a essere molto divaricati tra i paesi membri. Gli scarti rispetto al prezzo medio per una data tipologia di cliente finale sono spesso superiori al 25-30 per cento (Tav. 1.6). Questi divari sono solo in parte attribuibili alle divergenze nei costi di trasmissione e trasporto, evidenziate in precedenza. Un'altra fonte di diversità, che meriterebbe una più approfondita analisi, riguarda la possibilità di sussidi incrociati tra le varie tipologie di clienti finali o a favore di settori a elevato consumo di energia che notoriamente vengono applicati in modo differenziato in quasi tutti i paesi membri per ragioni di politica industriale o, nel settore domestico, per ragioni di politica sociale e per la protezione di gruppi disagiati.

### Cambio del fornitore

All'inizio del processo di liberalizzazione la principale preoccupazione della Commissione europea era la lenta apertura dei mercati. Nel 2004 il 90 per cento del mercato elettrico e l'84 per cento del mercato del gas risultavano aperti alla concorrenza nell'EU-15 (rispettivamente, il 78 e il 77 per cento includendo i paesi membri di nuova accessione), così che il problema maggiore riguarda ormai il cambio del fornitore. Il tasso di cambio, in termini di consumo dei clienti idonei che hanno sostituito il fornitore o rinegoziato le tariffe con quello vecchio a partire dalla prima apertura del mercato, rappresenta in genere solo una frazione del potenziale: meno del 20 per cento del mercato libero nella grande industria e attorno al 10 per cento nella piccola industria e nel commercio, per non parlare del settore domestico, dove il tasso di cambio è nella maggior parte dei paesi membri un ordine di grandezza inferiore. Le tavole 1.8 e 1.9 illustrano l'apertura dei mercati e il tasso di cambio del fornitore nel periodo 2000-2004. Tra i principali ostacoli rilevati dalla Commissione europea per il cambio del fornitore vi sono: la difficoltà a effettuare confronti tra le varie tipologie di contratto, almeno nel caso dei consumatori minori; la relativamente bassa inci-

TAV. 1.8 APERTURA DEL MERCATO 2000-2004

Valori percentuali

	ENERGIA ELETTRICA		GAS	
	2000	2004	2000	2004
UE-15	68,0	90,2	69,0	93,7
UE-10	40,1	54,6	20,0	40,3
UE-25	64,0	86,9	61,1	88,5

Fonte: Commissione europea, *Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*, Brussel, 5 gennaio 2005, SEC (2004) 1720.

TAV. 1.9 QUOTA DEL MERCATO LIBERO CHE HA CAMBIATO FORNITORE<sup>(A)</sup>

Valori percentuali

	ENERGIA ELETTRICA		GAS	
	GRANDE INDUSTRIA	ALTRI CLIENTI FINALI NON DOMESTICI	GRANDE INDUSTRIA	ALTRI CLIENTI FINALI NON DOMESTICI
UE-15	20,5	8,7	18,3	9,2
UE-10	10,5	2,1	1,6	0,0
UE-25	19,9	8,3	17,8	8,8

(A) Almeno una volta nel periodo 2000-2004.

Fonte: Commissione europea, *Annual Report on the Implementation of the Gas and Electricity Internal Market*, Brussel, 5 gennaio 2005, SEC (2004) 1720.

denza del costo dell'energia, soprattutto nel caso dei consumatori domestici e del piccolo commercio, tariffe comunque protette per larghe fasce di consumatori; il maggiore impegno dei fornitori nel più ricco mercato dei grandi consumatori industriali, per via anche dei minori costi commerciali. Ma forse il principale problema è da ricercare nella macchinosità del cambio che in genere richiede pratiche amministrative e burocratiche, anziché essere pratico e veloce. In un mercato veramente liberalizzato dovrebbe risultare possibile comprare blocchi di energia come si acquistano provviste alimentari al supermercato; in quei paesi membri, come il Regno Unito, nei quali molti fornitori si sono orientati in questo senso il tasso di cambio è molto più elevato.

I clienti finali sono particolarmente sensibili al prezzo della fornitura, soprattutto nel settore industriale. A tale riguardo, gli operatori del settore elettrico e del gas dovrebbero compiere uno sforzo per facilitare la comprensione delle condizioni economiche di fornitura, tuttora molto carente nella maggior parte delle offerte commerciali. Analogamente, la fatturazione lascia molto a desiderare in termini di chiarezza della formazione del prezzo. Se cambiano fornitore, i clienti finali si aspettano una riduzione della bolletta; occorre quindi maggiore attenzione a chiarire le condizioni di utilizzo da parte del cliente finale (orari di punta, fuori punta, sbilanciamenti ecc.) che possono portare a un aumento anziché a un calo del costo complessivo. Inoltre, devono essere meglio evidenziate eventuali condizioni al contorno che possono influenzare il prezzo effettivamente applicato, come per esempio, l'indicizzazione nei contratti di più lunga durata.

#### Regolazione dei prezzi finali

Gli obblighi di servizio pubblico, che i paesi membri hanno il diritto di imporre in capo alle imprese che forniscono servizi di interesse generale, riguardano la sicurezza degli approvvigionamenti, la regolarità, la qualità e il prezzo delle

forniture, oltre che la protezione dell'ambiente<sup>10</sup>. Tuttavia, gli obblighi di servizio pubblico e di protezione dei consumatori devono essere ideati e attuati in modo da risultare compatibili con la liberalizzazione dei mercati, orientata ad abbassare i costi dell'approvvigionamento dell'energia. Tale esigenza forma l'oggetto dell'art. 3 delle Direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE.

La Commissione europea è particolarmente severa nei confronti della permanenza di politiche di controllo dei prezzi finali nei mercati liberalizzati, in quanto esse distorcono il corretto funzionamento del mercato. Praticamente tutti i paesi membri hanno adottato meccanismi di protezione dei clienti finali (domestici e non) che in un modo o nell'altro tendono a ostacolare la formazione dei prezzi in base al normale equilibrio tra domanda e offerta e l'azione della concorrenza. In diversi paesi membri, soprattutto in quelli di nuova accessione ma anche in Francia, Portogallo e Spagna, i prezzi dell'energia elettrica e del gas nel settore domestico continuano a essere fissati dal governo con logiche di politica sociale più che in base agli effettivi costi di fornitura. In Germania gli aumenti di prezzo per i piccoli consumatori devono in genere essere approvati dai *Laender* locali, così come avviene in Austria. In Italia (solo per il gas), Irlanda e Spagna (fino al 2003 anche nel Regno Unito) i clienti finali possono scegliere tra i prezzi liberi che si formano nel mercato e un prezzo di riferimento fissato dal regolatore. In quasi tutti i paesi, inoltre, sono imposti tetti ai prezzi che si formano nelle borse elettriche che impediscono i benefici attesi dal mercato.

La posizione della Commissione europea è che, sebbene queste e altre forme di controllo possano essere transitoriamente utili e anche essenziali nelle prime fasi di apertura del mercato, vi è il serio rischio che abbiano anche l'effetto di reprimere la spinta alla concorrenza, ostacolare gli investimenti e confondere il cliente finale.

## PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA E DEL GAS NELL'UNIONE EUROPEA

Le statistiche Eurostat consentono di valutare, rispetto agli altri paesi dell'Unione europea, il livello dei prezzi italiani pagati dall'utente finale distintamente per diverse tipologie di consumo, specificate per livello di consumo annuo, potenza installata e fattore di carico.

I prezzi italiani vengono confrontati con la media ponderata europea, calcolata in funzione dei consumi nazionali in volume nell'anno 2000 (distinti per utenza

---

<sup>10</sup> Comunicazione della Commissione europea, COM (2004), n. 364.

domestica e utenza industriale). Ciò permette di effettuare un confronto tra i prezzi più corretto, in quanto in ciascun paese europeo i consumi hanno dimensioni assai diverse.

I prezzi sono espressi in centesimi di euro per kWh per i consumi di energia elettrica e in centesimi di euro per metro cubo per i consumi di gas, convertendo i prezzi denominati nelle valute nazionali con le rispettive parità fisse contro l'euro, o con il cambio corrente per i paesi non appartenenti all'Unione monetaria europea.

Occorre inoltre precisare che, secondo la definizione Eurostat, il prezzo al netto delle imposte è da intendersi non soltanto al netto di quelle vere e proprie (come le accise o l'IVA), ma anche al netto di qualunque tassa o altro onere generale pagabile dal consumatore finale non incluso nel prezzo industriale, come, per esempio, un'ecotassa. Nel caso italiano ciò significa che l'Eurostat, con riferimento ai prezzi dell'energia elettrica, colloca fra le componenti di natura fiscale del prezzo lordo gli oneri generali di sistema (le componenti A e UC), mentre li esclude dal prezzo netto. Inoltre i prezzi rilevati dall'Eurostat non includono il costo dell'allacciamento iniziale alla rete.

Il processo di graduale apertura dei mercati dell'energia elettrica e del gas dal lato della domanda e le modifiche strutturali dell'offerta hanno determinato l'evoluzione delle tariffe, nate in contesti monopolistici, verso sistemi di prezzo più complessi. Le statistiche Eurostat riflettono, oggi, solo marginalmente questa complessità. Infatti, molti dei prezzi rilevati dall'Eurostat sono amministrati o di riferimento (prezzi massimi o prezzi raccomandati), solo in pochi casi vengono registrati i prezzi liberamente negoziati tra le parti. Questi ultimi dovrebbero riflettere i prezzi di mercato più rappresentativi per una determinata fornitura di energia elettrica o di gas naturale; spesso, in realtà, si tratta solo dei prezzi praticati dall'ex monopolista che tendono a perdere di significatività via via che quest'ultimo perde quote di mercato. Allo scopo di migliorare la qualità delle proprie rilevazioni l'Eurostat ha istituito, nel corso del 2002, una *task force* che ha proposto una metodologia di rilevazione dei dati alternativa a quella attuale. Tale metodologia, oggi in fase di prova in alcuni paesi europei, prevede la rilevazione dei prezzi medi relativi a diverse classi di consumo, anziché dei prezzi puntuali relativi a precisi valori di consumo (consumatori standard); dovrebbe inoltre consentire una migliore rappresentazione dei prezzi finali pagati dai consumatori che acquistano l'energia elettrica e il gas sul mercato libero. In caso di esito positivo della fase di prova la nuova metodologia sarà applicata a regime a partire dall'1 luglio 2007, in concomitanza con la completa apertura dei mercati dell'energia elettrica e del gas.

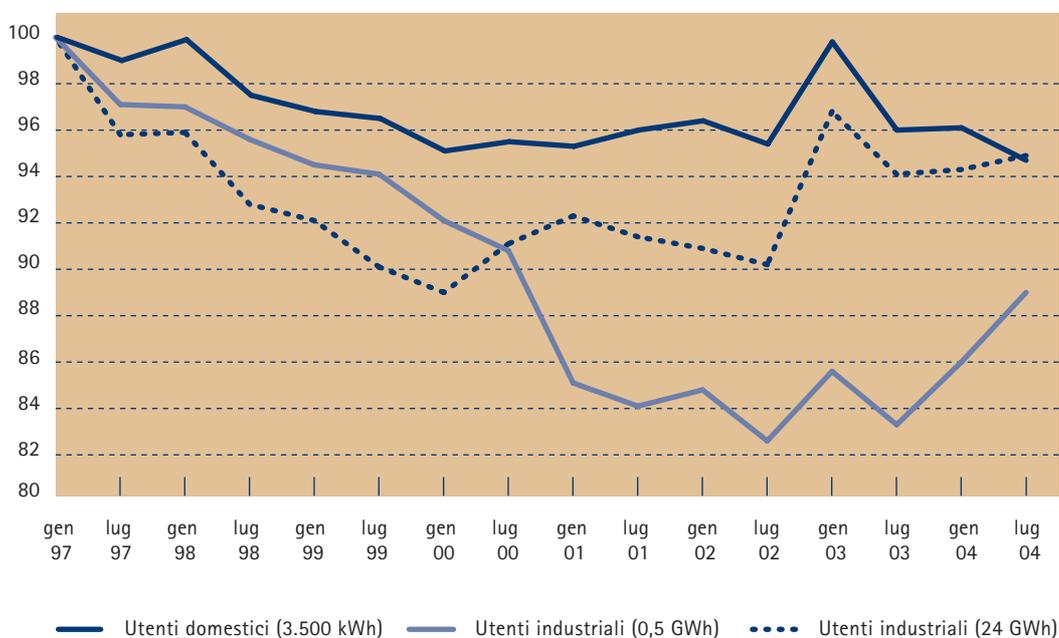
## Prezzi dell'energia elettrica

Nel grafico della figura 1.8 è rappresentato l'andamento dei prezzi medi europei dell'energia elettrica negli ultimi otto anni con riferimento ad alcune categorie di consumo: utenti domestici, piccoli utenti commerciali/industriali, medi utenti industriali.

Nel periodo 1997-2000 i prezzi medi europei dell'energia elettrica si sono mossi al ribasso, soprattutto con riferimento agli usi non domestici. Nel successivo quadriennio mentre i prezzi pagati dai consumatori industriali, dopo una fase di assestamento, hanno ripreso a crescere, i prezzi finali pagati dall'utenza domestica sono rimasti stabili intorno al livello raggiunto nel gennaio 2000. Si noti nel grafico la punta relativa al gennaio 2003 che riflette la forte crescita dei prezzi scandinavi in seguito alla carenza di offerta registrata dalla borsa elettrica (*Nord Pool*) tra la fine del 2002 e il primo trimestre del 2003.

FIG. 1.8 ANDAMENTO DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA IN EUROPA

Indici dei prezzi medi ponderati europei<sup>(A)</sup> per tre tipologie di consumo (gennaio 1997=100)



(A) Prezzi medi al netto delle imposte ponderati sui consumi nazionali domestici/industriali dell'anno 2000.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

**Prezzi per le utenze domestiche** I dati dell'Eurostat per le utenze domestiche (Tav. 1.10) sono relativi a quattro tipologie di consumo annuo: 600 kWh, 1.200 kWh, 3.500 kWh e 7.500 kWh. I dati di luglio 2004 confermano l'anomalia italiana determinata da una struttura tariffaria progressiva (accresciuta dal sistema di imposizione fiscale che non colpisce i bassissimi livelli di consumo), tale per cui il prezzo unitario dell'elettricità aumenta al crescere dei quantitativi di consumo, per lo meno sino a un certo livello di consumo annuo. Gli utenti italiani con livelli di consumo più bassi, pari a 600 kWh e 1.200 kWh annui, sostengono, infatti, prezzi sia al lordo sia al netto delle imposte molto inferiori, pari anche alla metà di quelli prevalenti in Europa.

Una situazione opposta caratterizza le utenze con consumi più elevati: i prezzi applicati in Italia si collocano ben al di sopra della media europea, con scostamenti attorno al 44 e al 48 per cento, rispettivamente per i livelli di consumo di 3.500 e di 7.500 kWh annui (prezzi al lordo delle imposte).

Con riferimento ai prezzi netti, rispetto al luglio 2003 lo scostamento percentuale dalla media europea ponderata per le utenze molto piccole (600 e 1.200 kWh), già favorevole ai clienti italiani, è aumentato di circa tre punti percentuali, mentre per le utenze con consumi più elevati lo scostamento, questa volta sfavorevole ai clienti italiani, si è ridotto a quattro e otto punti percentuali rispettivamente per i livelli di consumo di 3.500 e 7.500 kWh. Infatti, nel confronto anno su anno, i prezzi italiani sono diminuiti di oltre il 2,5 per cento per le utenze più piccole, se valutati al netto delle imposte, mentre la corrispondente media europea è aumentata del 3-4 per cento (Tav. 1.11). Per le utenze più grandi il calo dei prezzi finali italiani è stato ancora più significativo (oltre il 4 per cento), al netto delle imposte, anche nel confronto con la media europea che si è ridotta di circa un punto e mezzo in percentuale. Al lordo delle imposte, invece, il calo dei prezzi italiani è stato di entità minore in conseguenza del rialzo degli oneri generali di sistema. Nel confronto con la media europea, comunque, restano confermati, entrambi in senso favorevole ai prezzi italiani, un aumento dello scostamento percentuale per le utenze più piccole e una diminuzione per i livelli di consumo più elevati.

Tra i paesi europei solo la Norvegia e il Regno Unito hanno messo a segno significativi cali dei prezzi nel confronto luglio 2003 - luglio 2004, soprattutto con riferimento alle classi di utenza più grandi. Si noti, tuttavia, che in valuta nazionale le diminuzioni dei prezzi norvegesi sarebbero inferiori ai valori riportati nella tavola 1.11, in quanto nel periodo considerato la corona norvegese si è deprezzata nei confronti dell'euro del 2,3 per cento. Al contrario i prezzi inglesi, se misurati in valuta nazionale, registrerebbero decrementi ancora più significativi a causa dell'apprezzamento della sterlina sull'euro (4,3 per cento).

TAV. 1.10 PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI CONSUMO:  
UTENZE DOMESTICHE

Prezzi in c€/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2004

CONSUMO ANNUO	600 kWh		1.200 kWh		3.500 kWh		7.500 kWh	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE						
Austria	19,6	14,2	16,7	11,8	14,3	9,8	13,3	9,0
Belgio <sup>(A)</sup>	19,2	15,6	17,6	14,1	14,4	11,4	13,9	11,0
Danimarca	32,8	17,3	26,6	12,3	22,5	9,1	21,3	8,1
Finlandia	19,5	15,2	13,8	10,6	10,6	7,9	8,9	6,6
Francia <sup>(A)</sup>	16,7	12,8	14,2	11,1	11,4	9,1	11,1	8,8
Germania <sup>(A)</sup>	25,9	20,3	21,1	16,1	17,2	12,8	15,8	11,5
Grecia	8,4	7,8	7,9	7,3	6,7	6,2	7,6	7,0
Irlanda	26,6	20,4	19,6	15,7	12,6	10,6	11,4	9,8
<b>Italia<sup>(B)</sup></b>	<b>9,5</b>	<b>7,6</b>	<b>9,9</b>	<b>7,9</b>	<b>19,3</b>	<b>14,1</b>	<b>18,3</b>	<b>13,3</b>
Lussemburgo	24,3	22,2	18,3	16,5	13,7	12,2	12,5	11,1
Norvegia	42,7	33,3	24,2	18,4	12,0	8,6	8,7	5,9
Paesi Bassi	21,1	19,9	19,3	14,1	18,4	10,4	18,0	9,3
Portogallo	14,0	13,2	15,9	15,0	13,5	12,8	12,0	11,4
Regno Unito	19,9	18,9	15,0	14,3	8,4	8,0	7,8	7,5
Spagna	13,8	11,3	13,8	11,3	10,8	8,9	9,9	8,1
Svezia	29,8	21,3	20,1	13,5	13,7	8,4	12,8	7,7
<b>Media europea ponderata<sup>(C)</sup></b>	<b>20,8</b>	<b>16,8</b>	<b>16,6</b>	<b>13,1</b>	<b>13,4</b>	<b>10,1</b>	<b>12,4</b>	<b>9,3</b>
<i>Italia: scostamento<sup>(D)</sup></i>	<i>-54,3%</i>	<i>-54,8%</i>	<i>-40,5%</i>	<i>-39,7%</i>	<i>44,3%</i>	<i>39,8%</i>	<i>47,7%</i>	<i>43,0%</i>

(A) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(B) Gli oneri di sistema (componenti tariffarie A e UC) sono inclusi nel prezzo al lordo delle imposte.

(C) Media ponderata sul volume dei consumi domestici nazionali nel 2000.

(D) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

TAV. 1.11 VARIAZIONI DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI CONSUMO:  
UTENZE DOMESTICHE

Variazioni percentuali luglio 2004 – luglio 2003

CONSUMO ANNUO	600 kWh		1.200 kWh		3.500 kWh		7.500 kWh	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE						
Austria	13,4	14,9	7,7	8,4	6,3	6,7	3,0	2,3
Belgio	5,1	5,0	3,9	2,5	4,4	2,6	4,8	2,9
Danimarca	1,2	1,8	1,7	3,0	2,2	4,5	2,4	5,2
Finlandia	0,2	0,1	-0,6	-0,7	0,0	-0,1	-0,9	-1,1
Francia <sup>(A)</sup>	2,8	2,1	1,9	1,9	1,6	1,7	1,6	1,7
Germania <sup>(A)</sup>	-0,4	-0,4	1,0	1,2	1,7	1,9	1,4	1,7
Grecia	2,4	2,5	2,5	2,5	2,6	2,5	2,4	2,5
Irlanda	11,4	6,8	8,5	5,4	6,5	4,9	5,1	4,2
<b>Italia<sup>(B)</sup></b>	<b>-0,8</b>	<b>-2,7</b>	<b>-0,9</b>	<b>-2,6</b>	<b>-2,6</b>	<b>-4,1</b>	<b>-4,9</b>	<b>-6,9</b>
Lussemburgo	2,3	2,2	2,4	2,2	2,4	2,2	2,5	2,2
Norvegia	0,3	0,3	-2,9	-3,0	-9,7	-10,6	-14,2	-16,5
Paesi Bassi	3,8	8,4	2,9	6,3	3,1	5,1	3,3	4,6
Portogallo	2,1	2,2	2,1	2,1	2,1	2,1	2,0	2,1
Regno Unito	18,9	18,9	11,9	11,9	-11,1	-11,3	-8,3	-8,2
Spagna	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,4	1,5
Svezia	-1,3	-2,0	-0,9	-2,0	-0,4	-2,0	0,8	-0,5
<b>Media europea ponderata<sup>(C)</sup></b>	<b>3,7</b>	<b>4,0</b>	<b>2,5</b>	<b>2,8</b>	<b>-0,8</b>	<b>-1,4</b>	<b>-1,0</b>	<b>-1,6</b>

(A) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(B) Gli oneri di sistema (componenti tariffarie A e UC) sono inclusi nel prezzo al lordo delle imposte.

(C) Media ponderata sul volume dei consumi domestici nazionali nel 2000. I tassi di crescita relativi a ogni tipologia di consumo sono stati calcolati includendo nei valori della media europea solo quei paesi per cui erano disponibili i dati sia di luglio 2003 sia di luglio 2004.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

**Prezzi per le utenze industriali** Il confronto dei prezzi per le utenze industriali (usi in locali diversi dalle abitazioni: industriali, terziari e agricoli) avviene sulla base dei dati relativi a sette tipologie di consumo, comprese fra 50 MWh e 70 GWh annui (Tav. 1.12). Per le imprese italiane i prezzi, sia al lordo sia al netto delle imposte, si collocano sempre al di sopra della media europea. Gli scostamenti sono più contenuti per le tipologie con consumi più bassi e specularmente più elevati per i grandi consumatori. I divari, in termini percentuali, sono massimi con riferimento alle tre classi di consumo centrali corrispondenti a 2,10 e 24 GWh annui.

TAV. 1.12 **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**

Prezzi in c€/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2004

CONSUMO ANNUO	50.000 kWh (50 kW, 1.000 h)		160.000 kWh (100 kW, 1.600 h)		2 GWh (500 kW, 4.000 h)		10 GWh (2.500 kW, 4.000 h)	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	14,0	9,6	12,5	8,4	9,0	5,4	7,8	4,5
Belgio <sup>(A)</sup>	15,5	12,0	14,4	11,2	9,6	7,4	9,0	6,9
Danimarca	11,8	7,1	11,2	6,8	10,8	6,4	-	-
Finlandia	8,6	6,6	8,2	6,3	6,9	5,2	6,9	5,2
Francia <sup>(A)</sup>	10,9	8,4	10,0	7,7	6,9	5,3	6,9	5,3
Germania <sup>(A)</sup>	18,7	14,9	14,3	11,1	9,9	7,3	9,7	7,1
Grecia	10,0	9,3	9,2	8,5	6,8	6,3	6,8	6,3
Irlanda	16,1	13,1	13,5	11,3	9,2	7,9	8,8	7,5
<b>Italia<sup>(B)</sup></b>	<b>16,1</b>	<b>11,6</b>	<b>13,7</b>	<b>9,9</b>	<b>12,1</b>	<b>8,6</b>	<b>10,7</b>	<b>8,1</b>
Lussemburgo	16,4	14,7	12,0	10,6	8,1	7,0	5,2	4,8
Norvegia	8,3	6,7	8,7	7,0	6,0	4,9	5,2	4,2
Paesi Bassi	-	-	-	-	-	-	-	-
Portogallo	10,8	10,3	8,9	8,5	7,1	6,8	7,1	6,8
Regno Unito	9,6	7,5	8,7	7,1	6,4	5,2	5,8	4,7
Spagna	11,8	9,7	8,2	6,8	6,6	5,4	6,2	5,1
Svezia	7,2	7,2	6,5	6,5	5,5	5,5	5,1	5,1
<b>Media europea ponderata<sup>(C)</sup></b>	<b>13,1</b>	<b>10,3</b>	<b>11,0</b>	<b>8,6</b>	<b>8,3</b>	<b>6,3</b>	<b>7,8</b>	<b>6,0</b>
<i>Italia: scostamento<sup>(D)</sup></i>	<i>22,9%</i>	<i>12,7%</i>	<i>24,1%</i>	<i>14,8%</i>	<i>45,9%</i>	<i>35,8%</i>	<i>38,0%</i>	<i>34,5%</i>

(A) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(B) Gli oneri di sistema (componenti tariffarie A e UC) sono inclusi nel prezzo al lordo delle imposte.

(C) Media ponderata sul volume dei consumi industriali nazionali nel 2000.

(D) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

→  
CONTINUA

In termini tendenziali i prezzi italiani, al netto delle imposte, sono cresciuti più della media europea per le tipologie di utenza industriale con consumi più bassi mentre sono diminuiti per le utenze più grandi (con consumi maggiori o uguali a 10 GWh annui) a fronte di variazioni positive per la media europea. Lo scostamento percentuale rispetto al livello medio europeo è quindi aumentato per le prime tre classi di consumo (fino a 2 GWh annui) mentre è diminuito di oltre l'8 per cento per le classi con consumo più elevato.

La dinamica dei prezzi al lordo delle imposte rivela un andamento simile a quel-

TAV. 1.12 **PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIE DI CONSUMO:**  
(SEGUE) **UTENZE INDUSTRIALI**

Prezzi in c€/kWh a cambi correnti all'1 luglio 2004

CONSUMO ANNUO	24 GWh (4.000 kW, 6.000 h)		50 GWh (10.000 kW, 5.000 h)		70 GWh (10.000 kW, 7.000 h)	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	7,5	4,2	7,6	4,3	7,1	3,9
Belgio <sup>(A)</sup>	7,1	5,6	6,6	5,2	6,0	4,8
Danimarca	-	-	-	-	-	-
Finlandia	6,5	4,9	5,6	4,2	5,5	4,1
Francia <sup>(A)</sup>	6,0	4,6	-	-	-	-
Germania <sup>(A)</sup>	8,7	6,3	9,2	6,7	8,5	6,1
Grecia	5,7	5,3	5,4	5,0	4,7	4,3
Irlanda	7,8	6,7	7,2	6,2	6,7	5,7
<b>Italia<sup>(B)</sup></b>	<b>9,3</b>	<b>7,3</b>	<b>9,1</b>	<b>7,2</b>	<b>8,4</b>	<b>6,6</b>
Lussemburgo	4,6	4,2	4,8	4,4	4,4	3,9
Norvegia	4,3	3,5	4,1	3,3	4,0	3,2
Paesi Bassi	-	-	-	-	-	-
Portogallo	6,4	6,1	5,5	5,3	5,1	4,8
Regno Unito	4,7	3,9	5,3	4,4	4,1	3,3
Spagna	5,9	4,9	5,8	4,8	5,7	4,7
Svezia	4,7	4,7	4,8	4,8	4,6	4,6
<b>Media europea ponderata<sup>(C)</sup></b>	<b>6,8</b>	<b>5,3</b>	<b>7,1</b>	<b>5,5</b>	<b>6,5</b>	<b>5,0</b>
<i>Italia: scostamento<sup>(D)</sup></i>	<i>36,6%</i>	<i>37,7%</i>	<i>27,9%</i>	<i>29,3%</i>	<i>29,4%</i>	<i>30,7%</i>

(A) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(B) Gli oneri di sistema (componenti tariffarie A e UC) sono inclusi nel prezzo al lordo delle imposte.

(C) Media ponderata sul volume dei consumi industriali nazionali nel 2000.

(D) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

lo sopra descritto. Come per le utenze domestiche anche per quelle industriali l'aumento degli oneri generali di sistema ha amplificato la crescita dei prezzi per le classi più piccole e ha ridimensionato il calo dei prezzi registrato dalle classi con consumi più elevati.

Prendendo in considerazione i singoli paesi europei, al leggero calo dei prezzi finlandesi e norvegesi, quest'ultimo in parte accentuato dal deprezzamento del-

TAV. 1.13 **VARIAZIONI DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**

Variazioni percentuali luglio 2004 – luglio 2003

CONSUMO ANNUO	50.000 kWh (50 kW, 1.000 h)		160.000 kWh (100 kW, 1.600 h)		2 GWh (500 kW, 4.000 h)		10 GWh (2.500 kW, 4.000 h)	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	7,2	7,9	8,8	10,0	6,5	7,6	8,7	11,2
Belgio <sup>(A)</sup>	2,4	-1,6	7,9	3,7	7,4	1,2	8,6	2,2
Danimarca	6,8	9,9	1,8	4,0	-6,2	-6,4	-	-
Finlandia	-2,0	-2,2	-0,7	-0,6	-2,3	-2,4	-1,7	-1,9
Francia <sup>(A)</sup>	8,9	1,6	8,3	1,4	6,5	0,8	6,5	0,8
Germania <sup>(A)</sup>	7,9	8,7	-4,3	-4,7	-1,3	-1,5	2,0	2,3
Grecia	2,6	2,5	2,4	2,5	2,6	2,6	2,6	2,6
Irlanda	10,0	2,0	3,5	1,5	4,7	3,3	6,0	4,7
<b>Italia<sup>(B)</sup></b>	<b>15,2</b>	<b>11,7</b>	<b>6,8</b>	<b>5,2</b>	<b>3,5</b>	<b>3,0</b>	<b>-3,3</b>	<b>-5,0</b>
Lussemburgo	15,3	15,7	7,7	7,7	3,5	3,0	2,5	2,8
Norvegia	-2,4	-2,3	-2,4	-2,4	-5,0	-5,3	-1,9	-1,9
Paesi Bassi	-	-	-	-	-	-	-	-
Portogallo	1,5	1,6	1,5	1,4	1,3	1,2	1,3	1,3
Regno Unito	3,1	3,0	2,5	2,3	11,0	11,3	11,3	11,6
Spagna	1,7	1,8	1,7	1,8	1,9	1,9	2,0	1,8
Svezia	24,7	55,8	18,3	48,3	5,6	32,0	4,3	30,3
<b>Media europea ponderata<sup>(C)</sup></b>	<b>7,6</b>	<b>6,8</b>	<b>2,3</b>	<b>1,7</b>	<b>2,7</b>	<b>2,6</b>	<b>2,7</b>	<b>2,4</b>

(A) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(B) Gli oneri di sistema (componenti tariffarie A e UC) sono inclusi nel prezzo al lordo delle imposte.

(C) Media ponderata sul volume dei consumi industriali nazionali nel 2000. I tassi di crescita relativi a ogni tipologia di consumo sono stati calcolati includendo nei valori della media europea solo quei paesi per cui erano disponibili i dati sia del luglio 2003 sia del luglio 2004.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

CONTINUA 

la corona norvegese sull'euro, si contrappongono i forti aumenti registrati dai prezzi austriaci e, soprattutto svedesi, al netto delle imposte. Più articolato appare il quadro inglese che vede in aumento i prezzi relativi ad alcune tipologie di usi industriali (2 GWh, 10 GWh e 50 GWh) e in calo quelli riferiti ad altri livelli di consumo (24 GWh e 70 GWh). Questi dati scontano tuttavia, come già ricordato per le utenze domestiche, il rafforzamento della sterlina sull'euro.

TAV. 1.13 **VARIAZIONI DEI PREZZI DELL'ENERGIA ELETTRICA PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI**  
(SEGUE)

Variazioni percentuali luglio 2004 – luglio 2003

CONSUMO ANNUO	24 GWh (4.000 kW, 6.000 h)		50 GWh (10.000 kW, 5.000 h)		70 GWh (10.000 kW, 7.000 h)	
	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	10,2	13,6	9,9	13,3	10,7	14,9
Belgio <sup>(A)</sup>	4,0	1,0	6,5	4,0	11,6	9,3
Danimarca	-	-	-	-	-	-
Finlandia	-1,7	-1,8	-0,2	-0,2	-0,5	-0,5
Francia <sup>(A)</sup>	5,5	0,2	-	-	-	-
Germania <sup>(A)</sup>	2,2	2,7	3,9	4,6	4,1	5,0
Grecia	2,5	2,5	2,5	2,5	2,6	2,6
Irlanda	5,6	4,5	2,6	1,3	3,2	2,1
<b>Italia<sup>(B)</sup></b>	<b>-3,8</b>	<b>-5,4</b>	<b>-0,3</b>	<b>-1,4</b>	<b>-2,2</b>	<b>-3,5</b>
Lussemburgo	2,5	2,7	2,3	2,6	2,4	2,6
Norvegia	-3,3	-3,3	-3,3	-3,2	-3,2	-3,3
Paesi Bassi	-	-	-	-	-	-
Portogallo	8,0	7,8	1,3	1,4	1,2	1,0
Regno Unito	-3,3	-3,8	12,8	13,2	-6,5	-7,0
Spagna	2,1	1,9	1,9	1,9	1,3	2,0
Svezia	1,3	26,7	2,4	28,0	0,2	25,3
<b>Media europea ponderata<sup>(C)</sup></b>	<b>1,0</b>	<b>0,8</b>	<b>3,5</b>	<b>4,7</b>	<b>1,0</b>	<b>2,0</b>

((A) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

((B) Gli oneri di sistema (componenti tariffarie A e UC) sono inclusi nel prezzo al lordo delle imposte.

((C) Media ponderata sul volume dei consumi industriali nazionali nel 2000. I tassi di crescita relativi a ogni tipologia di consumo sono stati calcolati includendo nei valori della media europea solo quei paesi per cui erano disponibili i dati sia del luglio 2003 sia del luglio 2004.

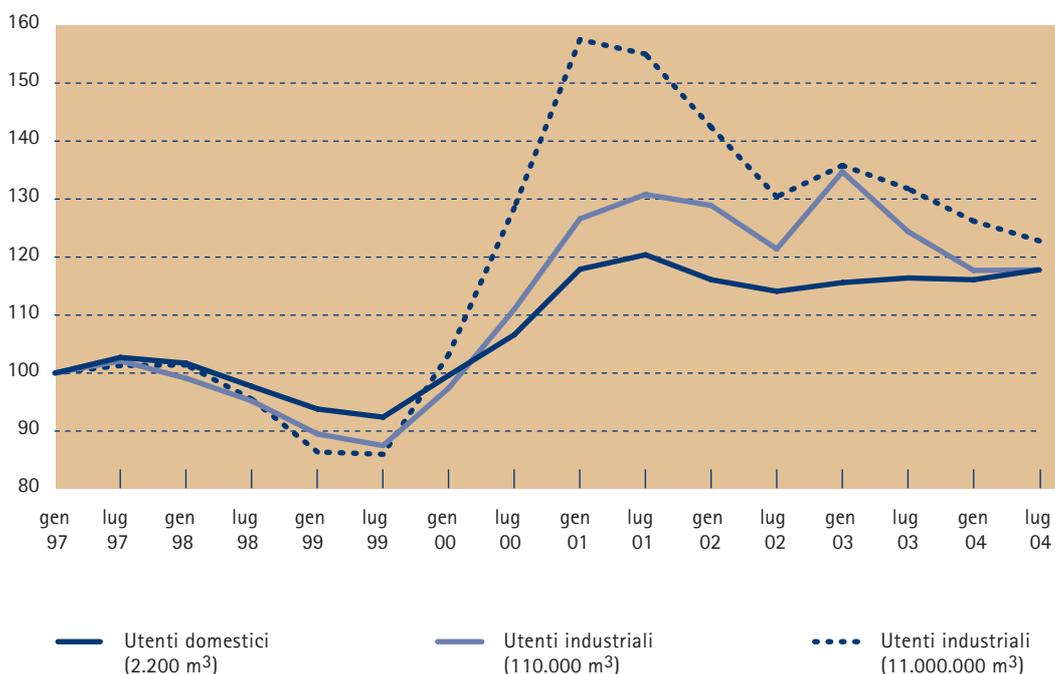
Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

## Prezzi del gas

Nel grafico della figura 1.9 è rappresentato l'andamento dei prezzi medi europei del gas negli ultimi otto anni con riferimento ad alcune categorie di consumo: utenti domestici, piccoli utenti commerciali/industriali, medi utenti industriali. Nel triennio 1997-1999 i prezzi medi europei del gas si sono mossi al ribasso per tutte e tre le tipologie di consumo considerate. A partire dal gennaio 2000, sulla spinta della forte crescita del prezzo del petrolio, i prezzi del gas, in particolare quelli pagati dai consumatori industriali di medie dimensioni, hanno registrato significativi aumenti, anche pari al 60 per cento nell'arco di tre semestri. La fase di rientro avvenuta nel biennio 2001-2002 ha riportato i prezzi del gas su livelli più contenuti ancorché superiori di circa 20 punti percentuali nel luglio 2004 rispetto ai valori del gennaio 1997.

FIG. 1.9 ANDAMENTO DEI PREZZI DEL GAS IN EUROPA

Indici dei prezzi medi ponderati europei<sup>(A)</sup> per tre tipologie di consumo (gennaio 1997=100)



(A) Prezzi medi al netto delle imposte ponderati sui consumi nazionali domestici/industriali dell'anno 2000.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

## UtENZE domestiche

Per le piccole utenze domestiche, che impiegano il gas prevalentemente per uso cottura, i prezzi italiani al lordo e al netto delle imposte sono tra i più bassi in Europa (Tav. 1.14). Per le classi superiori, a cui è associato l'uso del gas naturale anche per il riscaldamento delle abitazioni, i prezzi italiani al lordo delle imposte si collocano ai livelli più alti, preceduti da quelli di Svezia e Danimarca, con uno scostamento dalla media europea superiore anche al 50 per cento. A causa

TAV. 1.14 PREZZI DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE DOMESTICHE

Prezzi in c€/m<sup>3</sup> a cambi correnti all'1 luglio 2004; 1 GJ=26,268 m<sup>3</sup>

CONSUMO ANNUO	8,37 GJ (219,86 m <sup>3</sup> ) <sup>(A)</sup>		16,74 GJ (439,73 m <sup>3</sup> ) <sup>(A)</sup>		83,7 GJ (2.198,63 m <sup>3</sup> ) <sup>(B)</sup>		125,6 GJ (3.299,26 m <sup>3</sup> ) <sup>(B)</sup>	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	80,6	57,2	65,3	45,2	50,9	33,9	49,5	32,8
Belgio	73,2	59,3	67,7	54,8	40,8	32,5	39,0	31,0
Danimarca	138,5	77,1	94,4	41,7	94,4	41,7	94,4	41,7
Francia <sup>(C)</sup>	71,5	61,7	60,9	51,8	39,1	33,3	36,7	31,3
Germania <sup>(C)</sup>	86,1	68,4	69,8	54,3	48,9	36,3	46,4	34,2
Irlanda	81,7	72,0	67,8	59,8	34,3	30,2	31,5	27,8
<b>Italia<sup>(C)</sup></b>	<b>57,5</b>	<b>46,6</b>	<b>52,9</b>	<b>42,4</b>	<b>64,1</b>	<b>37,1</b>	<b>64,5</b>	<b>37,0</b>
Lussemburgo	54,2	51,1	47,2	44,6	27,4	25,9	27,0	25,4
Paesi Bassi <sup>(D)</sup>	44,8	65,8	47,9	46,6	50,4	31,2	50,6	29,9
Portogallo	72,4	68,9	66,5	63,3	46,9	44,6	45,3	43,1
Regno Unito	54,0	51,4	39,6	37,7	28,1	26,8	27,1	25,9
Spagna	62,7	54,1	55,5	47,9	43,2	37,2	42,1	36,3
Svezia	91,6	51,5	81,3	43,2	74,0	37,1	73,5	36,8
<b>Media europea ponderata<sup>(E)</sup></b>	<b>65,7</b>	<b>57,9</b>	<b>54,6</b>	<b>46,0</b>	<b>43,9</b>	<b>32,6</b>	<b>42,8</b>	<b>31,4</b>
<i>Italia: scostamento<sup>(F)</sup></i>	<i>-12,4%</i>	<i>-19,4%</i>	<i>-3,1%</i>	<i>-7,7%</i>	<i>45,8%</i>	<i>13,7%</i>	<i>50,9%</i>	<i>17,9%</i>

(A) Uso cottura cibi e produzione di acqua calda.

(B) Uso cottura cibi, produzione di acqua calda e riscaldamento.

(C) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(D) Dall'1 gennaio 2001 tutti i consumatori di gas naturale ricevono un rimborso fisso pari a 96 € per l'anno 2003. Per tale motivo i prezzi al netto delle imposte possono essere superiori a quelli al lordo.

(E) Media ponderata sul volume dei consumi domestici nazionali nel 2000.

(F) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

della forte incidenza fiscale, che caratterizza in Italia queste tipologie di consumo (2.200 e 3.300 m<sup>3</sup> all'anno), la distanza dei prezzi italiani al netto delle imposte rispetto al valore medio europeo si riduce a circa il 14-18 per cento. Nel confronto annuale i prezzi italiani sono diminuiti per tutte le classi di consumo sia al netto delle imposte (meno 2-3 per cento) sia al lordo delle imposte (meno 1-2 per cento). Al netto delle imposte lo scostamento dalla media europea è raddoppiato in termini percentuali per le piccole utenze domestiche mentre si è leggermente ridotto per le classi superiori. Sull'andamento della media europea hanno influito la crescita dei prezzi inglesi e danesi e, soprattutto con riferimento alle classi di consumo più elevate, il calo dei prezzi francesi, portoghesi e spagnoli.

TAV. 1.15 **VARIAZIONI DEI PREZZI DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO:  
UTENZE DOMESTICHE**

Variazioni percentuali luglio 2004 – luglio 2003

CONSUMO ANNUO	8,37 GJ (219,86 m <sup>3</sup> ) <sup>(A)</sup>		16,74 GJ (439,73 m <sup>3</sup> ) <sup>(A)</sup>		83,7 GJ (2.198,63 m <sup>3</sup> ) <sup>(B)</sup>		125,6 GJ (3.299,26 m <sup>3</sup> ) <sup>(B)</sup>	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	14,2	8,9	6,9	0,2	9,0	0,7	9,3	0,7
Belgio	0,8	1,0	0,6	0,8	-0,5	-0,4	-0,7	-0,5
Danimarca	29,4	29,4	36,5	42,9	36,5	42,9	36,5	42,9
Francia <sup>(C)</sup>	-4,7	-4,6	-5,5	-5,4	-7,4	-8,2	-8,8	-8,7
Germania <sup>(C)</sup>	-0,1	-0,1	-0,3	-0,3	-0,2	-0,2	-0,3	-0,3
Irlanda	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
<b>Italia<sup>(C)</sup></b>	<b>-1,8</b>	<b>-2,6</b>	<b>-1,1</b>	<b>-1,9</b>	<b>-2,2</b>	<b>-3,1</b>	<b>-2,3</b>	<b>-2,8</b>
Lussemburgo	-1,9	-1,9	-2,0	-1,9	-2,2	-2,3	-2,3	-2,3
Paesi Bassi	-7,5	-4,9	-4,5	-4,7	-2,3	-4,2	-2,1	-4,1
Portogallo	4,0	4,0	4,2	4,3	-7,2	-7,3	-8,3	-8,3
Regno Unito	40,1	40,0	11,7	11,6	13,5	13,5	13,7	13,7
Spagna	-3,3	-3,3	-3,6	-3,5	-4,3	-4,3	-4,3	-4,4
Svezia	-9,2	-18,0	3,4	-2,4	4,6	-1,7	4,5	-1,7
<b>Media europea ponderata<sup>(D)</sup></b>	<b>6,9</b>	<b>7,2</b>	<b>1,5</b>	<b>1,3</b>	<b>1,2</b>	<b>1,2</b>	<b>1,1</b>	<b>1,3</b>

(A) Uso cottura cibi e produzione di acqua calda.

(B) Uso cottura cibi, produzione di acqua calda e riscaldamento.

(C) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(D) Media ponderata sul volume dei consumi domestici nazionali nel 2000. I tassi di crescita relativi a ogni tipologia di consumo sono stati calcolati includendo nei valori della media europea solo quei paesi per cui erano disponibili i dati sia del luglio 2003 sia del luglio 2004.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

## Utenze industriali

Per quanto riguarda le utenze industriali gli ultimi dati disponibili per l'Italia risalgono a luglio 2003. A quella data, per i livelli di consumo più bassi, i prezzi italiani erano tra i più elevati in Europa, con scostamenti, in percentuale, che si collocavano intorno al 12 per cento al lordo delle imposte e al 20 per cento al netto delle imposte. Viceversa, a differenza dei prezzi per le utenze domestiche, quelli relativi alle utenze industriali e commerciali mostravano una minore divergenza rispetto alla media europea per le classi di consumo più elevate. In particolare, alla tipologia con consumi di oltre dieci milioni di metri cubi corrispondeva un prezzo al lordo delle imposte superiore del 4,5 per cento al valore medio ponderato, mentre per la tipologia con consumi intorno a un milione di metri cubi lo scostamento diventava negativo.

TAV. 1.16 PREZZI DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO: UTENZE INDUSTRIALI

Prezzi in c€/m<sup>3</sup> a cambi correnti all'1 luglio 2004; 1 GJ=26,268 m<sup>3</sup>

CONSUMO ANNUO	418,6 GJ (10.995,8 m <sup>3</sup> ) <sup>(A)</sup>		4.186 GJ (109.958 m <sup>3</sup> ) <sup>(B)</sup>		41.860 GJ (1.099.578 m <sup>3</sup> ) <sup>(C)</sup>		418.600 GJ (10.995.785 m <sup>3</sup> ) <sup>(D)</sup>	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	43,8	28,4	35,9	22,2	34,5	21,1	-	-
Belgio	36,4	28,9	28,2	23,3	23,9	19,8	17,3	14,3
Danimarca	55,9	41,7	50,1	37,2	29,0	20,5	24,9	17,4
Finlandia	-	-	39,8	30,8	31,9	24,4	23,6	17,5
Francia <sup>(E)</sup>	32,7	27,5	27,4	22,9	25,6	20,9	19,6	15,3
Germania <sup>(E)</sup>	43,4	31,6	37,7	26,7	35,1	24,4	29,9	19,9
Irlanda	33,5	29,5	26,7	23,5	-	-	-	-
<b>Italia<sup>(E)</sup></b>	-	-	-	-	-	-	-	-
Lussemburgo	26,7	25,2	24,9	23,5	24,5	23,1	16,0	15,1
Paesi Bassi	45,6	28,1	42,3	27,4	22,8	16,1	18,1	13,9
Portogallo	40,5	38,4	31,0	29,2	23,2	21,6	16,0	14,2
Regno Unito	26,3	21,2	23,2	18,6	21,5	17,2	15,5	12,9
Spagna	33,5	28,9	19,6	16,9	18,6	16,0	17,2	14,8
Svezia	37,8	33,6	34,2	30,1	31,2	27,1	27,8	23,5
<b>Media europea ponderata<sup>(F)</sup></b>	<b>36,5</b>	<b>27,8</b>	<b>30,7</b>	<b>23,2</b>	<b>26,4</b>	<b>20,1</b>	<b>21,0</b>	<b>15,8</b>
<i>Italia: scostamento<sup>(G)</sup></i>	-	-	-	-	-	-	-	-

(A) Senza fattore di carico.

(B) Con fattore di carico pari a 200 gg.

(C) Con fattore di carico pari a 200 gg., o 1.600 ore.

(D) Con fattore di carico pari a 250 gg., o 4.000 ore.

(E) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(F) Media ponderata sul volume dei consumi industriali nel 2000.

(G) Scostamento percentuale dalla media ponderata.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

Per quanto riguarda gli altri paesi europei, per i quali sono disponibili prezzi aggiornati a luglio 2004, si segnalano gli alti valori (sia al netto sia al lordo delle imposte) registrati dalla Danimarca per le classi più piccole di consumo mentre il maggiore scostamento dalla media europea è quello della Svezia per le classi più elevate di consumo (oltre il 35 per cento al netto delle imposte).

In termini dinamici il quadro appare significativamente articolato: mentre i prezzi danesi, svedesi e inglesi hanno messo a segno incrementi rilevanti rispetto a un anno prima, i prezzi di Francia, Germania e Spagna, che pesano per poco meno del 50 per cento sull'aggregato europeo, si sono mossi al ribasso. Co-

TAV. 1.17 **VARIAZIONI DEI PREZZI DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO:  
UTENZE INDUSTRIALI**

Variazioni percentuali luglio 2004 – luglio 2003

CONSUMO ANNUO	418,6 GJ (10.995,8 m <sup>3</sup> ) <sup>(A)</sup>		4.186 GJ (109.958 m <sup>3</sup> ) <sup>(B)</sup>		41.860 GJ (1.099.578 m <sup>3</sup> ) <sup>(C)</sup>		418.600 GJ (10.995.785 m <sup>3</sup> ) <sup>(D)</sup>	
PAESI	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE	LORDO IMPOSTE	NETTO IMPOSTE
Austria	5,5	-4,4	11,7	-0,7	12,3	-0,7	-	-
Belgio	-1,4	-1,3	-1,1	-1,1	-3,2	-3,4	-17,8	-17,9
Danimarca	41,9	42,9	35,2	36,2	13,2	12,8	2,0	0,7
Finlandia	-	-	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0	0,0
Francia <sup>(E)</sup>	-9,8	-9,7	-11,5	-11,5	4,3	4,4	5,8	6,4
Germania <sup>(E)</sup>	1,4	-3,2	-1,4	-7,0	-3,4	-9,7	-5,3	-13,1
Irlanda	0,0	0,0	0,0	0,0	-	-	-	-
<b>Italia<sup>(E)</sup></b>	-	-	-	-	-	-	-	-
Lussemburgo	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,4	-2,3	-10,0	-10,2
Paesi Bassi	-	-	-	-	-	-	-	-
Portogallo	-2,7	-3,3	-0,1	-1,0	0,7	-1,6	5,8	-1,3
Regno Unito	10,9	11,2	18,3	19,3	20,2	21,6	27,1	28,0
Spagna	-6,7	-6,7	-9,5	-9,6	-9,8	-10,1	-10,7	-10,8
Svezia	-6,4	19,2	-3,0	24,6	-8,0	17,5	1,0	32,6
<b>Media europea ponderata<sup>(F)</sup></b>	<b>-0,5</b>	<b>4,6</b>	<b>-0,6</b>	<b>6,0</b>	<b>1,9</b>	<b>1,3</b>	<b>-2,0</b>	<b>-0,8</b>

(A) Senza fattore di carico.

(B) Con fattore di carico pari a 200 gg.

(C) Con fattore di carico pari a 200 gg., o 1.600 ore.

(D) Con fattore di carico pari a 250 gg., o 4.000 ore.

(E) Media aritmetica dei prezzi di varie località di rilevazione.

(F) Media ponderata sul volume dei consumi domestici nazionali nel 2000. I tassi di crescita relativi a ogni tipologia di consumo sono stati calcolati includendo nei valori della media europea solo quei paesi per cui erano disponibili i dati sia del luglio 2003 sia del luglio 2004.

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

me risultato di questi andamenti la media europea ha registrato, al netto delle imposte, rialzi più sostenuti per le utenze più piccole e un leggero incremento o decremento per le utenze maggiori. Nel confronto luglio 2004 – luglio 2003 il paniere dei combustibili internazionali, definito dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas, ha registrato un calo oltre il 9 per cento.

Per le utenze industriali l'incidenza fiscale a livello di media europea è aumentata di circa cinque punti percentuali per tutte le classi di consumo considerate rispetto al luglio 2003 (Tav. 1.18).

TAV. 1.18 INCIDENZA FISCALE NEI PREZZI DEL GAS NATURALE PER TIPOLOGIA DI CONSUMO

Valori percentuali all'1 luglio 2004

CONSUMO ANNUO	8,37 GJ (219,86 m <sup>3</sup> )	16,74 GJ (439,73 m <sup>3</sup> )	83,7 GJ (2.198,63 m <sup>3</sup> )	125,6 GJ (3.299,26 m <sup>3</sup> )	418,6 GJ (10.995,8 m <sup>3</sup> )	4.186 GJ (109.958 m <sup>3</sup> )	41.860 (1.099.578 m <sup>3</sup> )	418.600 GJ (10.995.785 m <sup>3</sup> )
PAESI	UTENZE DOMESTICHE				UTENZE INDUSTRIALI			
Austria	29,0	30,7	33,6	33,6	35,2	38,2	38,9	-
Belgio	19,0	19,1	20,5	20,5	20,7	17,3	17,4	17,4
Danimarca	44,4	55,8	55,8	55,8	25,4	25,7	29,4	30,4
Finlandia	-	-	-	-	-	22,6	23,7	25,8
Francia	13,8	14,9	14,8	14,8	15,9	16,1	18,1	22,1
Germania	20,5	22,1	26,3	26,3	27,2	29,2	30,3	33,2
Irlanda	11,9	11,9	11,9	11,9	11,9	12,0	-	-
<b>Italia</b>	<b>18,9</b>	<b>19,8</b>	<b>42,7</b>	<b>42,7</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>	<b>-</b>
Lussemburgo	5,7	5,6	5,6	5,6	5,7	5,7	5,6	5,7
Paesi Bassi	-46,9	2,7	40,8	40,8	38,3	35,1	29,4	23,3
Portogallo	4,8	4,8	4,8	4,8	5,4	5,7	6,9	11,2
Regno Unito	4,8	4,8	4,6	4,6	19,7	19,9	20,2	17,2
Spagna	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,8	13,9	13,9
Svezia	43,8	46,9	50,0	50,0	11,0	11,9	13,3	15,2
<b>Media europea</b>	<b>11,9</b>	<b>15,7</b>	<b>26,7</b>	<b>26,7</b>	<b>23,7</b>	<b>24,3</b>	<b>24,1</b>	<b>24,7</b>

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati Eurostat.

## COORDINAMENTO E INDIRIZZI DI POLITICA ENERGETICA EUROPEA

### Evoluzione della legislazione europea

Il 10 Dicembre 2003 la Commissione europea ha proposto un pacchetto legislativo<sup>11</sup> al fine di promuovere gli investimenti e rafforzare la concorrenza nel settore energetico europeo. Le misure legislative ipotizzate si prefiggono di completare l'apertura dei mercati del gas e dell'energia elettrica e di rispondere agli incidenti di approvvigionamento verificatisi in diversi paesi europei durante l'estate 2003. Il quadro normativo si articola attorno ai seguenti punti:

- una gestione della domanda di energia orientata all'efficienza energetica;
- un corretto funzionamento del mercato interno dell'energia elettrica, che assicuri la sicurezza dell'approvvigionamento energetico;
- ulteriori proposte per la rete transeuropea dell'energia elettrica e del gas nell'intento di migliorarne l'efficienza e avere un livello adeguato di interconnessione tra Stati membri;
- una regolamentazione per gli scambi transfrontalieri di gas che incorpori nella normativa comunitaria le *Linee guida* già approvate dai vari attori nel settore.

### Commercio delle emissioni

Con la Direttiva 2003/87/CE la Commissione europea introduce un meccanismo di mercato per il controllo delle emissioni di CO<sub>2</sub> all'interno dell'Unione europea. Il commercio delle emissioni è stato ritenuto il meccanismo più efficace, in termini di costo totale per il sistema, per raggiungere gli obiettivi di riduzione di gas a effetto serra oggetto del Protocollo di Kyoto.

Quest'ultimo è entrato in vigore da marzo 2005 e i suoi obiettivi ambientali sono diventati vincolanti a seguito della ratifica, a fine 2004, da parte della Federazione Russa. Con la Direttiva 2003/87/CE lo Stato membro è chiamato ad assegnare, attraverso un piano nazionale, a ciascun impianto dei settori di produzione elettrica, raffinerie, lavorazione dei metalli ferrosi, vetro, ceramica, cemento e cartiere, un numero di quote gratuite corrispondenti al volume di emissioni attese per quel settore nel periodo 2005-2007. Il secondo periodo di asse-

---

11 Composto dai seguenti documenti: 1) Direttiva su servizi energetici ed efficienza energetica, COM (2003) 739; 2) Direttiva concernente misure per la sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e per gli investimenti nelle infrastrutture, COM (2003) 740; 3) Decisione che stabilisce gli orientamenti per le reti transeuropee nel settore dell'energia e abroga le Decisioni 96/391/CE e 1229/2003/CE, COM (2003) 742; 4) regolamento relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas naturale COM (2003) 741.

gnazione 2008-2012, corrispondente al lasso temporale entro il quale si calcoleranno le emissioni in ottemperanza al Protocollo di Kyoto, sarà regolato con una successiva assegnazione da parte degli Stati membri.

I settori inclusi nella direttiva rappresentano circa il 40 per cento delle emissioni europee di CO<sub>2</sub>. Indicativamente i diversi paesi membri dovranno assegnare un numero di quote proporzionato al loro *target* di riduzione. L'Unione europea ha concordato a livello internazionale una diminuzione delle proprie emissioni di gas serra dell'8 per cento entro il periodo 2008-2012, rispetto alle emissioni registrate nel 1990. Tale obbligo a livello comunitario è stato successivamente spartito tra gli Stati membri dell'Unione con percentuali differenti. Per gli Stati di recente annessione si è riportato il *target* di riduzione a suo tempo concordato contestualmente alla ratifica del Protocollo di Kyoto.

Nel corso del 2004, gli Stati membri hanno notificato alla Commissione europea i piani nazionali attraverso i quali sono state rese note le metodologie e le modalità di gestione delle quote nel triennio; inoltre è stato fornito l'elenco degli impianti soggetti a direttiva e le corrispettive quote. In numerosi casi, la Commissione europea è intervenuta per modificare alcuni aspetti dei piani nazionali presentati. In linea di massima, le sue correzioni hanno riguardato l'ammontare delle quote assegnate, spesso giudicato eccessivo rispetto ai *target* di riduzione promessi, e il richiamo a non adottare meccanismi di gestione che prevedessero interventi nel triennio atti a modificare l'assegnazione iniziale di quote (meccanismi *ex-post*).

Dall'1 gennaio 2005 gli impianti inclusi nella Direttiva 2003/87/CE potranno operare unicamente dietro un'autorizzazione a emettere gas a effetto serra. Entro ciascun anno, dovranno consegnare all'autorità competente (il Ministero per l'ambiente, nel caso italiano) le quote di emissione per un volume pari alle emissioni effettive dell'impianto. Per acquisire un maggior numero di crediti, necessario a colmare eventuali quote in difetto, o per cedere eventuali crediti ambientali in eccesso, gli operatori potranno liberamente contrattare le quote loro assegnate bilateralmente o attraverso piattaforme di scambio, che si stanno via via organizzando nelle borse elettriche europee. Il prezzo delle quote sarà dato dalle dinamiche di domanda e offerta delle stesse a livello europeo, ovvero dalla capacità o meno dei diversi settori di contenere le emissioni entro i *target* istituiti.

Fanno parte del circuito dell'*Emission Trading*, senza alcuna differenza tra i paesi dell'Unione e i settori interessati, tutte le quote assegnate dagli Stati nazionali nonché, a seguito dell'approvazione da parte della Commissione europea della Direttiva 2004/101/CE, le quote derivanti dai meccanismi flessibili previsti, ai sensi degli artt. 7 e 12 del Protocollo di Kyoto, ovvero i crediti rilasciati a seguito della realizzazione di progetti *Clean Development Mechanism* e *Joint Implementation*. Nel periodo 2005-2007 saranno, come previsto dal Protocollo,

riconosciuti unicamente i progetti *Clean Development Mechanism*. La Commissione europea ha lasciato agli Stati membri il compito di definire la quantità di quote che si ritiene opportuno introdurre all'interno del meccanismo di *Emission Trading* europeo.

Nei primi mesi del 2005, le contrattazioni di crediti di CO<sub>2</sub> sono state molto limitate e gli impatti della direttiva sono ancora difficili da stimare, sia per i ritardi nell'approvazione da parte della Commissione europea dei numerosi piani nazionali, sia per il lento affermarsi di mercati di contrattazione dei crediti.

Con la Decisione 2005/166/CE, che istituisce un registro unico per le quote, la Commissione europea ha fornito uno strumento di controllo e registrazione valido e indispensabile per il progredire di un mercato sopranazionale.

La Direttiva relativa all'*Emission Trading*, non priva di problematiche e certamente migliorabile, rappresenta comunque un primo passo armonizzato a livello europeo per la progressiva internalizzazione dei costi ambientali connessi con la generazione elettrica. Parallelamente, la Direttiva 2003/96/CE di riforma fiscale chiede agli Stati di eliminare la pressione fiscale sulla generazione elettrica in modo tale da poter realizzare un mercato unico dell'energia sia per l'elettricità sia per i beni ambientali connessi.

## Fonti rinnovabili ed efficienza energetica

La promozione delle fonti energetiche rinnovabili e quella dell'efficienza negli usi finali dell'energia rappresentano due delle strategie della politica comunitaria per il conseguimento dei *target* ambientali e per il rafforzamento della sicurezza degli approvvigionamenti.

Mentre per lo sviluppo delle energie rinnovabili la politica dell'Unione è stata delineata prima con il *Libro verde* e quindi con la Direttiva 2001/77/CE, la normativa per il miglioramento dell'efficienza energetica è ancora in fase di elaborazione. L'incremento dell'efficienza energetica è tuttavia fortemente collegato al successo dello sviluppo delle energie rinnovabili in termini percentuali rispetto ai consumi interni lordi dei paesi membri e rappresenta, in molti casi, una delle opzioni di riduzione dei gas serra a miglior rapporto costo beneficio.

Attualmente la Commissione europea sta lavorando per l'approvazione di una direttiva (COM/2003/0739) concernente l'efficienza negli usi finali e nei servizi energetici in base alla quale gli Stati membri saranno invitati a:

- migliorare la comunicazione con gli attori del mercato energetico in modo da assicurare l'offerta di servizi energetici, i programmi e le misure atte a migliorare l'efficienza energetica, la loro realizzazione e il loro finanziamento;
- adottare obiettivi nazionali generali di risparmi cumulativi pari all'1 per cento annuo per promuovere l'efficienza negli usi finali dell'energia e per assicurare la crescita continua e la sostenibilità del mercato dei servizi energetici;

- garantire che i venditori al dettaglio o i distributori di elettricità, gas naturale, combustibile (per il riscaldamento) o teleriscaldamento offrano e promuovano attivamente i servizi energetici in grado di offrire opportunità di risparmio ai clienti finali;
- nominare un ente o un'agenzia che controllerà gli obblighi in materia di risparmio energetico;
- prevedere possibilità di finanziamento pubblico controllate per un uso finale dell'energia più efficiente, in particolare per la realizzazione di investimenti con un lungo periodo di ammortamento o alti costi di transazione;
- garantire che in ogni Stato membro il settore pubblico dia il buon esempio in materia di efficienza energetica. A tal fine gli Stati membri devono adottare un obiettivo espresso in termini di miglioramento annuale dell'efficienza energetica totale nel settore pubblico pari all'1,5 per cento cumulativo annuo;
- obbligare le Autorità competenti in materia di distribuzione e di vendita al dettaglio di energia elettrica distribuita in rete ad adottare misure sia per introdurre tariffe innovative e norme relative al recupero dei costi, sia per promuovere i servizi energetici, i programmi per l'efficienza energetica e altre misure miranti a migliorare l'efficienza energetica;
- garantire che l'utilizzatore finale riceva letture individuali e fatture informative che riflettano il suo consumo energetico reale e, se possibile e conveniente, il momento in cui l'energia è stata utilizzata. La misurazione e la fattura dovrebbero pertanto includere informazioni sui prezzi e sul consumo, oltre ad altri dettagli tecnici che permettano ai consumatori di regolare e di adattare i propri consumi;
- redigere una relazione sulla gestione e sull'attuazione della presente direttiva.

Una volta approvata tale direttiva permetterebbe, per la prima volta, di introdurre a livello comunitario una politica armonizzata per la promozione dell'efficienza energetica, sino a ora frammentata a livello sia nazionale sia comunitario.

Per quanto riguarda la promozione delle energie rinnovabili con la Direttiva 2001/77/CE gli Stati membri sono stati chiamati a presentare alla Commissione europea rapporti periodici indicando gli strumenti regolatori che sono stati adottati per il perseguimento del *target* individuato dalla direttiva stessa, facendo specifico riferimento agli ostacoli amministrativi, regolatori e di mercato allo sviluppo del settore. Entro ottobre 2003 gli Stati membri erano chiamati ad adottare un'unica garanzia d'origine dell'energia prodotta da fonti rinnovabili, in modo da creare un prerequisito alla creazione di un mercato unico dell'energia verde.

Nell'ottobre 2004 la Commissione europea, ai sensi dell'art. 3.4 della stessa direttiva, ha pubblicato un rapporto, COM (2004) 366F, in base al quale forniva una stima dei progressi fatti sia dai singoli Stati membri sia a livello comunitario.

rio in relazione al soddisfacimento del *target*.

Il *target* di sviluppo delle rinnovabili per il settore elettrico a livello comunitario, pari al 22 per cento del consumo interno lordo, origina da un obiettivo di raddoppio del ricorso alle fonti alternative su tutte le risorse energetiche stabilito nel 12 per cento al 2010, rispetto al 5,4 per cento del 1997. Il rapporto della Commissione europea stima per il 2001 al 6 per cento il contributo totale delle energie rinnovabili alla richiesta energetica mentre, per il solo settore elettrico stima, con gli attuali strumenti di promozione adottati dagli Stati membri, un possibile contributo del 18-19 per cento al 2010. Contestualmente la Commissione europea osserva che gli Stati membri che hanno adottato meccanismi di incentivazione in conto energia, ovvero tariffe differenziate per tecnologia e stabilite dal regolatore (Germania, Danimarca e Spagna), hanno registrato incrementi del settore più promettenti rispetto a quelli rilevati da paesi con meccanismi di incentivazione basati sull'obbligo dei certificati verdi. Tale valutazione quantitativa tuttavia non è comprensiva di un'analisi qualitativa dei meccanismi che metta in relazione i costi e i benefici delle politiche adottate per perseguire il *target* di sviluppo indicato dalla Direttiva 2001/77/CE. Tale analisi verrà, ai sensi dell'art. 4 della direttiva stessa, affrontata dalla Commissione europea nell'ottobre 2005.

**Proposta di direttiva  
sulla sicurezza  
dell'approvvigionamento  
elettrico e per gli investimenti  
nelle infrastrutture**

La proposta di direttiva sulla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico ha come obiettivo quello di assicurare sia un rafforzamento dell'interconnessione tra gli Stati membri, sia un insieme di norme di gestione interne per i gestori di rete, senza il quale è difficile realizzare un mercato liberalizzato veramente funzionante.

La direttiva proposta prevede per gli Stati membri la definizione di:

- una precisa politica in relazione all'equilibrio tra domanda e offerta che permetta di stabilire gli obiettivi delle capacità di riserva o misure alternative come quelle sul lato della domanda;
- politiche di sicurezza degli approvvigionamenti elettrici compatibili con un mercato unico dell'elettricità;
- ruoli e responsabilità dei differenti attori del mercato;
- obiettivi di riduzione del tasso di crescita della domanda elettrica per rispettare gli obiettivi ambientali che si è posta l'Unione europea; diversificazione delle fonti di energia usate per la produzione di elettricità; promozione dell'utilizzo di nuove tecnologie.

I gestori dei sistemi di trasmissione sono tenuti a:

- rispettare standard definiti in materia di sicurezza delle reti di trasmissione e

distribuzione;

- comunicare alla propria Autorità di regolamentazione le loro strategie di investimento per un periodo di uno o più anni.

Per le Autorità di regolamentazione è invece previsto che:

- trasmettano una sintesi dei programmi di investimento nazionali alla Commissione europea, la quale a sua volta consulta il gruppo dei regolatori europei del settore dell'elettricità e del gas (ERGEG – *Energy Regulatory Group for Electricity and Gas*), tenendo conto delle reti transeuropee dell'energia di interesse prioritario europeo;
- intervengano per accelerare il completamento degli investimenti previsti e, ove necessario, organizzare gare pubbliche per l'affidamento di determinati progetti qualora il gestore del sistema di trasmissione fosse incapace o non disponibile a completare i progetti in questione.

Con questa direttiva la Commissione europea cerca di ridurre le probabilità di deterioramento dell'approvvigionamento elettrico dell'Unione attribuibili alla indisponibilità dei gestori della rete a costruire nuove reti di trasmissione e alla mancanza di un quadro di regolamentazione chiaro.

La versione originale di questa proposta di direttiva è stata oggetto di forti critiche, quindi, sia il Consiglio dei ministri sia il Parlamento europeo nella prima lettura, peraltro non ancora conclusa a marzo 2005, stanno introducendo ampie modifiche al testo originale.

Infatti il Consiglio, durante la presidenza di turno olandese nel secondo semestre 2004, ne ha proposto una versione largamente modificata, più coerente con un approccio di libero mercato riducendo però il ruolo delle Autorità di regolamentazione nell'approvazione della costruzione dei nuovi progetti di interconnessione.

#### Revisione degli orientamenti per le reti transeuropee dell'energia elettrica e del gas

Con l'adesione di dieci nuovi Stati membri è stato necessario adattare gli orientamenti sulla rete transeuropea (TEN), in particolare trattare la posizione dei nuovi Stati membri e consentire finanziamenti per progetti di interesse comune per l'Unione ampliata. Questa revisione degli orientamenti TEN comprende i progetti necessari per collegare i nuovi Stati membri in modo che essi facciano parte del mercato interno dell'elettricità e del gas.

Tale proposta contiene anche altre innovazioni quali la dichiarazione di interesse europeo per alcuni progetti transfrontalieri fondamentali lungo l'asse prioritario così da razionalizzare e abbreviare i tempi necessari per le procedure di autorizzazione, oltre che la designazione di un coordinatore per un asse o un progetto prioritari. Questo coordinatore europeo, designato previa consultazio-

ne degli Stati membri interessati, dovrebbe incoraggiare la cooperazione con l'utenza e gli operatori, promuovere i progetti tra gli investitori privati e le istituzioni finanziarie, tra cui la Comunità, e garantire i controlli necessari per mantenere informata quest'ultima sui progressi, così da poter prendere, nel caso, misure per risolvere eventuali problemi. I coordinatori europei agiranno in nome e per conto della Commissione europea.

La proposta stabilisce anche che la Commissione europea informi sui progressi fatti sia nel livello generale di interconnessione sia nei singoli progetti; obbliga inoltre gli Stati membri a presentare un calendario per il completamento di questi progetti che includa anche una stima dell'*iter* previsto lungo il processo di approvazione.

La proposta è attualmente in prima lettura al Parlamento europeo (dove dovrebbe concludersi al massimo entro giugno 2005) e al Consiglio dei ministri.

#### Regolamento relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas

Il regolamento relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas si prefigge di eliminare l'opacità esistente nei diversi regimi di accesso europei, nelle procedure di assegnazione delle capacità e nelle metodologie tariffarie usate nei vari Stati membri. La presenza di queste differenze crea un sottoutilizzo della capacità di interconnessione esistente, che l'entrata in vigore del regolamento dovrebbe eliminare senza il bisogno di ricorrere nel breve periodo a investimenti aggiuntivi.

La legislazione europea si prefigge di regolamentare questi aspetti con l'obiettivo di dare un forte stimolo alla concorrenza aumentando realmente le possibilità dei consumatori di esercitare i loro nuovi diritti, assicurando loro un libero accesso alle varie fonti di offerta. L'idea alla base del regolamento è di rispecchiare per il gas il regolamento 1228/2003/EC esistente in tema di scambi transfrontalieri di energia elettrica.

La proposta di regolamento si basava su una serie di orientamenti, frutto dell'accordo volontario raggiunto al settimo Forum europeo per la regolazione del gas (Forum di Madrid del 24 e 25 Settembre 2003). Le *Linee guida* approvate dal gruppo dei regolatori europei rappresentati dal CEER, dagli Stati membri, dalla Commissione europea e dagli operatori del settore del gas avranno carattere vincolante con l'entrata in vigore del regolamento stesso. Quest'ultimo, in particolare, definisce principi armonizzati riguardanti:

- l'offerta di servizi di accesso per i terzi da parte dei gestori del sistema di trasporto;
- l'assegnazione della capacità e la gestione della congestione, inclusi il principio *use it or lose it* (che prevede la perdita della capacità se quest'ultima non viene usata) e i sistemi di scambio secondario;

- gli obblighi di trasparenza;
- la struttura tariffaria e la derivazione, inclusi gli oneri di bilanciamento.

Esso prevede inoltre l'utilizzo della procedura di comitologia come metodo per la modifica di questi orientamenti e introduce l'obbligo per le Autorità nazionali di regolamentazione di seguirne l'attuazione.

La proposta di regolamento ha avuto un *iter* legislativo più veloce della altre proposte legislative presentate dalla Commissione europea a dicembre 2003. A differenza infatti delle proposte di direttive sulla sicurezza dell'approvvigionamento elettrico e di quella sull'efficienza energetica che sono ancora ferme alla prima lettura al Parlamento europeo e al Consiglio, il regolamento ha concluso la prima lettura in Parlamento europeo ad aprile 2004, in Consiglio a novembre 2004. A marzo 2005 ha terminato la sua seconda lettura al Parlamento europeo. Il testo adottato è già il risultato di un compromesso tra le varie istituzioni europee e quindi a oggi si può ragionevolmente prevedere che la seconda lettura in Consiglio si concluderà con una rapida adozione del testo proposto senza ulteriori modifiche entro giugno 2005.

#### Prospettive per il 2005

A ottobre 2004, la Commissione europea ha avviato una procedura d'infrazione nei confronti di 18 paesi membri, tra cui l'Italia, per mancata comunicazione dello stato di implementazione delle direttive (2003/54/CE e 2003/55/CE) sull'ulteriore apertura dei mercati elettricità e gas (implementazione prevista entro l'1 luglio 2004).

Il primo passo della procedura di infrazione è stata la "messa in mora" dei paesi richiamati per la mancata comunicazione alla Commissione europea sui provvedimenti di recepimento già adottati. Il secondo passo è stato l'invio il 16 marzo 2005 di "avvisi motivati" a dieci Stati membri per incompleta implementazione. L'Italia non figura più tra questi in quanto i provvedimenti già adottati con i decreti Bersani, Letta e Marzano, per la liberalizzazione del settore energetico, rispondono ampiamente ai requisiti minimi richiesti dalle direttive. I paesi che hanno ricevuto un "avviso motivato" sia per l'elettricità sia per il gas sono Germania, Belgio, Spagna, Lettonia, Lussemburgo e Svezia; solo per il gas Lituania, Estonia, e Irlanda; la Grecia solo per l'elettricità.

A novembre 2004 una nuova Commissione è entrata in carica guidata dal Presidente portoghese José Manuel Barroso. Il commissario designato per l'energia è il lettone Andris Piebalgs. La priorità della nuova Commissione europea è lavorare per il raggiungimento degli obiettivi fissati con la strategia di Lisbona. L'energia è un settore chiave dell'economia europea, vitale per la competitività, con un ruolo determinante per ottemperare gli obblighi del Protocollo di Kyoto e, fattore di maggiore importanza, centrale nelle relazioni esterne dell'Unione europea.

Il nuovo commissario per l'energia ha identificato sei priorità su cui sarà incentrata la politica energetica comunitaria dei prossimi cinque anni:

- aumento dell'efficienza energetica;
- raggiungimento di un mercato dell'energia correttamente funzionante;
- promozione dell'energia rinnovabile;
- rafforzamento della sicurezza nucleare;
- sicurezza degli approvvigionamenti energetici con particolare attenzione alla dimensione legata alle relazioni esterne;
- miglioramento delle sinergie tra politica energetica, politica ambientale e politica di ricerca.

Nel primo semestre 2005, la Presidenza dell'Unione europea è di turno al Lussemburgo. Tra i suoi obiettivi vi è il raggiungimento dell'approvazione: della proposta di direttiva concernente l'efficienza degli usi finali dell'energia e i servizi energetici entro giugno 2005; della proposta di direttiva sull'*ecodesign* [COM (2003) 453]; del regolamento relativo alle condizioni di accesso alle reti di trasporto del gas. La presidenza lussemburghese si prefigge anche di far compiere progressi alle proposte sia di revisione degli orientamenti per le reti trans-europee dell'energia elettrica e del gas, sia di direttiva sulla sicurezza degli approvvigionamenti elettrici e sugli investimenti per le infrastrutture.

## Coordinamento tra paesi membri

### Forum di Madrid

Il Forum di Madrid<sup>12</sup> si è riunito due volte nel corso del 2004, rispettivamente l'8 e il 9 luglio e il 3 dicembre. L'Autorità ha partecipato a entrambe le riunioni sia quale Autorità di regolazione nazionale, sia in ambito ERGEG e CEER. Le questioni discusse nel corso delle due riunioni hanno riguardato in particolare l'accesso al sistema degli stoccaggi, i nuovi investimenti, il calcolo della capacità disponibile, il calcolo delle tariffe basate sul sistema *entry-exit*, la predisposizione di un Codice di condotta per gli operatori degli impianti di stoccaggio e per i gestori di rete.

---

12 Il Forum è stato istituito nel 1999 per discutere questioni relative al commercio transfrontaliero del gas naturale, con particolare riguardo a tematiche relative alle tariffe, all'allocazione della capacità d'interconnessione e ad altre barriere tecniche ed economiche che impediscono la piena realizzazione di un mercato interno europeo del gas. Il Forum di Madrid si riunisce una o due volte l'anno. Partecipano al Forum le Autorità di regolazione nazionali, rappresentanti dei 25 Stati membri dell'Unione europea e dei paesi dello spazio economico europeo, la Commissione europea, i gestori delle reti di trasmissione, nonché rappresentanti dell'industria e dei consumatori.

Con riferimento al Codice di condotta per gli operatori degli impianti di stoccaggio [*Guidelines for Good TPA Practice for Storage System Operators (GG-PSSO)*], ai regolatori si è richiesto di produrre un documento contenente *Linee guida* di pronta applicazione, possibilmente entro aprile 2005. Il documento predisposto da ERGEG, in collaborazione con il GTE<sup>13</sup>, è stato discusso nel corso della riunione di dicembre. Il testo finale non ha tuttavia ottenuto il giudizio favorevole di tutti i presenti, e in particolare dello stesso GTE.

Un ruolo attivo è stato svolto dai regolatori, e in particolare dal CEER, anche con riferimento alle *Linee guida* per all'accesso di terzi [*Guidelines for Good TPA Practice for Transmission System Operators (GGP2)*]. A tal fine, nel corso della riunione di luglio il CEER ha presentato il suo primo *Monitoring Report, Rapporto di monitoraggio*, predisposto con la cooperazione del GTE. Da esso si evince come non tutte le regole di buona condotta contenute nelle *Linee guida* siano osservate dai gestori, almeno per quanto riguarda l'accesso non discriminato e la pubblicazione di informazioni di carattere non confidenziale e sui flussi di gas.

I regolatori hanno inoltre contribuito attivamente alla discussione riguardo ai meccanismi flessibili per il calcolo per l'accesso alle reti basato su tariffe *entry-exit*. Il Forum ha chiesto al CEER un supplemento di analisi affinché siano assicurati meccanismi tariffari fondati sui costi e tra di loro compatibili, al fine di evitare la creazione di barriere agli scambi transfrontalieri.

Da ultimo, il CEER ha rilevato la necessità di realizzare maggiori investimenti nel settore delle infrastrutture gas; ciò nell'ambito di un regime regolatorio adeguato a garantire la sicurezza delle forniture e lo sviluppo della concorrenza.

## Forum di Firenze

L'undicesima riunione del Forum di Firenze<sup>14</sup> si è tenuta a Roma il 16 e 17 settembre 2004.

Nel corso della riunione, i rappresentanti della Commissione europea hanno posto l'accento sul fatto che esistono ancora ostacoli alla piena realizzazione di un mercato interno dell'energia. In particolare, il recepimento delle nuove diret-

---

13 *Gas Transmission Europe*. GTE è l'associazione dei gestori delle reti di trasmissione europee. L'associazione è stata costituita nel 2000 e si prefigge come obiettivi una maggiore trasparenza e lo sviluppo della trasmissione di gas a livello transfrontaliero.

14 Il Forum di Firenze è stato istituito nel 1998 per discutere questioni relative alla realizzazione di un vero mercato elettrico europeo. Partecipano al Forum le Autorità di regolazione nazionali, rappresentanti dei 25 Stati membri dell'Unione europea e dei paesi dello spazio economico europeo, la Commissione europea, i gestori delle reti di trasmissione, nonché rappresentanti dell'industria e dei consumatori. Gli argomenti in agenda riguardano gli scambi transfrontalieri di energia elettrica, la fissazione di una tariffa per gli scambi transfrontalieri e la gestione della capacità di interconnessione in caso di scarsità.

tive nei vari Stati membri è stato giudicato insufficiente e il grado di apertura del mercato tra i vari paesi dell'Unione ancora disomogeneo. Inoltre, dall'inizio del processo di liberalizzazione a oggi il livello di concentrazione nell'industria è costantemente aumentato, le infrastrutture, in particolare quelle transfrontaliere, sono tuttora inadeguate, nonostante l'obiettivo, concordato a Barcellona nel 2002, di far sì che ciascun paese possieda una capacità di interconnessione almeno pari al 10 per cento della sua capacità di generazione. In tale contesto la Commissione europea ha pensato di sfruttare le potenzialità offerte dal sistema delle ferrovie o dei tunnel e di condizionare il finanziamento di nuovi investimenti nel settore dei trasporti alla possibilità di utilizzo dei cavi anche a fini energetici.

Il CEER ha invece posto l'accento sulla necessità di migliorare l'attuale stato del mercato interno dell'elettricità, attraverso una regolazione adeguata anche rispetto al diritto alla concorrenza, con particolare riferimento agli abusi di posizione dominante. La definizione di un quadro regolatorio completo in linea con la nuova normativa comunitaria (Direttiva 2003/54/EC e regolamento 1228/2003/EC) e l'adozione di misure tese a facilitare gli investimenti nelle linee di interconnessione sono tra le misure più urgenti da adottare. Il CEER ha inoltre valutato positivamente l'iniziativa della Commissione europea, tesa al miglioramento della collaborazione tra le Autorità di regolazione nel settore dell'energia e quelle *antitrust*.

Con riferimento al mercato dell'energia del Sud-Est Europa, la Commissione europea ha informato che, su mandato del Consiglio dei ministri, sta negoziando un accordo vincolante con i paesi della regione. L'obiettivo finale è la creazione di una *Energy Community* basata sull'*acquis communautaire*. Per quanto riguarda gli aspetti più tecnici, un meccanismo CBT è già in uso, mentre la definizione di uno standard *market design* per l'intera regione è già a uno stadio avanzato.

All'undicesima riunione del Forum di Firenze ha preso parte anche il rappresentante dell'Algeria, il quale ha ribadito la necessità di creare un mercato dell'elettricità nella regione a sud del Mediterraneo basato sui principi contenuti nell'*acquis communautaire*.

Con riferimento alla gestione delle congestioni, la Commissione europea ha presentato *Linee guida* tese al completamento e all'aggiornamento di quelle già esistenti. Le norme riguardano in particolare il coordinamento tra gestori di rete, la pubblicazione delle informazioni relative alla trasmissione e alla generazione, norme specifiche per le linee di interconnessioni finanziate da privati (*merchant*) e il trattamento delle rendite di congestione. Per facilitare e accelerare il lavoro e in particolare per giungere rapidamente all'utilizzo delle *implicit auctions*, la Commissione europea ha proposto che il lavoro si svolgesse su due canali paralle-

li. Da un lato la discussione di questioni comuni a tutti i paesi membri, quali, per esempio, il potere di mercato. Tali tematiche comuni dovranno essere approfondite in ambito CEER/ERGEG, in collaborazione con la Commissione europea, ETSO (*European Transmission System Operators*), Europex e altri operatori, e discusse alla prossima riunione del Forum fissata per la primavera/autunno 2005.

Parallelamente, per facilitare la risoluzione di problemi specifici per le varie regioni dell'Unione, la Commissione europea ha proposto la creazione di "mini-forum". Le regioni in questione sono le seguenti:

- Penisola iberica (Portogallo-Spagna-Francia);
- Regno Unito e Irlanda (Eire-Regno Unito-Francia);
- Benelux (Francia-Belgio-Olanda-Lussemburgo-Germania);
- Italia (Italia-Francia-Svizzera-Germania-Austria-Slovenia-Grecia);
- paesi nordici (Norvegia-Danimarca-Svezia-Finlandia-Germania-Polonia);
- Europa centro-orientale (Germania-Polonia-Repubblica Ceca-Slovacchia-Austria-Ungheria-Slovenia);
- paesi Baltici (Estonia-Lituania-Lettonia).

Le prime riunioni dei "mini-forum" si sono tenute tra il 17 dicembre 2004 e il 15 febbraio 2005. Lo scopo che essi si prefiggono è quello di fornire un programma anche temporale dettagliato per l'introduzione di meccanismi di mercato coordinati, almeno del giorno prima, quali le *implicit* ed *explicit auction*. Altri argomenti in agenda hanno riguardato l'armonizzazione delle tariffe, il meccanismo di compensazione tra gestori di rete, la sicurezza delle infrastrutture, la direttiva sulle infrastrutture e gli standard europei di affidabilità.

Al termine delle varie riunioni i partecipanti hanno raggiunto un accordo sui punti illustrati nel seguito.

È necessaria l'introduzione di un metodo di gestione delle congestioni compatibile per l'intera Unione europea. Esso dovrebbe consentire l'uso sia delle *explicit* sia delle *implicit auction*. Al momento in Europa i metodi di gestione delle congestioni sono, di fatto, una combinazione di questi due meccanismi. In alternativa, si potrebbe fare uso del meccanismo del prezzo zonale (*zonal pricing*) con le zone, inizialmente, corrispondenti ai vari Stati membri.

Il requisito minimo dovrebbe essere il ricorso alle *explicit auction* coordinate, ovvero la introduzione di un meccanismo minimo di mercato.

Esempi di *explicit auction* in uso o in via d'introduzione in sostituzione di meccanismi non in linea con il regolamento della Commissione europea 1228/2003/CE sono i seguenti:

- confine Germania-Francia;

- confine Francia-Belgio;
- confine Francia-Spagna.

Un'allocazione coordinata della capacità è inoltre in atto tra i gestori di rete di Repubblica Ceca, Polonia e Germania.

Le *implicit auction* sono di norma utilizzate nei mercati del giorno prima o intra-giornalieri e in particolari casi di congestioni sulle interconnessioni. Esse possono aumentare la liquidità delle borse elettriche, nonché accrescere la concorrenza nel mercato interno grazie alla loro efficienza in termini di massimizzazione della capacità. Nelle regioni dove tale meccanismo non è in uso, la sua introduzione dovrebbe essere presa in considerazione anche facendo ricorso a progetti pilota. Il meccanismo delle *implicit auction* è attualmente in uso nel mercato nordico (*market splitting*). Ci sono inoltre una serie di progetti in via di realizzazione.

Nel corso delle riunioni è stato previsto quanto segue:

- inizio del *market coupling* tra Francia, Belgio e Olanda intorno alla metà del 2005;
- avvio della prima delle tre fasi tendenti all'introduzione del *market coupling* al confine tra la Francia e la Spagna entro la metà del 2005;
- introduzione del *market coupling* tra l'Olanda e la Norvegia attraverso il cavo Norned nel 2008.

Nel caso della Germania, per integrare le *explicit* e le *implicit auction* si potrebbe fare ricorso all'*Open Market Coupling* (OMC), un ulteriore sviluppo delle *explicit auction* che consente alle borse di partecipare alle gare per l'allocazione della capacità.

L'integrazione del mercato elettrico europeo attraverso i mercati di bilanciamento e del giorno prima è un meccanismo già in uso in alcune regioni dell'Unione. La Commissione europea dovrà condurre uno studio su tali mercati entro l'autunno del 2005.

È stato inoltre concordato che le varie procedure di allocazione regionale dovranno essere obbligatoriamente e al più presto compatibili le une con le altre. Il coordinamento dovrà riguardare almeno i seguenti aspetti:

- calcolo della capacità disponibile;
- allocazione della capacità;
- gestione efficiente dei *loop-flow*.

In particolare nel corso delle riunioni è stato concordato che il coordinamento della gestione delle congestioni tra gestori di rete basato sulle *explicit auction* nell'Europa centro-orientale avvenga nel 2005. Un meccanismo di coordinamento per tutti i

gestori di rete invece è previsto per l'inizio del 2006.

Per quanto riguarda i confini con l'Italia, un gruppo di lavoro studierà un metodo di gestione coordinata sempre per il 2006. Maggiore coordinamento dovrà essere raggiunto anche tra Irlanda, Regno Unito e Francia.

Per quanto riguarda gli aspetti regolatori, le conclusioni del primo giro di consultazioni sono state le seguenti:

- è necessario aumentare la cooperazione tra i regolatori per lo sviluppo di linee di interconnessione *merchant* tra i paesi nordici e il resto dell'Europa;
- è necessario garantire maggiore trasparenza. Tutti i regolatori della regione devono avere accesso a una serie coordinata di informazioni relative all'intera area. Ciò al fine di consentire un migliore monitoraggio dei mercati ed evitare ogni abuso di posizione dominante. La trasparenza è una delle condizioni necessarie al corretto funzionamento del mercato elettrico europeo.

Nel corso delle riunioni è stato altresì deciso che le *Linee guida* sulla gestione delle congestioni saranno emendate alla luce delle decisioni raggiunte nei "mini-forum" con l'obiettivo di renderle operative, nel rispetto delle procedure di consultazione comunitarie, da gennaio 2006.

Il "mini-forum" per l'Italia si è tenuto a Milano il 25 gennaio 2005. Oltre all'Autorità, hanno preso parte alla riunione anche le Autorità di regolazione francese, svizzera, tedesca, austriaca, slovena e greca. Nel corso della riunione sono stati trattati i seguenti argomenti:

- analisi delle attuali situazioni nazionali con riferimento ai meccanismi di gestione delle congestioni;
- definizione degli obiettivi futuri e delle misure necessarie per raggiungere tali obiettivi;
- predisposizione di un meccanismo di gestione a livello regionale per il 2006.

Nel corso della riunione i partecipanti hanno posto l'accento sulla necessità di maggiore collaborazione tra gestori delle reti di trasmissione nazionali, nonché di un approccio coordinato delle congestioni. In particolare, è stato rilevato che nei vari paesi della regione sono utilizzati meccanismi diversi di allocazione della capacità alla frontiera. La complessità della situazione richiede un approccio graduale. Si è pertanto deciso di procedere:

- creando, entro il 2005, un gruppo di lavoro *Ad Hoc Working Group* (AHWG) composto almeno dai regolatori dei paesi confinanti con l'Italia, dai rappresentanti delle borse elettriche e dai gestori di rete. Il gruppo di lavoro dovrà

coordinare i meccanismi di allocazione della capacità in uso nei vari paesi della regione e porne in essere uno transitorio su base regionale entro il 2006. Il meccanismo sarà basato su regole di mercato, e dovrà prevedere norme per l'*hedging* del rischio, nonché regole specifiche contro eventuali abusi di posizione dominante. Il gruppo di lavoro sarà condotto dall'Autorità;

- adottando, nel medio periodo, il cosiddetto *Market Coupling*. A tal fine, sarà condotto uno studio di fattibilità. Potranno partecipare allo studio tutti i paesi partecipanti al "mini-forum" regionale a condizione che abbiano certi prerequisiti (*Third Party Access*, gestore della rete indipendente ecc).

Il Forum ha accettato la proposta dell'Autorità di creare un gruppo di lavoro (che potrebbe coincidere con l'AHWG) per l'analisi di un meccanismo di gestione delle congestioni da applicarsi dopo il 2006.

#### Attività del Council of European Energy Regulators (CEER)

Nel corso del 2004 l'attività del CEER<sup>15</sup> si è soprattutto concentrata sulla eliminazione delle barriere agli scambi transfrontalieri e alla effettiva realizzazione del mercato interno dell'energia.

Uno degli sviluppi più importanti verificatosi nel corso dell'anno riguarda l'istituzione della Scuola di regolazione di Firenze (*Florence School of Regulation*). Essa è frutto di uno sforzo congiunto CEER, Commissione europea e Istituto universitario europeo, e ha il sostegno delle imprese del settore energetico. La scuola offre una sede neutrale agli operatori del settore (industria, regolatori, Commissione europea e accademici), per la discussione di questioni attinenti al mercato comune dell'energia. Ciò consente lo scambio e la diffusione delle esperienze (*training*).

Tra le varie attività dei regolatori c'è la cosiddetta *advocacy*. I regolatori svolgono la funzione di avvocati difensori sia all'esterno (CEER) sia all'interno del

---

15 Il CEER è stato istituito nel marzo 2000, su iniziativa di alcuni organi di regolazione fra cui l'Autorità, con l'intento di creare un meccanismo informale di cooperazione e scambio di informazioni tra i regolatori europei del settore dell'energia. Nel giugno 2003, anche in relazione alle nuove funzioni delle Autorità di regolazione previste dalle Direttive 2003/54/CE e 2003/55/CE, il CEER è stato rifondato come associazione senza scopo di lucro di diritto belga.

Al CEER aderiscono 25 organismi di regolazione di quasi tutti i paesi dell'Unione europea dopo l'allargamento (Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Francia, Grecia, Irlanda, Irlanda del Nord, Italia, Lussemburgo, Paesi Bassi, Portogallo, Spagna, Svezia, Regno Unito, Cipro, Estonia, Lettonia, Lituania, Malta, Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Slovenia e Ungheria) e due dell'Area economica europea di libero scambio (Norvegia e Islanda). Dall'1 luglio 2004 aderisce anche l'Autorità di regolazione tedesca.

processo decisionale (ERGEG) con riferimento ad alcuni aspetti del processo di liberalizzazione quali la concorrenza, il miglioramento del quadro regolatorio e la sicurezza delle forniture. Il giudizio dei regolatori è unico in quanto è al tempo stesso un giudizio di qualità e di assoluta imparzialità.

Nel 2004, per esempio, il CEER ha fornito assistenza alle istituzioni comunitarie, prodotto rapporti e *Position Paper* contenenti raccomandazioni o *Linee guida*, commentato le proposte di legge presentate dalla Commissione europea; i suoi membri hanno attivamente partecipato a riunioni e seminari, oltre che preparato presentazioni. Le attività di *advocacy* includono la predisposizione di proposte dettagliate di natura tecnica (in sede sia CEER sia ERGEG) per l'attuazione di direttive e regolamenti nei settori del gas e dell'elettricità, nonché il monitoraggio del rispetto di regole già esistenti e di nuova applicazione. In particolare il CEER ha commentato su tre proposte legislative della Commissione europea quali: la proposta di regolamento delle condizioni di accesso alle reti di trasmissione gas (COM (2003) 741); la proposta di direttiva concernente l'adozione di misure per la sicurezza delle forniture elettriche e per gli investimenti nelle infrastrutture (COM (2003) 740); la proposta di direttiva sull'efficienza negli usi finali dell'energia e sui servizi energetici (COM (2003) 739). Attraverso ERGEG, i regolatori hanno lavorato attivamente per l'introduzione di nuove *Linee guida* per assicurare un accesso indiscriminato agli stoccaggi gas.

Tra la attività future il CEER annovera la promozione della concorrenza. A tal fine i regolatori hanno già avviato una collaborazione con le Direzioni Generali Trasporto ed Energia e Concorrenza.

Per quanto riguarda in particolare il mercato elettrico, le attività del CEER nel 2004 si sono incentrate sui seguenti argomenti:

- infrastrutture;
- standard operativi di gestione del sistema di trasmissione;
- gestione delle congestioni e trasparenza;
- mercati di bilanciamento;
- meccanismo di compensazione tra gestori di rete.

Per quanto riguarda più propriamente le infrastrutture, nel maggio 2004 il CEER ha pubblicato un documento (*Position Paper Principle 5 for Congestion Management*) che affronta quello che viene definito come uno dei maggiori ostacoli agli investimenti in nuove linee transfrontaliere, ovverosia l'incertezza di una adeguata remunerazione. Nel documento il CEER propone l'eliminazione di tale incertezza attraverso il coordinamento tra Autorità di regolazione e la fissazione di meccanismi certi di calcolo.

Anche con riferimento alla proposta di direttiva sulla sicurezza delle forniture e

sugli investimenti nelle infrastrutture (COM(2003)740) avanzata dalla Commissione europea, il CEER ha predisposto un documento. In esso (*Position Paper*), presentato nel corso dell'undicesima riunione del Forum di Firenze, il CEER, pur concordando con i principi fondamentali contenuti nella proposta di direttiva, ha formulato osservazioni sull'approccio e sulle conseguenze della proposta, con particolare riferimento allo sviluppo delle interconnessioni.

Per quanto riguarda gli standard di gestione per gli operatori di rete, invece, il CEER ha posto l'accento sulla necessità di un maggiore coordinamento tra operatori nazionali. A seguito delle osservazioni del CEER, l'UCTE ha iniziato un lavoro di stretta collaborazione con altre organizzazioni di settore, e con il CEER stesso per lo sviluppo di un nuovo set di standard (*Operational Handbook*). Nel corso dell'undicesima riunione del Forum di Firenze il CEER ha presentato un documento sulla bozza dell'*Operational Handbook* predisposto dall'UCTE ponendo l'accento sul fatto che deve essere posta maggiore attenzione ai seguenti aspetti: la chiara definizione delle responsabilità; la natura legalmente vincolante delle regole, inclusa un'attenta definizione delle eccezioni; l'effettiva implementazione e il monitoraggio delle attività; il ruolo dei regolatori.

A seguito della riunione del Forum, l'UCTE e il CEER hanno concordato di organizzare una serie di incontri aventi per oggetto la discussione dell'*Operational Handbook*. Da settembre 2004 si sono tenuti tre incontri tecnici.

Nel corso del 2004 il CEER ha inoltre svolto un'analisi dei metodi di calcolo della capacità transfrontaliera. In particolare, sono state prese in considerazione tra le altre le questioni relative ai contratti a lungo termine, i criteri di sicurezza in uso, i *loop flow*. Intenzione del CEER era di pubblicare all'inizio del 2004 una serie di raccomandazioni in materia. Tuttavia, quest'attività è stata posticipata al 2005 in considerazione del fatto che, nel corso dell'undicesima riunione del Forum di Firenze, le *Linee guida* per la gestione delle congestioni non sono state unanimemente approvate, mentre si sono istituiti una serie di "mini-forum" per la gestione delle congestioni a livello regionale (vedi paragrafo precedente).

La trasparenza delle informazioni relative ai flussi fisici è di centrale importanza per la realizzazione di un effettivo mercato interno dell'elettricità. Il CEER si era occupato già in precedenza di tali aspetti; rileva tuttavia che, nonostante alcuni progressi, il livello di trasparenza continua a essere insufficiente.

Per quanto riguarda i mercati di bilanciamento, nel corso del 2004 il CEER ha condotto uno studio dettagliato sulla situazione nei vari paesi dell'Unione, allo scopo di formulare una serie di raccomandazioni. A livello europeo la questione è ancora aperta.

Relativamente al gas naturale le attività del CEER si sono concentrate sui seguenti aspetti:

- monitoraggio delle *Linee guida* per i gestori di rete con riferimento all'accesso dei terzi alle reti *Guidelines for Good TPA (Third Party Access) Practice for Transmission System Operators* (GGP2);
- analisi comparativa delle strutture tariffarie del servizio di bilanciamento;
- incentivi per la costruzione di nuove infrastrutture.

Nel corso del 2004 il CEER ha lavorato in stretta collaborazione con il neo costituito ERGEG su diverse questioni relative al gas. Attraverso l'ERGEG, le Autorità di regolazione forniscono assistenza alla Commissione europea. Il CEER e l'ERGEG hanno coadiuvato la Commissione nella formulazione di *Linee guida* per l'accesso al sistema di stoccaggio, il monitoraggio dell'implementazione dei meccanismi di calcolo delle tariffe *entry-exit* e lo studio delle varie opzioni per l'introduzione di meccanismi efficienti per gli scambi transfrontalieri.

Riguardo al monitoraggio delle *Linee guida* per i gestori di rete con riferimento all'accesso dei terzi alle reti, *Guidelines for Good TPA Practice for Transmission System Operators* (GGP2) approvate nel settembre 2003 al Forum di Madrid, il CEER ha predisposto, in cooperazione con il GTE, un formulario per i gestori di rete. I risultati del questionario sono stati presentati nel corso della riunione del Forum di Madrid del luglio 2004. Il rapporto rileva come nonostante vi siano stati notevoli progressi, alcune regole di primaria importanza (quali, per esempio, l'applicazione di regole adeguate per la gestione delle congestioni e il ricorso a incentivi per l'uso efficiente della capacità) continuano a essere disattese.

Per quanto riguarda la struttura del calcolo delle tariffe per il servizio di bilanciamento, il CEER sta lavorando su un'analisi comparativa. Il documento è in preparazione. Le attività del CEER non si limitano tuttavia alla sola discussione di aspetti tecnici. Il CEER è altresì attivo nella discussione di altre questioni relative al mercato interno, quali:

- interazione tra mercati elettrici;
- questioni relative alla concorrenza;
- questioni relative all'*unbundling*;
- sviluppo delle energie rinnovabili;
- paesi dell'Europa sud-orientale.

Con riferimento all'interazione tra mercati elettrici, il CEER ha predisposto una bozza di documento di lavoro *Key interactions and potential trade distortions between electricity markets*. Il documento è stato presentato al Forum di Firenze di settembre 2004. Suo scopo principale è l'analisi delle interazioni tra mercati nazionali, nonché di quelle che possono di fatto inibire gli scambi.

Il CEER ha inoltre lavorato in collaborazione con la Commissione europea per la

predisposizione del quarto rapporto di *Benchmarking* sull'implementazione del mercato interno del gas. A tale proposito il CEER ha posto l'accento sulla necessità di stabilire un meccanismo di cooperazione formale tra regolatori dell'energia e Autorità *antitrust*, a livello sia nazionale sia comunitario. L'*Energy Day* di settembre 2004, organizzato su iniziativa della Commissione europea, ha segnato l'inizio di tale cooperazione. Il CEER ha inoltre predisposto un questionario sull'*unbundling*. Con riferimento alle energie rinnovabili il CEER ha preparato un rapporto che descrive le varie esperienze in materia di impatto delle *Renewables Obligation* (obbligo d'acquisto d'energia da fonti rinnovabili) sui mercati liberalizzati dell'elettricità. Il rapporto evidenzia come uno dei problemi sia l'assenza di un sistema armonizzato a livello europeo. Per assicurare la rispondenza ai costi e, al tempo stesso, non creare disturbo alla concorrenza, il rapporto suggerisce l'introduzione di un sistema armonizzato di sostegno alle energie rinnovabili. Con riferimento all'Europa sud-orientale, il CEER è stato altresì attivo nella creazione di un mercato regionale e nella sua integrazione in quello comune europeo. Il CEER ha anche svolto un'azione sia di monitoraggio degli sviluppi istituzionali, sia di definizione di un quadro normativo per l'istituzione dell'ECSEE (*Energy Community of South-East Europe*). Inoltre, il CEER ha partecipato attivamente allo sviluppo di un programma di azione per l'implementazione dello standard *market design* per il mercato energetico dell'Europa sud-orientale (*Action Plan for the Implementation of the Standard Market Design of the South East regional energy market*) attraverso il suo *Options Paper on the Transitional Steps*. In collaborazione con USAID il CEER ha preparato il secondo *Regulatory Benchmarking Report* per i paesi della regione. Il rapporto è stato presentato al quinto Forum di Atene nell'ottobre 2004. Suo scopo è quello di valutare gli sviluppi nell'adeguamento alla normativa comunitaria. Il rapporto rileva come alcuni aspetti rimangano critici, quali l'indipendenza del regolatore e la presenza di ostacoli che possono impedire l'effettivo funzionamento delle Autorità di regolazione, come, per esempio, insufficienti risorse umane o finanziarie.

**Gruppo dei regolatori europei per il gas e l'elettricità** L'Autorità partecipa attivamente anche al gruppo dell'ERGEG. IL 2004 è stato il primo anno di attività dell'ERGEG, costituito l'11 novembre 2003 in base alla Decisione della Commissione europea 2003/796/EC. Esso è composto dai regolatori dei 25 Stati membri dell'Unione; la Commissione europea vi partecipa con rappresentanti ad alto livello e vi svolge la funzione di segretariato. I regolatori dei paesi candidati e dei paesi EEA prendono parte alle riunioni in qualità di osservatori. Il gruppo ha lo scopo di favorire la consultazione, il coordinamento e la cooperazione tra le Autorità di regolazione e tra queste e la Commissione europea, al fine di assicurare un'applicazione coerente della nuova normativa in tutti i paesi membri. Norme di consultazione trasparenti sono il prerequisito per una buona regolazio-

ne. A tal fine, nel corso del 2004, ERGEG ha predisposto procedure di consultazione formali con tutta l'industria e gli *stake holder*.

Per quanto riguarda l'energia elettrica, durante il 2004 ERGEG ha svolto un ruolo di consultazione e proposta sulle *Linee guida* presentate dalla Commissione europea, per la gestione delle congestioni, per il meccanismo di compensazione tra gestori di rete e per il calcolo delle tariffe di trasmissione.

Con riferimento al gas naturale tre argomenti sono stati oggetto d'analisi da parte dell'ERGEG: le *Linee guida* per lo stoccaggio, le tariffe transfrontaliere e il monitoraggio delle tariffe *entry-exit*.

Il controllo del rispetto delle regole nuove ed esistenti (a inclusione degli accordi volontari) riveste una grande importanza per valutare il grado di concorrenza nel mercato e l'effettivo accesso indiscriminato alle reti. Nell'ambito della sua attività di monitoraggio ERGEG ha predisposto un *Monitoring Report* sull'applicazione delle Linee guida *Entry-Exit System Guidelines*. Il rapporto è stato presentato nel corso dell'ottava riunione del Forum di Madrid nel luglio 2004.

Nel 2004 ERGEG ha inoltre condotto un'analisi dettagliata sulla situazione della gestione delle congestioni ai confini nazionali dei vari Stati membri dell'Unione. Dal rapporto emerge che in molti casi non sono stati posti in essere meccanismi di mercato necessari alla corretta gestione delle congestioni.

ERGEG ha altresì fornito assistenza alla Commissione europea con riferimento alla proposta di *Linee guida* sulle tariffe di trasmissione e sullo sviluppo di un modello ITC (*Inter TSO Compensation* – meccanismo di compensazione tra gestori di rete).

Ugualmente, per quanto riguarda l'armonizzazione delle tariffe di trasmissione, l'ERGEG ha inviato alla Commissione europea i suoi commenti, sulla base dei quali, insieme a quelli di altri operatori, la Commissione ha modificato la proposta. La nuova proposta è stata discussa nel corso dell'undicesima riunione del Forum di Firenze tenutasi a settembre 2004.

Nel settore del gas naturale le attività di consultazione dell'ERGEG si sono focalizzate sugli stoccaggi e sull'uso delle reti, incluse le questioni relative agli scambi transfrontalieri e alle metodologie per il calcolo delle tariffe.

Per quanto riguarda gli stoccaggi, la proposta di *Linee guida* di buona condotta per gestori di impianti di stoccaggio (*Guidelines on Good Practice for Gas Storage Operators*) è stata oggetto della prima consultazione pubblica dell'ERGEG con i rappresentanti dell'industria e delle altre parti interessate il 12 novembre 2004. Le *Linee guida* sono state approvate da ERGEG e accettate dalla associazione europea degli operatori per l'adozione su base volontaria nel marzo 2005.

Nel 2004 ERGEG ha altresì preparato un documento e un *Position Paper* sulle tariffe regolate per il trasporto transfrontaliero e per il transito. Il *Position Paper* fornisce un quadro generale della situazione nei vari mercati nazionali e regionali, includendo alcune raccomandazioni.

## Rapporti con i paesi esterni

### Mercato dell'energia del Sud-Est Europa

A partire dagli anni Novanta i paesi del Sud-Est Europa hanno vissuto grandi modificazioni dovute ai repentini cambiamenti politico-economici occorsi fra Europa occidentale e orientale.

In particolare il settore energetico ha subito profonde trasformazioni a causa degli eventi bellici che hanno colpito la Croazia e la Bosnia-Herzegovina; tali eventi, infatti, hanno portato alla separazione permanente della parte sud-orientale del sistema UCTE (settore elettrico) dal resto del sistema europeo.

I sistemi elettrici di Romania e Bulgaria, che sino agli anni Novanta erano interconnessi con il sistema elettrico dell'allora Unione sovietica, si sono interconnessi con il sistema elettrico dell'area balcanica.

Successivamente, la stabilizzazione socio-politica della regione, nonostante la presenza di diverse crisi a livello locale in alcuni paesi, ha portato all'aumento generalizzato della domanda di energia. Ciò ha prodotto l'avvio di progetti di ammodernamento delle centrali e di sviluppo della rete di trasporto.

La recente sincronizzazione del Sud-Est Europa con il resto del sistema UCTE, avvenuta con successo nell'ottobre 2004, ha aperto nuove prospettive, non solo per la realizzazione di un mercato elettrico regionale, ma anche per la piena integrazione con il mercato elettrico continentale. Le stesse considerazioni valgono per la creazione di un mercato regionale del gas naturale connesso con i principali corridoi di transito e fornitura verso l'Unione europea.

La Commissione europea, da anni impegnata a migliorare le condizioni politico-economiche dell'area attraverso il Patto di stabilità per i Balcani, ha promosso la creazione di un mercato regionale integrato dell'energia nell'area. Nel novembre 2002 la firma di un accordo (*Memorandum of Understanding*) fra 10 paesi balcanici<sup>16</sup> e la Commissione europea ha dato avvio al cosiddetto Processo di Atene. Nel dicembre 2003 Italia, Austria, Grecia, Slovenia e Ungheria, in virtù della loro localizzazione geografica, hanno controfirmato l'accordo in veste di "partecipanti politici".

Il Processo di Atene ha come obiettivo principale quello di definire un piano della regione nel medio-lungo termine relativamente alle seguenti tematiche:

- riforme istituzionali e strutturali;
- sviluppo degli aspetti del mercato e degli aspetti regolatori;
- pianificazione strategica per gli investimenti infrastrutturali basati sull'analisi della domanda futura e della disponibilità di generazione.

---

<sup>16</sup> Albania, Bulgaria, Bosnia Erzegovina, Croazia, Macedonia, Romania, Serbia, Montenegro, Turchia e Kosovo.

Tale processo, che ha come obiettivo quello di creare adeguate condizioni di funzionamento del mercato dell'elettricità nel Sud-Est Europa, vede come protagonisti tutti i soggetti interessati: i governi, i regolatori, i gestori della rete, le imprese, gli investitori, i cosiddetti *Donor* (USAID – *United States Agency for International Development*, CIDA – *Canadian International Development Agency*, World Bank, EBRD – *European Bank for Reconstruction and Development*, EIB – *European Investment Bank*), che hanno il compito di sostenere il processo dal punto di vista finanziario e delle risorse umane. Tutte le parti interessate si riuniscono ogni sei mesi nel Forum di Atene per discutere sugli sviluppi politici, tecnici e finanziari del mercato energetico regionale. Nel corso del 2004 si sono tenuti ad Atene il 4° e 5° Forum, ai quali ha partecipato l'Autorità, che hanno focalizzato la loro attenzione sul disegno del mercato elettrico, i progetti infrastrutturali del settore del gas e la finalizzazione del Trattato.

Alla fine del 2003 l'Unione europea ha deciso di trasformare il *Memorandum of Understanding* in un trattato giuridicamente vincolante e la Commissione europea è stata delegata dal Consiglio dei ministri a negoziare tale trattato con i paesi dell'area balcanica con l'auspicio di arrivare a una firma definitiva entro il luglio 2005. Il 22 marzo 2005 nove dei dieci paesi balcanici (la Turchia mantiene una riserva) hanno firmato assieme alla Commissione europea un trattato per la creazione della Comunità energetica dei Balcani. Le novità rilevanti rispetto al *Memorandum of Understanding* hanno riguardato innanzitutto l'estensione dello stesso al settore del gas (di grande rilevanza per l'area e per il potenziale di approvvigionamento dell'Unione europea), oltre che aspetti concernenti lo sviluppo delle reti del gas e gli oleodotti, la sicurezza dell'approvvigionamento, l'efficienza e il risparmio energetico, la promozione di energia da fonti rinnovabili.

Il Trattato prevede inoltre la costituzione di un segretariato che avrà sede a Vienna e la creazione del già menzionato *South East Europe Regional Regulatory Board*.

A esso, secondo quanto delineato, parteciperanno tutti i regolatori dell'area dei Balcani con una presidenza di turno, mentre la Commissione europea assolverà al ruolo di vicepresidente, facendosi assistere dai regolatori dei cinque paesi dell'Unione europea che aderiscono al Trattato, fra cui l'Autorità italiana, e da un rappresentante dell'ERGEG.

I compiti principali del *Regulatory Board* riguardano essenzialmente:

- suggerire al Consiglio dei ministri e al *Permanent High Level Group* (organismo cui partecipano i rappresentanti dei governi) regole tecniche relative ad aspetti di regolazione;
- proporre raccomandazioni per le dispute relative ai transiti internazionali sulle reti di trasporto;

- porre in essere misure legislative quando il Consiglio dei ministri lo consente;
- adottare atti procedurali.

Il *Regulatory Board* si riunirà ad Atene e adotterà le proprie procedure interne attraverso atti ufficiali.

Con l'estensione del Trattato al settore del gas la Commissione europea ha previsto l'istituzione di un Forum *ad hoc* da tenersi a Istanbul. Il Forum si avvarrà, secondo quanto previsto dalla Commissione, della collaborazione di tre gruppi di lavoro:

- *Gas Working Group*: presieduto dalla Commissione europea e a cui partecipano i rappresentanti dei governi della regione dei Balcani. Esso ha carattere essenzialmente politico mirato alla definizione delle strategie e degli obiettivi da perseguire;
- *Regional Infrastructure Investment Group*: presieduto dalla *World Bank*. Vi partecipano tutti i soggetti interessati ed è rivolto alla definizione di proposte per piani d'azione al fine di incrementare il consumo di gas, nonché promuovere la realizzazione di nuovi investimenti individuando eventuali barriere politiche o legislative;
- *Regional Infrastructure Regulatory Group*: la cui presidenza spetta a un'Autorità di regolazione del Sud-Est Europa e i cui compiti riguardano sia l'individuazione del quadro regolatorio regionale (per esempio, l'accesso alle reti di trasporto) sia la valutazione economico-strategica degli investimenti proposti.

Sin dalla firma del *Memorandum of Understanding* il CEER è stato invitato dalla Commissione europea a creare un gruppo di lavoro che coinvolgesse i regolatori dei paesi aderenti. Tale gruppo di lavoro, co-presieduto dall'Autorità italiana e greca, ha l'obiettivo di promuovere l'adozione dell'*aquis communautaire* nel mercato dell'energia dell'area balcanica. Sia il *Memorandum* sia il Trattato fanno riferimento ai requisiti minimi per la liberalizzazione dei due settori energetici delle Direttive (2003/54/CE per l'elettricità e 2003/55/CE per il gas) in vista della prospettata integrazione, nel medio termine, del mercato energetico dell'Unione europea con quello dell'area balcanica.

Il gruppo di lavoro del CEER per il Sud-Est Europa, che si è riunito nel 2004 tre volte, ha definito sin dalla sua creazione obiettivi funzionali allo sviluppo del mercato elettrico e del gas e una struttura articolata in cinque *task force* funzionali:

- la *Institutional compliance Task Force*: presieduta dal regolatore turco, ha competenze in materia di monitoraggio degli sviluppi istituzionali nella regione, convergenza delle prassi e degli interventi di regolazione ed elabo-

razione di proposte per la crescita delle competenze all'interno degli organismi di regolazione. La *Task Force*, con il supporto di USAID, ha prodotto il primo *Regulatory Benchmarking Report* sugli organismi di regolazione esistenti nell'area durante il 2003 e lo ha aggiornato con una seconda versione alla fine del 2004;

- la *Internal Market Task Force*: coordinata dal regolatore rumeno per l'elettricità, il cui obiettivo principale è quello di sviluppare, in cooperazione il gruppo di lavoro di ETSO per il Sud-Est Europa (SETSO), un meccanismo di *Cross Border Trade* (CBT) che si consolidi a medio termine con quello dell'Unione europea. SETSO ha adottato lo scorso luglio 2004 un meccanismo CBT in base ai principi del meccanismo ETSO applicato nell'Unione europea e tale meccanismo è operativo da quella data in quasi tutti i paesi della regione balcanica;
- la *Market and Investment Facilitation Task Force*: presieduta dal regolatore greco, il cui scopo principale è quello di sviluppare il disegno del mercato elettrico per il Sud-Est Europa. Tale attività ha richiesto e richiede una intensa collaborazione ancora in corso fra le istituzioni e gli operatori interessati, e in particolare i *Donor* e le imprese. Durante il 2005 la *Task Force* dovrà lavorare alla creazione di un *Regional Trading Centre* e all'interazione con altre istituzioni di carattere regionale;
- la *Institutional Building Task Force*: coordinata dal regolatore sloveno, che ha il compito di monitorare l'evoluzione relativa al quadro legislativo generale e in particolare relativa all'organizzazione, le attività e le competenze del *South East Europe Regulatory Board* previsto da Trattato;
- la *Gas Task Force*: presieduta dall'Autorità, il cui obiettivo è quello di monitorare il mercato del gas nell'area balcanica e di elaborare una strategia per lo sviluppo del mercato regionale con il *focus* sugli aspetti infrastrutturali e dei transiti. La *Task Force* ha pubblicato all'inizio del 2005 un rapporto analitico della situazione balcanica, *The South East Europe Natural Gas Market*.

**Progetto di gemellaggio tra le Autorità di regolamentazione dei settori dell'energia elettrica e del gas di Italia e Turchia**

Il progetto di gemellaggio con il regolatore del settore energetico in Turchia *Institutional Strengthening of Energy Market Regulatory Authority* (EMRA) ha una durata prevista di 20 mesi e un costo di circa 980.000 €, interamente coperto dalla Commissione europea. Ha per obiettivo l'adeguamento della regolamentazione turca dei settori dell'energia elettrica e del gas all'*acquis communautaire* – il *corpus* delle normative comunitarie in materia – e alla migliore prassi attuativa (*best practice*) utilizzata nell'Unione europea.

È articolato in tre sezioni che prevedono rispettivamente:

- il trasferimento di conoscenze tecniche specifiche necessarie alla regolazione dell'energia elettrica e del gas;
- un piano integrato di formazione da implementare in loco – particolarmente per i funzionari di nuova assunzione – o tramite visite di studio in paesi membri dell'Unione europea;
- l'assistenza alla riorganizzazione dell'EMRA.

Il progetto si avvale della collaborazione del Dipartimento per le politiche europee della Presidenza del Consiglio dei ministri, di altre Autorità di regolamentazione europee, di enti e agenzie pubbliche attive nel settore energetico, di università italiane e di altri paesi, della *Florence School of Regulation*. È coordinato da un funzionario dell'Autorità distaccato ad Ankara.

Il progetto ha avuto inizio l'1 luglio 2004. Il 10 settembre si è svolto – quale evento inaugurale – un dibattito ad alto livello con la partecipazione dei Presidenti dell'Autorità, ing. Alessandro Ortis, e dell'EMRA, dott. Yusuf Günay; dei capi progetto italiano e turco, prof. Fabio Pistella e dott. Cahit Akinci; del Ministro turco dell'energia e delle risorse minerarie, on. Hilmi Güler; dell'Ambasciatore d'Italia Carlo Marsili; del Primo Segretario della Rappresentanza della Commissione europea Ingwe Engström e del prof. Carlo Curti Gialdino, rappresentante personale del Ministro per le politiche europee, on. Rocco Buttiglione.

Fino alla fine di marzo si sono svolte 40 missioni di esperti per complessive 70 giornate di lavoro, pari al 13 per cento di quelle programmate, e sono stati predisposti due rapporti di confronto della regolamentazione turca con le norme e la migliore prassi attuativa disponibili nell'Unione europea (*Benchmark Report*), relativi rispettivamente alle tariffe elettriche e alle competenze istituzionali dell'EMRA. Analoghi rapporti sono in corso di predisposizione per altri 13 settori di attività (tariffe del gas, licenze, transito internazionale dell'energia elettrica, sviluppo delle fonti rinnovabili, sicurezza e qualità dei servizi, apertura dei mercati, monitoraggio dei mercati, Codici di rete del gas, regole del mercato elettrico, protezione dei consumatori, stoccaggio del gas, ispezioni e controlli, separazione contabile e sistema informativo).

Il progetto ha subito rallentamenti in relazione a problemi logistici, alla sostituzione del Capo progetto e a difficoltà procedurali e nel servizio di assistenza in loco in seguito a modifiche amministrative occorse sia in Italia sia in Turchia. La parte formativa ha avuto inizio nel febbraio 2005 dopo il termine di altri programmi di formazione già previsti per i funzionari di nuova assunzione. Si prevede comunque il completamento delle attività entro la fine del 2005.

#### Assistenza tecnica e rapporti bilaterali di collaborazione

Si è conclusa nel settembre 2004 l'attività di gemellaggio amministrativo fra il Ministero dell'economia e delle finanze, Dipartimento del tesoro e l'Autorità di

regolazione energetica della Repubblica Lituana *Strenghtening the Energy Market Regulator* a cui ha collaborato l'Autorità sin dal suo avvio nell'ottobre 2003. L'Autorità ha curato in particolare le attività di assistenza tecnica e formazione nel settore della regolazione delle tariffe e della qualità del servizio per un totale di 63 missioni per 182 giornate di lavoro sul campo, con l'organizzazione di due visite di studio in Italia presso i principali operatori e le maggiori istituzioni del mercato energetico. Un particolare apprezzamento, in occasione della cerimonia di chiusura tenutasi a Vilnius il 24 settembre 2004 alla presenza dei vertici delle Autorità di regolazione dei due paesi e dei rispettivi Ministeri dell'economia, è stato rivolto dalle Autorità lituane per il supporto prestato alla introduzione nel paese del primo sistema di misurazione-regolazione della qualità del servizio elettrico.

L'Autorità inoltre, a partire dalla seconda metà del 2004, ha dato inizio a una serie di rapporti bilaterali con il regolatore rumeno dell'elettricità, quello del gas e con il regolatore albanese.

Oltre a visite dirette e reciproche, presentando le attività e approfondendo tematiche di interesse specifico, l'Autorità italiana è stata invitata a partecipare a progetti di assistenza tecnica che utilizzano misure di finanziamento comunitarie. Tali progetti consentiranno ai regolatori rumeni e albanese di beneficiare del supporto del regolatore italiano e di approfondire le relazioni istituzionali già avviate attraverso le attività del gruppo di lavoro del CEER per il Sud-Est Europa.

Anche nel 2004 l'Autorità ha accolto numerose visite di studio presso i propri Uffici di Milano e Roma da parte di regolatori e altri organismi istituzionali dei paesi extra europei (Tailandia, Cina, Giappone, Ucraina, Canada e Camerun), nonché soddisfatto le numerose richieste di informazioni sul modello di regolazione italiano.

## International Energy Regulation Network

Oltre alle azioni di collaborazione e assistenza tecnica su base bilaterale l'Autorità, conformemente al mandato ricevuto dalle conclusioni del secondo *World Forum of Energy Regulation* di Roma, ha avviato nel corso del 2004 un progetto per realizzare una rete mondiale dei regolatori energetici in analogia con l'*International Competition Network* che collega in rete le Autorità *antitrust* a livello mondiale.

Il progetto di rete permanente di collegamento e scambio fra regolatori del settore energetico venne proposto per la prima volta a Montreal nel 2000, al termine del primo *World Forum on Energy Regulation*. Il rinnovato successo del secondo *World Forum* organizzato dall'Autorità a Roma nel 2003 ha favorito il consolidarsi dell'iniziativa tanto che il *network* mondiale dei regolatori dell'energia, ufficialmente denominato IERN (*International Energy Regulation Network*) viene incluso nelle raccomandazioni conclusive adottate dal *Program-*

*me Committee* del Forum, così come l'Autorità e il CEER quali promotori potenziali dell'iniziativa. Lo IERN sarà una rete informale e consensuale che opera su una piattaforma Internet aperta a tutti i regolatori dell'energia e alle loro associazioni regionali in una prima fase, e in un secondo tempo ad altri partecipanti del mercato energetico (*policy maker*, soggetti regolati, consumatori, ambientalisti, banche e agenzie di sviluppo, consulenti, università, centri di ricerca e stampa specializzata).

L'Autorità ha avviato nel 2005 una fase pilota del progetto, da condividere a breve termine con il CEER. In un secondo tempo, l'adesione potrà essere proposta anche ai regolatori extra europei e alle loro associazioni in modo da avviare una rete globale che verrà presentata, una volta finalizzata, al terzo *World Forum on Energy Regulation* nel 2006.

**Partnership euro-mediterranea** La Conferenza dei Ministri degli affari esteri tenutasi a Barcellona nel novembre 1995 ha segnato l'inizio della *partnership* euro-mediterranea (Processo di Barcellona). Essa prevede la creazione di rapporti a livello politico, economico e sociale tra i paesi membri dell'Unione europea e i paesi della fascia sud del Mediterraneo. In totale partecipano al processo 35 Stati; i 25 Stati membri dell'Unione (Malta e Cipro dal 1° maggio 2004) e i 10 paesi della sponda sud del Mediterraneo (Algeria, Egitto, Israele, Giordania, Libano, Marocco, l'Autorità palestinese, Siria, Tunisia e Turchia). La Libia ha *status* di osservatore dal 1999.

Il partenariato euro-mediterraneo si realizza su due livelli complementari: uno a carattere regionale e l'altro a carattere bilaterale, attraverso la stipula di accordi di associazione tra l'Unione europea e i paesi dell'area mediterranea. Sono state inoltre definite sei aree prioritarie: industria, ambiente, acqua, società dell'informazione, energia, trasporti.

L'assistenza finanziaria è fornita dal programma MEDA. Quest'ultimo dispone di un *budget* di 5,3 miliardi di euro per il periodo 2000-2006 e finanzia sia i programmi bilaterali sia quelli di cooperazione regionale.

Nel dicembre 2003, in occasione della Conferenza dei ministri euro-mediterranei dell'energia, il Governo italiano ha patrocinato la firma di una serie di *Memorandum* d'intesa per l'avvio del Programma di sviluppo 2003-2006. Fra le varie attività è stata concordata la creazione di una struttura di coordinamento con sede in Roma, la Piattaforma euro-mediterranea dell'energia (Remep), il cui compito principale sarà quello di collaborare con la Commissione europea nel coordinamento delle Conferenze euro-mediterranee dei Ministri dell'energia e nell'implementazione dei Forum dell'energia cui prendono parte i direttori generali responsabili per l'energia dei vari paesi partner.

Il Governo italiano, al fine di facilitarne la creazione, si è offerto di ospitare la Piattaforma per la sua prima fase di avvio (2004-2006). Il 15 ottobre 2004 sono

state presentate a Roma l'iniziativa del Governo e la bozza di statuto istitutivo di Remep alla presenza dei ministri dei paesi della *partnership* euro-mediterranea e della Commissione europea.

Da ultimo si sottolinea che alla riunione Euromed dei Ministri degli esteri degli Stati membri tenutasi all'Aia il 29 e il 30 novembre 2004 si è deciso di dare nuovo impulso e di rafforzare la collaborazione tra i paesi dell'Unione europea e i partner della fascia mediterranea. A tal fine, e per facilitare la realizzazione di azioni future, si è deciso di designare il 2005 come "Anno del Mediterraneo". Nel 2005 cade, infatti, il decimo anniversario del Processo di Barcellona. L'anno culminerà in un incontro politico e commemorativo ad alto livello, che si terrà presumibilmente in novembre.