

TAV. 1.7

Consumo di gas naturale
nell'Unione europea
G(m³)

	2007	2008	2009	2010
Austria	8,1	8,6	8,4	9,4
Belgio	17,5	17,6	17,9	19,9
Bulgaria	3,4	2,8	2,2	2,3
Danimarca	4,1	4,1	4,0	4,6
Estonia	1,0	1,0	0,9	0,9
Finlandia	4,4	4,6	4,1	4,5
Francia	45,8	47,8	46,3	51,8
Germania	86,0	84,9	80,8	84,2
Grecia	4,0	4,2	3,5	3,8
Irlanda	5,0	5,3	5,1	5,6
Italia	82,9	82,9	76,3	81,1
Lettonia	1,6	1,6	1,5	1,8
Lituania	3,4	3,1	2,6	3,0
Lussemburgo	1,4	1,3	1,4	1,5
Paesi Bassi	39,8	41,4	41,1	46,1
Polonia	13,9	15,2	14,7	15,5
Portogallo	4,2	5,0	4,7	4,9
Regno Unito	97,6	100,6	92,7	99,4
Repubblica Ceca	8,7	8,4	8,0	8,8
Romania	15,5	15,0	12,8	13,4
Slovacchia	5,5	5,5	5,0	5,4
Slovenia	1,1	1,0	0,9	0,9
Spagna	37,6	41,4	37,1	37,0
Svezia	1,1	1,0	1,3	1,7
Ungheria	12,8	12,6	10,9	11,6
UNIONE EUROPEA A 27^(A)	506,4	516,9	484,2	519,1

(A) Esclusi Cipro e Malta che attualmente non consumano gas naturale.

Fonte: Eurogas.

Commercio internazionale

Il significativo aumento della produzione interna non è stato sufficiente a contenere la notevole crescita delle importazioni, per via del contemporaneo forte balzo della domanda. L'aumento minore è avvenuto in OCSE Nord America (3,9%) dove le importazioni rimangono tuttavia molto inferiori a quelle del picco storico del 2007. Esse sono aumentate dell'8,0% in OCSE Europa, raggiungendo un nuovo massimo storico, e del 13,9% in OCSE Pacifico. In tutte le tre aree è risultato di gran lunga più forte l'incremento delle importazioni da paesi non OCSE. Se in OCSE Nord America esse sono rimaste entro i limiti storici, nelle altre due aree rappresentano una chiara accelerazione rispetto alla tendenza storica. Riguardo alle importazioni medie del periodo 2005-2008, le importazioni da paesi non OCSE sono aumentate del 3,2% in OCSE Nord America, del 14,1% in OCSE Europa e del 17,7% in OCSE Pacifico.

La tavola 1.8, che dettaglia le esportazioni per principali paesi

produttori, rileva come la Russia (assieme ad altri paesi CSI) mantenga saldamente la posizione di principale paese esportatore, con oltre il 21% delle esportazioni lorde mondiali. A notevole distanza segue la Norvegia con il 10,7% e subito dopo il Qatar con il 10,4%. I dati riportati evidenziano la significativa ristrutturazione del commercio internazionale del gas naturale avvenuta nell'ultimo decennio, con la forte ascesa delle esportazioni da Qatar, Nigeria, Stati Uniti, Libia, Norvegia e Australia, mentre altri paesi produttori segnano il passo, in parte a causa di motivi contingenti. Per esempio, il calo delle esportazioni dal Canada negli ultimi anni è attribuibile all'accresciuta autonomia degli Stati Uniti.

Si rileva che tale evoluzione deve molto anche al crescente contributo del trasporto marittimo, che ha oramai raggiunto quasi il 30% del commercio internazionale del gas naturale. Sebbene il commercio internazionale del gas naturale rimanga ancora essenzialmente di natura regionale, per la vicinanza fisica tra paesi esportatori e importatori e per l'elevato costo delle infrastrutture

di trasporto rispetto ad altre fonti fossili, si notano ampi segni di una maggiore apertura al trasporto marittimo su lunghe distanze. Grazie al GNL, diversi paesi (tra cui soprattutto Qatar, Nigeria, Trinidad e Tobago) rivolgono i loro traffici a più aree mondiali. Con l'apertura del terminale di Sakhalin nel febbraio 2009, anche la Russia ha avviato una strategia di sviluppo del trasporto marittimo per raggiungere soprattutto i mercati dell'Oriente.

In conclusione, è interessante osservare la polarizzazione del commercio tra aree OCSE e non OCSE. Appena il 2% delle esportazioni dei paesi OCSE è diretto ai paesi non OCSE, mentre il 28% delle esportazioni dei paesi non OCSE è diretto ai paesi OCSE. Nel complesso i paesi OCSE dipendono dalle esportazioni dai paesi non OCSE per il 58% delle forniture di gas; i paesi non OCSE per il 96%.

TAV. 1.8

Commercio internazionale del gas naturale dal 2001 al 2010

G(m³)

PAESE ESPORTATORE	ESPORTAZIONI				RIPARTIZIONE PER AREA DI IMPORTAZIONE NEL 2010					PER MEZZO DI TRASPORTO ^(A)	
	2001	2005	2009	2010	NORD AMERICA	PACIFICO	EUROPA	TOTALE		TUBO	GNL
								OCSE	NON OCSE		
Russia e altri CIS	112,1	139,7	144,3	155,9	0,0	12,0	133,2	145,2	10,7	139,1	5,2
Norvegia	50,8	63,5	93,5	100,4	0,7	0,2	99,5	100,4	0,0	90,5	3,0
Qatar	15,3	28,6	65,4	83,1	2,3	20,6	31,0	53,8	29,3	18,0	47,4
Canada	106,0	104,7	92,6	92,8	92,8	0,0	0,0	92,8	0,0	92,6	0,0
Indonesia	34,9	37,0	36,4	40,5	0,9	25,4	0,0	26,3	14,2	9,9	26,5
Algeria	56,5	63,5	53,7	56,2	0,0	0,1	54,2	54,3	1,9	32,4	21,3
Paesi Bassi	42,4	45,4	50,0	49,7	0,0	0,0	49,7	49,7	0,0	50,0	0,0
Malesia	23,0	31,6	31,5	32,1	0,0	26,0	0,0	26,0	6,1	1,2	30,3
Stati Uniti	6,5	16,2	28,6	31,0	30,0	0,9	0,0	31,0	0,0	27,8	0,8
Australia	10,5	15,8	24,8	26,5	0,0	19,9	0,0	19,9	6,5	0,0	24,8
Nigeria	4,0	8,5	13,1	19,9	4,1	2,0	12,4	18,5	1,4	0,0	13,1
Regno Unito	13,0	4,0	7,8	13,3	0,0	0,0	13,3	13,3	0,0	7,8	0,0
Trinidad e Tobago	12,6	13,9	17,5	16,4	6,9	1,0	5,0	12,9	3,5	0,0	17,5
Oman	0,0	9,0	11,0	11,0	0,0	10,0	0,3	10,3	0,7	0,0	11,0
Libia	0,8	5,3	9,9	10,0	0,0	0,0	10,0	10,0	0,0	9,2	0,7
Brunei	9,2	9,6	9,2	9,2	0,0	9,2	0,0	9,2	0,0	0,0	9,2
Emirati Arabi Uniti	7,6	7,6	7,4	7,7	0,0	7,6	0,0	7,6	0,2	0,0	7,4
Altri paesi esportatori	9,4	30,0	34,4	110,3	5,0	12,7	60,9	78,6	31,8	29,4	5,0
IMPORTAZIONI TOTALI	514,6	634,0	731,1	866,0	142,7	147,6	469,5	759,7	106,3	507,9	223,2

(A) Ripartizione da BP, *Statistical review of world energy*, riferita al 2009.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Agenzia internazionale dell'energia e BP.

Prezzi internazionali

I prezzi internazionali del gas naturale, riportati nella figura 1.12, sottolineano l'assai diversa natura dei tre principali mercati: quello asiatico in buona parte indicizzato ai prezzi del petrolio e del carbone, quello americano essenzialmente definito dal gioco della domanda e dell'offerta, quello europeo a metà tra i due con forti elementi di indicizzazione ma con una

crescente apertura ai meccanismi di mercato, di cui si parlerà in seguito.

I prezzi nei mercati asiatici, riferiti alle importazioni via GNL in Giappone, Corea, Cina e Taiwan pesati con le relative quantità importate, seguono da vicino l'andamento dei prezzi del greggio con un ritardo che sembra essersi ridotto a qualche mese rispetto ai 4-5 mesi prevalenti nel 2009. Il prezzo sul mercato europeo, riferito ai prezzi alle frontiere

ponderati con le quantità importate dai sette principali paesi importatori², anche se ancora in buona parte ancorato al prezzo del greggio, a partire dalla metà del 2009 sembra seguirlo in modo più attenuato. Il prezzo all'*Henry Hub* è

notoriamente slegato da quello del greggio, seguendo questo solo come riflesso delle potenzialità di sostituzione del gas da parte del petrolio sui mercati intermedi e finali, in verità sempre più limitate.

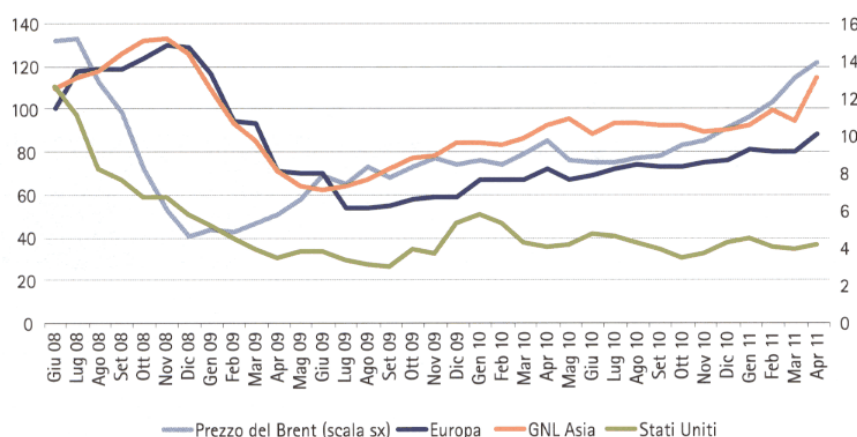


FIG. 1.12

Confronto internazionale dei prezzi del gas naturale e del greggio dal 2008 all'aprile 2011

\$/MMBtu per il prezzo del gas; \$/barile per il prezzo del petrolio

Fonte: World Gas Intelligence, Bloomberg e Argus.

Lo sviluppo degli scisti bituminosi, avviato da qualche anno negli Stati Uniti, ha non solo ridotto il prezzo di tre volte in quel paese ma anche portato a un surplus di offerta che si riverserebbe pure sui mercati europei e asiatici, se solo fossero pronte le infrastrutture per l'import/export via GNL. I prezzi medi europei si mantengono infatti a livelli doppi rispetto a quelli prevalenti sul mercato americano, mentre i prezzi asiatici sono addirittura tripli. Riguardo a questi ultimi, tuttavia, occorre tenere presente che i balzi verificatisi negli ultimi mesi e riportati nella figura 1.12 devono essere in parte attribuiti al ridotto apporto della generazione nucleare in Giappone, a seguito della catastrofe naturale che ha temporaneamente aumentato il fabbisogno di GNL per la generazione elettrica in quel paese.

Prezzo alle frontiere europee

I prezzi alle frontiere europee, indicati per i sette principali paesi importatori nella figura 1.13, seguono abbastanza da vicino

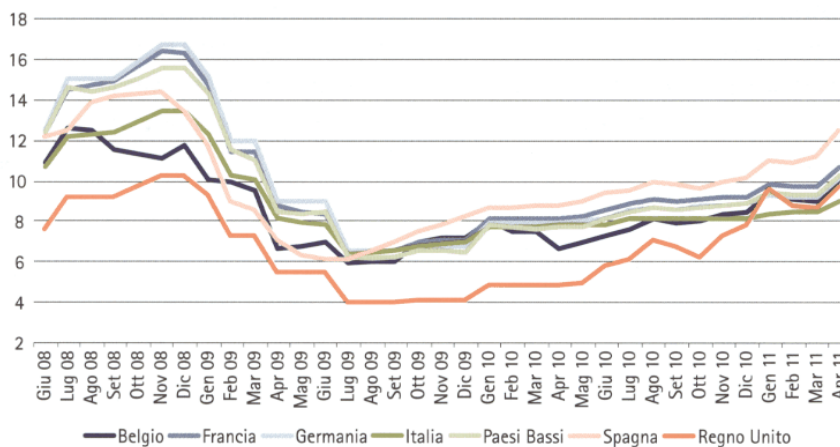
l'andamento del prezzo del greggio, confermando il legame con il prezzo dei derivati inserito nei contratti di lungo termine, alla base della maggior parte degli accordi di approvvigionamento con i paesi produttori. Le differenze tra i vari paesi riflettono la diversa provenienza del gas nel mix di importazione, con prezzi medi che si discostano di circa 4 \$/Mbtu tra le importazioni dal Regno Unito e quelle dall'Algeria via GNL (Fig. 1.14).

Così la Spagna, con un significativo contributo di gas algerino importato via mare (37%), tende ad avere i prezzi più alti, mentre il Regno Unito, le cui importazioni provengono in prevalenza dai giacimenti norvegesi del Mare del Nord (80%), ha mediamente i prezzi all'importazione più bassi. L'Italia si trova generalmente a metà, anche se negli ultimi sei mesi ha avuto prezzi medi alla frontiera tra i più bassi in Europa, per via della relativa stabilità del prezzo delle importazioni dall'Algeria a mezzo tubo rispetto a tutte le altre fonti di importazione. La figura 1.15 evidenzia meglio lo stacco dei diversi paesi importatori rispetto alla media.

² I paesi inclusi nel paniere (Belgio, Francia, Germania, Italia, Paesi Bassi, Spagna, Regno Unito) totalizzano oltre il 90% del fabbisogno di importazione europea.

FIG. 1.13

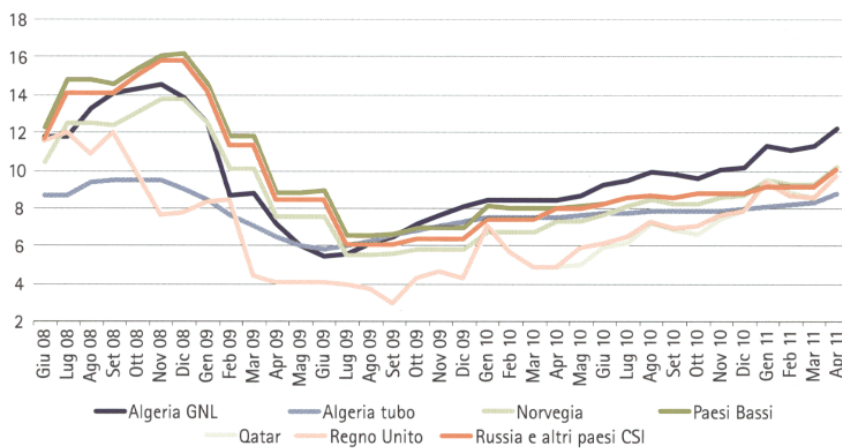
Prezzi alle frontiere europee per paese importatore
\$/MMBtu



Fonte: World Gas Intelligence.

FIG. 1.14

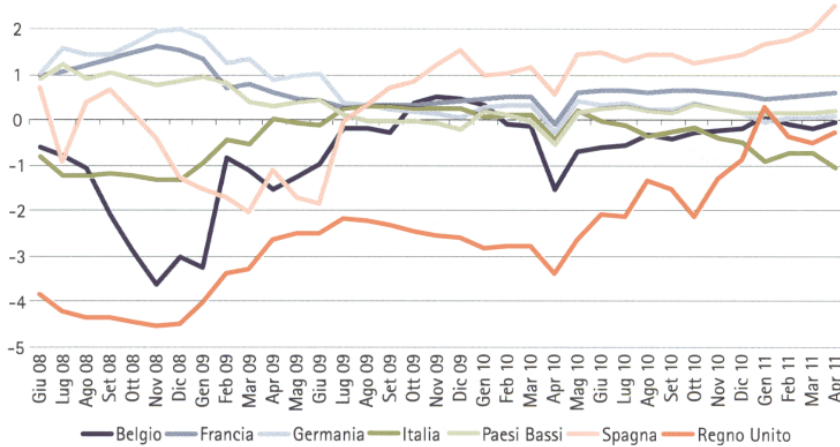
Prezzi alle frontiere europee per fonte di approvvigionamento
\$/MMBtu



Fonte: World Gas Intelligence.

FIG. 1.15

Scarto del prezzo medio alla frontiera per paese importatore
\$/MMBtu



Fonte: World Gas Intelligence.

Prezzo negli hub europei

Nel corso del 2010, come anche negli anni precedenti, i prezzi nei vari *hub* europei hanno evidenziato una stretta correlazione tra di loro, a eccezione del Punto di scambio virtuale (PSV) e di Baumgarten, con valori generalmente più alti e talvolta in controtendenza, come si può vedere dalla figura 1.16. Dal confronto riportato nella figura 1.17 si può dedurre che il prezzo medio alle frontiere è abbastanza allineato con il prezzo del greggio, seppure con un ritardo attorno a sei mesi che riflette le formu-

le di indicizzazione; per esempio, il gas ha raggiunto il prezzo massimo nel novembre 2008 contro un picco nel prezzo del greggio avvenuto a luglio. Anche il prezzo negli *hub* segue l'andamento del prezzo del greggio, ma con un ritardo più breve, attorno a tre mesi, e con una volatilità nettamente minore. L'aumento del prezzo negli *hub* si presenta, infatti, come molto attenuato, con un valore massimo oscillante attorno a una media di 26 c€/m³ lungo l'intero anno 2008, mentre il prezzo alle frontiere raddoppia nel giro di pochi mesi, passando da 25 c€/m³ fino a raggiungere il picco di 45 c€/m³ a novembre.

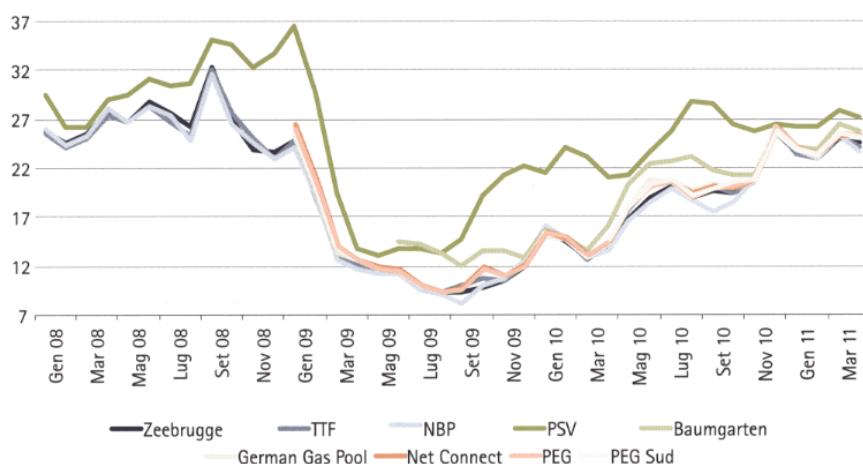


FIG. 1.16
Prezzo del gas naturale negli hub europei c€/m³

Fonte: Platts.

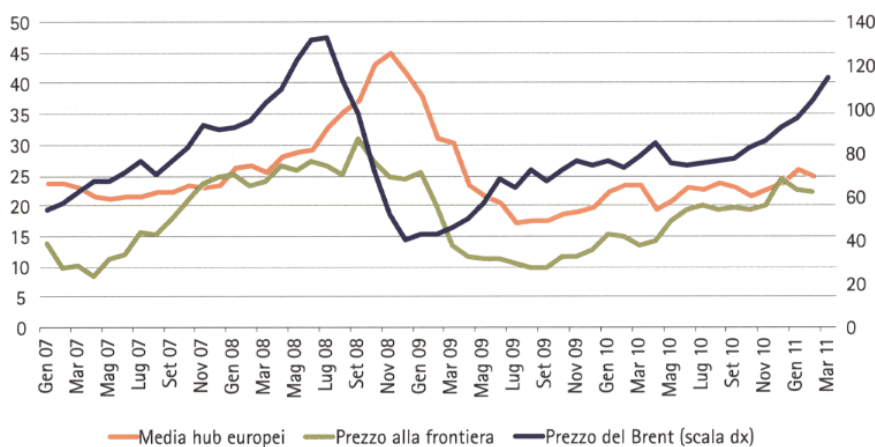


FIG. 1.17
Confronto tra prezzo del Brent e prezzo medio negli hub europei rispetto al prezzo alla frontiera \$/barile per il petrolio; c€/m³ per il gas

Fonte: Platts.

Negli ultimi anni gli *hub* europei hanno mostrato una sempre maggiore vitalità, crescendo in numero e in attività (Tav. 1.9) e fornendo un utile segnale di prezzo ai mercati. Nel 2010 le vendite di volumi fisici hanno rappresentato oltre il 40% delle vendite complessive di gas nell'Unione europea, in crescita del 17% rispetto all'anno precedente. Anche gli scambi commerciali sono in forte aumento: +16% nel 2009 e +24% nel 2010. Vi sono, tuttavia, notevoli differenze tra i vari *hub*. Mentre l'NBP inglese funziona a pieno regime con un fattore di commercializzazione (*churn rate*) attorno a 12 e in crescita negli

ultimi anni, nei rimanenti *hub* la liquidità risulta molto più bassa, se si esclude Zeebrugge, che comunque sembra funzionare al traino dell'NBP. Le vendite sul PSV, per esempio, hanno raggiunto il 25% delle vendite complessive, ma il tasso di commercializzazione è stabilmente attorno a 2 da diversi anni. Dai dati della figura 1.17 risulta che nel quadriennio 2007-2010 a un prezzo medio del Brent di 77,6 \$/barile corrisponde un prezzo medio del gas alle frontiere europee di 25,3 c€/m³, equivalente in termini calorici a 55,5 \$/barile, pari al 74% del prezzo del greggio.

TAV. 1.9

Vendite negli hub europei nel 2009 e nel 2010
G(m³)

HUB		VOLUMI COMMERCIALIZZATI		VOLUMI FISICI VENDUTI		CHURN RATE	
		2009	2010	2009	2010	2009	2010
NBP	Regno Unito	1.089,3	1.278,1	93,5	105,0	11,7	12,2
TTF	Paesi Bassi	82,2	114,8	27,0	33,8	3,0	3,4
Zeebrugge	Belgio	67,0	62,2	13,0	12,4	5,2	5,0
NCG	Germania	51,9	79,2	22,0	28,9	2,4	2,7
PSV	Italia	24,6	45,3	11,5	22,5	2,1	2,0
CEGH	Austria	22,8	33,8	7,6	10,8	3,0	3,1
Peg Nord	Francia	19,6	22,8	7,2		2,7	n.d.
Gaspool ^(A)	Germania	14,2	59,0	-	-	-	n.d.
GTF ^(B)	Danimarca	-	2,8	-	n.d.	-	n.d.
TOTALE		1.371,6	1.698,0	181,8	213,4	7,5	8,0

(A) Dati parziali in quanto il mercato è stato lanciato nel corso del 2009.

(B) Dati parziali in quanto il mercato è stato lanciato nel corso del 2010.

Fonte: World Gas Intelligence.

Shale gas

Lo shale gas è gas naturale, principalmente metano, contenuto in modo diffuso nelle rocce che per loro composizione sono classificate come scisti. È trattenuto all'interno delle rocce in diversi modi: può essere distribuito nella massa della roccia, nelle fratture dei corpi rocciosi di maggiore dimensione o adsorbito dalle sostanze organiche della roccia scistosa. In generale i depositi di shale gas hanno una concentrazione in volume inferiore rispetto ai giacimenti tradizionali e si estendono per superfici molto maggiori. Per liberare il gas imprigionato nella roccia è necessario creare alcune fratture nello strato roccioso. Esse vengono realizzate tramite iniezioni d'acqua ad alta

pressione unita a tensioattivi. Le modalità con le quali si creano le fratture possono essere diverse a seconda della morfologia della massa rocciosa, della sua collocazione, e di come è trattenuto il gas.

I fattori più comuni per lo sviluppo dello shale gas sono i seguenti:

- localizzazione delle aree di maggiore sfruttamento e valutazione del potenziale;
- acquisizione della disponibilità dell'uso dell'area interessata;
- adattamento delle tecnologie già in uso nelle trivellazioni tradizionali;
- disponibilità delle comunità locali;

- soluzione dei problemi relativi all'uso dell'acqua (enorme disponibilità), e controllo dell'entità delle fratture³;
- adeguatezza delle infrastrutture di trasporto.

Per quanto concerne la tecnologia di perforazione esistente, questa è già adatta alle specifiche esigenze per la produzione del gas non convenzionale. In particolare è già ampiamente utilizzata la perforazione orizzontale.

Negli Stati Uniti già dal 2000 molte imprese private hanno sperimentato, e poi affinato, le specifiche tecniche di estrazione.

Shale gas in America e nel mondo

Il mercato dello shale gas negli Stati Uniti è decisamente il più sviluppato. Le prime compagnie interessate sono state quelle locali, ma negli ultimi tempi si è consolidato l'interesse dei grandi gruppi nazionali ed esteri. Gli USA detengono i tre quarti della produzione di gas non convenzionale del mondo; a oggi la produzione di solo shale gas è dieci volte quella del 1990, raggiungendo quota 87,8 G(m³) nel 2009, più del 14% della produzione interna di gas. In uno studio del giugno 2010, il Massachusetts Institute of Technology ha previsto che la percentuale dello shale gas sulla produzione nazionale raggiungerà il 40% nel 2050. I bacini di interesse per la presenza di shale gas ricoprono circa un quarto del territorio statunitense⁴ e sono collocati nel Nord del Texas⁵, nel Michigan, nel Wyoming e nella zona dei monti Appalachi.

Oltre all'intero Nord America, altre zone di

interesse sono l'Australia, il Cile e l'Argentina. In India sono iniziate le prime prospezioni per l'uso di gas non convenzionale, mentre in Cina sono cominciate le prime trivellazioni.

Recentemente in Europa un programma di ricerca per lo sviluppo dello shale gas, sponsorizzato da produttori di gas, società di servizi e istituti di ricerca (GASH, Gas Shale in Europe), ha evidenziato una presenza importante in Francia, Austria, Polonia e Svezia.

Costi dello shale gas

Le diverse fonti di gas non convenzionale (tight gas, coal bed methane e shale gas), seppure con storie differenti tra loro, condividono uno sviluppo tecnologico che ha reso queste risorse competitive rispetto al gas convenzionale. Come detto, la tecnologia di perforazione tradizionale permette un suo adattamento per l'estrazione dello shale gas, quindi gli unici punti critici per lo sviluppo di cui sopra riguardano l'ottimizzazione delle procedure e il contenimento dei costi.

Dallo studio del bacino del Barnett negli USA⁶ si evincono condizioni di miglioramento per lo sfruttamento dello shale gas. Lo sviluppo della tecnologia esistente (per l'uso dell'acqua) e una maggiore attenzione allo sfruttamento delle caratteristiche morfologiche dei giacimenti (lo shale gas è in massima parte concentrato in determinate zone di un bacino) possono migliorare le attuali performance di produttività⁷.

La parte più facilmente raggiungibile delle attuali riserve di gas convenzionale può essere estratta a un costo compreso tra i 0,5 \$/MBTU e i 6 \$/MBTU, mentre nel 2008 i costi di produ-

³ Le fratture generate nello strato roccioso potrebbero estendersi allo strato superiore di argilla che isola il bacino da strati superiori. Il gas raggiungerebbe così livelli superiori in cui potrebbero esservi falde acquifere utilizzate.

⁴ La parte di questi bacini realmente utilizzata è decisamente inferiore.

⁵ Proprio nel Texas è presente il bacino di shale gas più produttivo al mondo, con una estrazione di 47,4 G(m³).

⁶ AIE, *World Energy Outlook 2009*.

⁷ Oggi i valori ottimali sono 2,5-3 \$/MBTU.

zione dello shale gas andavano da un minimo di 2,5 \$/MBTU a un massimo di 9 \$/MBTU; i margini di fattibilità economica sono evidenti e con possibilità di miglioramento.

Shale gas in Europa e in America –
Un primo confronto

In soli quattro anni il gas non convenzionale ha ribaltato le previsioni in merito alla dipendenza energetica degli Stati Uniti. Dal 2004 al 2009 le importazioni di gas per gli Stati Uniti si sono ridotte del 17,6% secondo le stime del Dipartimento per l'energia, che prevede una riduzione del 75% al 2030. Le ultime stime valutano le riserve di gas non convenzionale in 52.000 miliardi di m³, di cui 33% di shale gas.

I fattori di un simile successo sono molteplici:

- estensione territoriale dei bacini;
- investimenti in ricerca e sviluppo;
- presenza di piccole compagnie con basse entry-exit barriers;
- bassa densità demografica;
- politiche di incentivazione⁸;
- intensa competitività dei mercati correlati.

Già a una prima analisi si può constatare che praticamente nessuno di questi presupposti è attualmente presente in Europa, e comunque non nella misura in cui è presente negli Stati Uniti.

Alla mancanza di questi fattori, che hanno facilitato lo sviluppo del mercato del gas non convenzionale in America, si sommano altri elementi tipici del contesto europeo, che ne complicano sensibilmente il quadro di insieme e ne ridimensionano decisamente l'entità. L'ottenimento dei permessi per l'uso del bacino, l'ostilità delle comunità locali, il disallineamento degli obiettivi tra proprietari terrieri e le major, il deficit della rete di trasporto, le peggiori caratteristiche geomorfologiche del territorio, nonché le maggiori paure di inquinamento delle falde acquifere, sono tutti fattori che ritardano lo sviluppo del gas non convenzionale in Europa, aumentano il rischio dell'investimento e rendono meno conveniente l'estrazione. Per la forte resistenza manifestata da parte del mondo agricolo, in Francia si sta considerando la proibizione della fatturazione idraulica. Nel Regno Unito un comitato parlamentare ha emesso un rapporto favorevole a tale tecnologia, mentre vi è in generale la percezione che nei paesi dell'Europa orientale la situazione sia più favorevole.

⁸ Politiche attive per l'attività di prospezione e per l'attività di produzione.

Mercato internazionale del carbone

Domanda e offerta

La vitalità del carbone nel panorama energetico globale degli ultimi anni viene evidenziata nella tavola 1.10. Prima della crisi del 2008-2009 il suo fabbisogno mondiale cresceva a tassi ben superiori a quelli del petrolio e del gas: 5,6% annuo contro 1,9% per il petrolio e 3,1% per il gas. Come media del 2008-2009 il consumo mondiale di petrolio calava dello 0,9% e quello del gas naturale cresceva di appena lo 0,3%, mentre il consumo di carbone continuava ad aumentare fino a un valo-

re pari all'1,5%. Tutto questo non sorprende, considerati: l'ampia disponibilità di tale fonte in molti paesi del continente asiatico a forte crescita economica, *in primis* la Cina; la volatilità e gli alti prezzi del petrolio; le incertezze del nucleare; i progressi della tecnica per ridurre le emissioni di gas serra. Seppure non siano ancora disponibili dati statistici affidabili, si può già stimare una crescita della domanda mondiale di carbone non lontana dal 10% nel 2010. I dati riportati nella tavola 1.10, tuttavia, evidenziano forti differenze nelle varie aree del mondo.

	2005	2006	2007	2008	2009
PRODUZIONE					
Paesi OCSE	1.569	1.592	1.593	1.597	1.503
Nord America	952	976	969	981	889
Pacifico	324	332	342	347	358
Europa	292	284	282	269	256
Paesi ex URSS	347	365	368	389	357
Altri paesi	2.518	2.714	2.876	3.148	3.384
TOTALE MONDO	4.434	4.671	4.837	5.134	5.244
di cui Unione europea	289	279	273	259	244
CONSUMO					
Paesi OCSE	1.797	1.796	1.826	1.783	1.594
Nord America	946	932	946	926	817
Pacifico	357	357	370	382	354
Europa	494	507	510	475	423
Paesi ex URSS	248	257	256	273	236
Altri paesi	2.423	2.623	2.816	3.000	3.213
TOTALE MONDO	4.468	4.676	4.899	5.056	5.044
di cui Unione europea	477	488	487	452	402
Variazione scorte Mondo	-34	-5	-62	78	200

Fonte: BP, *Statistical Review of World Energy*.

TAV. 1.10

Domande e offerta mondiale di carbone da vapore dal 2005 al 2009

Milioni di tonnellate

Il consumo nell'area OCSE nel suo complesso è più o meno stagnante da diversi anni o in leggero declino, considerando il continuo calo in OCSE Europa, soprattutto nei paesi dell'Unione europea. Mentre OCSE Nord America evidenzia un surplus di produzione sui consumi che permette un apprezzabile livello di esportazione, la produzione di OCSE Pacifico non è sufficiente a coprire i fabbisogni dell'area e in OCSE Europa è largamente deficitaria. Nel suo complesso, l'area OCSE negli ultimi anni è ricorsa alle importazioni per circa un decimo dei propri fabbisogni. Nell'ultimo quinquennio la crescita dei consumi di carbone nei paesi ex URSS è risultata relativamente contenuta, come pure quella della produzione che ha comunque permesso un buon livello di esportazione, soprattutto di carbone russo. Sia i paesi OCSE sia i paesi ex URSS hanno subito gli effetti della crisi del 2008-2009, con un significativo calo del consumo e della produzione di carbone.

Rispetto a queste due aree, costituite da paesi essenzialmente industrializzati, sono invece risultate estremamente dinamiche la domanda e l'offerta di carbone nella zona indicata nella tavola 1.10 come "Altri paesi". In quest'area, composta essenzialmente da paesi in via di sviluppo, la crescita è stata appena scalfita dalla crisi economica e finanziaria, con un calo di pochi punti percentuali rispetto ai valori medi del precedente quinquennio. Non solo i consumi di carbone sono cresciuti a ritmi dell'ordine del 7% anche attraverso la crisi ma, in presenza di un calo della domanda nelle altre aree mondiali, la produzione eccedente si è convertita in un surplus di offerta. Mentre il deficit di produzione nell'area OCSE diminuiva da 230 milioni di tonnellate nel 2007 a 90 milioni di tonnellate nel 2009, negli "Altri paesi" l'eccesso produttivo cresceva da 60 milioni di tonnellate a 170 milioni di tonnellate. Aggiungendo anche il surplus produttivo dei paesi ex URSS, in detta area l'aumento delle scorte nel corso del 2008-2009 raggiungeva complessivamente quasi 300 milioni di tonnellate da smaltire all'inizio del 2010.

Commercio internazionale

Negli ultimi anni il commercio internazionale del carbone termico, definito come somma delle esportazioni/importazioni totali lorde, si è mantenuto attorno all'11-12% della produzione e del consumo in termini calorici, ma con significative modifiche nella composizione, soprattutto tra i principali paesi

produttori (Tavv. 1.11 e 1.12). Così, nel periodo 2004-2010 l'incidenza del carbone australiano è aumentata dal 18% al 21% e ancora più forte è stata la crescita delle esportazioni indonesiane, che nello stesso periodo sono diventate il 22% delle esportazioni totali, mentre prima erano il 16%. In parallelo si è verificato un forte calo delle esportazioni cinesi, passate dal 14% a meno del 2% delle esportazioni lorde mondiali, nel 2010. Le esportazioni di carbone russo sono anch'esse leggermente diminuite di qualche punto percentuale.

Ancora maggiore è stata la modifica dei flussi verso i paesi importatori, soprattutto per la Cina, la cui incidenza sulle importazioni lorde mondiali è aumentata da meno dell'1% nel 2004 a quasi il 16% nel 2010, e del Giappone dove è invece calata dal 27% al 15% nello stesso arco di tempo. Il peso delle importazioni dell'Unione europea, dopo una significativa crescita fino a un massimo del 21% nel 2006, è sceso repentinamente a meno del 13% nei successivi quattro anni. È evidente, tuttavia, che la principale causa di queste significative modifiche è stata la difficoltà della Cina a stare al passo con la domanda interna, per problemi non certo produttivi quanto di logistica dei trasporti. Le importazioni di carbone termico della Cina rappresentano, infatti, appena il 4% della produzione attuale.

Con il progressivo declino delle miniere nel cuore della produzione cinese nella provincia dello Shanxi, le nuove aree di estrazione intensiva si stanno spostando verso lo Xinjiang e altre zone interne attualmente mal collegate con i centri di grande consumo prevalentemente costieri. Il 12° Piano quinquennale cinese prevede il potenziamento dei collegamenti dalle zone produttive, che entro il 2015 dovrebbero permettere lo spostamento su ferrovia di buona parte del miliardo di tonnellate attualmente trasportato via strada a elevati costi economici e ambientali. A partire dal 2009 è anche iniziata l'opera di accentrimento e ammodernamento della produzione di carbone nello Shanxi, volta ad aumentare la produttività e la sicurezza delle miniere, attualmente gestita in prevalenza da piccoli operatori locali. Pertanto, si può prevedere un'attenuazione della dinamica di importazione cinese, nonostante il continuo forte aumento del fabbisogno.

A trarre profitto dall'irruzione delle importazioni cinesi sul mercato internazionale è stato soprattutto il carbone indonesiano, il cui flusso verso la Cina è aumentato di oltre 30 volte dal 2004, e che oggi costituisce il 45% delle importazioni tota-

li di questo paese. Ne ha beneficiato anche il carbone di origine australiana, seppure in minore misura per via delle inondazioni seguite alle piogge torrenziali cadute sullo Stato del

Queensland a partire dal mese di ottobre. Ma quasi tutti i grandi paesi produttori hanno visto un forte aumento delle loro esportazioni verso la Cina.

PAESI IMPORTATORI	ESPORTAZIONI DA								TOTALE
	AUSTRALIA	INDONESIA	RUSSIA	SUD- AFRICA	CINA	COLOMBIA	STATI UNITI	ALTRI	
Esportazioni totali									
2004	99,5	89,7	127,7	44,9	80,9	50,6	12,5	55,3	560,9
2005	99,6	107,0	152,0	48,2	66,4	57,1	11,6	66,8	608,6
2006	112,7	124,7	160,8	59,8	58,9	63,6	11,3	86,2	678,0
2007	112,1	132,0	172,3	66,2	50,5	65,8	15,2	125,2	739,4
2008	125,4	134,9	170,1	59,2	41,8	70,0	21,8	70,2	693,4
Anno 2009	153,5	151,2	165,5	62,4	19,0	67,3	7,3	99,7	725,8
UE 27	5,2	0,0	39,5	26,9	0,0	25,8	0,0	14,3	111,7
Cina	21,9	28,6	9,9	0,7	0,0	0,0	0,3	30,7	92,1
India	0,6	22,5	0,0	8,5	0,0	0,0	0,0	27,4	59,0
Giappone	60,7	23,6	6,3	0,5	6,5	0,0	0,0	8,9	106,5
Corea	29,0	22,6	4,1	0,6	6,9	0,0	0,0	14,4	77,5
Taiwan	25,3	24,1	2,0	2,3	4,6	0,0	0,1	0,8	59,1
Altri	10,9	29,8	103,7	22,8	1,1	41,5	6,9	3,2	219,9
Anno 2010	157,8	166,8	156,9	68,4	12,6	71,9	2,4	114,0	750,9
UE 27	4,6	0,0	33,5	13,3	0,0	25,0	0,0	18,5	94,9
Cina	19,6	53,5	7,1	7,0	0,0	3,7	1,4	26,7	118,9
India	0,4	12,4	0,0	23,8	0,0	0,0	0,2	45,2	82,0
Giappone	69,7	23,6	7,6	0,3	4,3	0,1	0,5	9,9	116,0
Corea	26,1	37,6	7,3	2,3	3,5	1,7	0,1	8,5	87,2
Taiwan	27,6	23,9	1,2	2,7	4,1	2,1	0,2	0,7	62,6
Altri	9,9	15,8	100,2	18,8	0,6	39,2	0,0	4,6	189,2
Contenuto calorico medio (tep/t)	0,551	0,615	0,469	0,564	0,508	0,650	0,563	-	-

Fonte: Platts, *International Coal Report*.

TAV. 1.11

Principali flussi
internazionali
di carbone termico
dal 2004 al 2010
Mt

TAV. 1.12

**Incidenza delle
esportazioni/importazioni
a livello mondiale
dal 2004 al 2010**

Valori percentuali

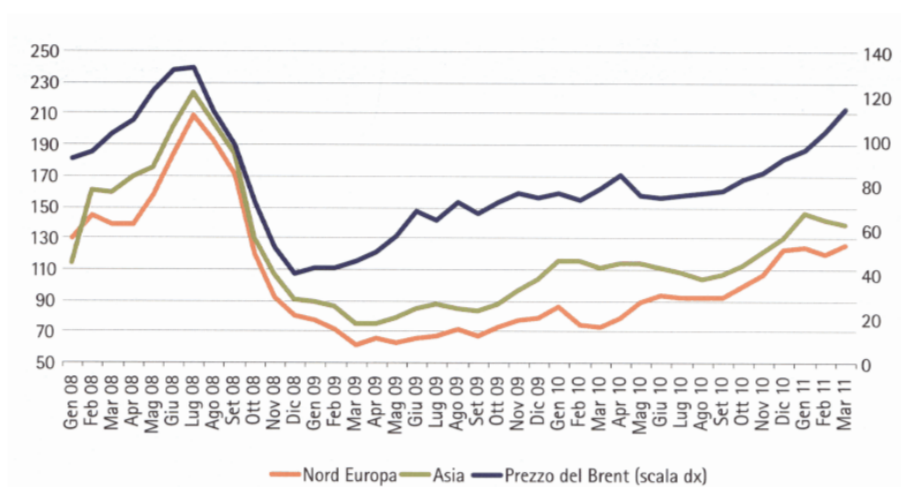
	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Per paese esportatore							
Australia	17,7	16,4	16,6	15,2	18,1	21,1	21,0
Indonesia	16,0	17,6	18,4	17,9	19,5	20,8	22,2
Sudafrica	8,0	7,9	8,8	8,9	8,5	8,6	9,1
Russia	22,8	25,0	23,7	23,3	24,5	22,8	20,9
Colombia	9,0	9,4	9,4	8,9	10,1	9,3	9,6
Canada	3,8	3,3	2,8	2,9	2,7	2,4	2,9
Vietnam	2,7	3,3	3,8	3,6	4,3	3,8	2,9
Cina	14,4	10,9	8,7	6,8	6,0	2,6	1,7
Stati Uniti	2,2	1,9	1,7	2,1	3,1	1,0	0,3
Altri	3,4	4,4	6,1	10,4	3,1	7,5	9,5
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0
Per paese importatore							
EU	13,6	16,5	21,2	18,5	17,4	15,4	12,6
Cina	0,5	0,5	0,9	4,2	4,3	12,7	15,8
India	4,5	5,7	5,6	6,6	8,2	8,1	10,9
Giappone	27,5	25,7	23,9	23,3	17,2	14,7	15,5
Corea	10,2	8,5	8,3	8,5	10,3	10,7	11,6
Taiwan	9,2	8,4	9,1	8,9	9,3	8,1	8,3
Altri	34,6	34,6	30,9	30,0	33,2	30,3	25,2
TOTALE	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0	100,0

Fonte: Platts, *International Coal Report*.

Prezzo internazionale

La quadruplicazione in un triennio delle importazioni di carbone termico dalla Cina, passata da meno di 30 milioni di tonnellate nel 2008 a quasi 120 milioni di tonnellate nel 2010, è stata uno dei principali motivi alla base della tenuta del prezzo sui mercati internazionali in un periodo in cui il prezzo del greggio crollava a valori minimi (Fig. 1.18). Successivamente, i prezzi non hanno fatto altro che crescere, sostenuti anche dall'aumento del prezzo del greggio e, alla fine del 2010, dalle alluvioni in Australia che hanno causato la riduzione del 10%

della produzione di questo fornitore chiave del mercato asiatico. Le maggiori tensioni dovute alle importazioni cinesi hanno portato a una dinamica dei prezzi medi molto più accentuata su questo mercato rispetto a quello atlantico, dove i prezzi sono rimasti stabilmente inferiori fino alla metà del 2010. Nella primavera del 2010 la differenza dei prezzi era del 45% rispetto a valori tipici del 10%. Successivamente, con il progressivo aumento del prezzo del greggio, anche i prezzi del carbone diretto ai mercati del Nord Europa hanno ripreso a crescere, rimanendo però sempre alquanto inferiori a quelli del mercato asiatico.



Fonte: Platts, *International Coal Report*.

FIG. 1.18

Prezzo internazionale del carbone termico e prezzo del greggio Brent
\$/t per il carbone; \$/barile per il Brent

Domanda e offerta di energia in Italia

Come era prevedibile, considerata la forte recessione del 2009 accompagnata dal crollo dei consumi, l'inizio di una ripresa nel 2010 ha visto un significativo risveglio del settore energetico, ma non ancora un rilancio. Come si può dedurre dalla tavola 1.13, il recupero ha riguardato in maggiore o minore misura quasi tutte le fonti di energia e i settori di attività.

La produzione di energia primaria è aumentata del 9,2% rispetto al valore massimo degli ultimi sei anni, grazie soprattutto al forte incremento nella produzione di fonti rinnovabili e di petrolio (rispettivamente 2,0 e 0,6 milioni di tep), mentre il rialzo nella produzione di gas è stato molto più contenuto

(0,2 milioni). Le importazioni sono cresciute complessivamente del 4,9%, soprattutto quelle del gas (5,0 milioni di tep), seguite dalle importazioni di petrolio e di carbone (rispettivamente 2,6 e 1,2 milioni di tep), nonché di piccoli quantitativi di biomasse (0,2 milioni di tep). Sono invece alquanto diminuite le importazioni di energia elettrica (-0,3 milioni di tep). Le esportazioni, dominate come sempre dai derivati del petrolio, sono aumentate di 2,6 milioni di tep. Sono invece leggermente calate le esportazioni di energia elettrica, ma meno delle importazioni, così che l'import netto è sceso di circa 0,2 milioni di tep.

TAV. 1.13

Bilancio energetico nazionale nel 2009 e nel 2010

Milioni di tep

	SOLIDI	GAS	PETROLIO	RINNO- VABILI	ENERGIA ELETTRICA ^(A)	TOTALE
Anno 2010						
Produzione	0,30	6,80	5,11	20,92	0,00	33,12
Importazione	13,90	61,70	96,88	1,53	10,07	184,09
Esportazione	0,23	0,12	28,85	0,11	0,40	29,71
Variazione scorte	0,69	0,43	1,07	0,02	0,00	2,21
Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	13,27	67,96	72,06	22,33	9,67	185,29
Consumi e perdite del settore energetico	-0,18	-1,36	-5,31	-0,11	-40,81	-47,78
Trasformazione in energia elettrica	-9,88	-24,81	-3,91	-17,97	56,57	0,00
Totale impieghi finali (5+6+7)	3,21	41,79	62,84	4,25	25,43	137,51
- industria	3,09	12,70	5,28	0,41	10,13	31,61
- trasporti	0,00	0,68	39,83	1,45	0,94	42,89
- usi civili	0,00	27,71	4,54	2,13	13,88	48,26
- agricoltura	0,00	0,14	2,32	0,26	0,48	3,20
- sintesi chimica	0,11	0,56	7,48	0,00	0,00	8,15
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,40	0,00	0,00	3,40
Anno 2009						
Produzione	0,29	6,56	4,55	18,90	0,00	30,31
Importazione	12,73	56,72	94,29	1,35	10,36	175,44
Esportazione	0,24	0,10	26,19	0,09	0,47	27,08
Variazione scorte	-0,29	-0,73	-0,64	-0,01	0,00	-1,67
Disponibilità per il consumo interno (1+2-3-4)	13,07	63,90	73,30	20,18	9,89	180,34
Consumi e perdite del settore energetico	-0,19	-1,09	-5,91	-0,10	-40,35	-47,64
Trasformazione in energia elettrica	-10,18	-23,77	-5,07	-16,38	55,40	0,00
Totale impieghi finali (5+6+7)	2,70	39,04	62,32	3,71	24,94	132,71
- industria	2,59	11,85	5,28	0,39	9,83	29,96
- trasporti	0,00	0,60	39,93	1,06	0,91	42,50
- usi civili	0,00	25,88	4,77	2,01	13,72	46,37
- agricoltura	0,00	0,14	2,41	0,25	0,49	3,29
- sintesi chimica	0,10	0,57	6,55	0,00	0,00	7,22
- bunkeraggi	0,00	0,00	3,37	0,00	0,00	3,37

(A) Energia elettrica primaria (idroelettrica, geotermoelettrica, eolico), importazioni/esportazioni dall'estero e perdite valutate a input termoelettrico.

Fonte: Elaborazione AEEG su dati provvisori Ministero dello sviluppo economico.

L'immissione nelle scorte ha prevalso sui prelievi per tutte le fonti con una variazione complessiva di 2,2 milioni di tep, di cui la metà di petrolio e prodotti petroliferi e circa un terzo di carbone. Tirando le somme, la disponibilità per il consumo interno, che poi corrisponde al fabbisogno effettivo, è aumentata di 5,0 milioni di tep, valore apprezzabile ma comunque insufficiente a raggiungere il livello di 191 milioni del 2008 e molto lontano dal massimo storico di 198 milioni verificatosi nel 2005.

La ripresa dell'economia si è riflessa in un importante incremento dei consumi di fonti rinnovabili e di gas naturale per la trasformazione in energia elettrica (rispettivamente di 1,6 e 1,0 milioni di tep), mentre in questo comparto calava legger-

mente l'input di carbone e in modo più consistente quello di petrolio (di 0,3 e 1,2 milioni di tep, rispettivamente). Tra le fonti rinnovabili l'energia eolica e fotovoltaica hanno avuto la crescita di gran lunga più robusta, arrivando ai valori tipici delle prime fasi di sviluppo (29% e 137%), ma il risultato complessivo (8,6%) riflette il molto più forte contributo dell'energia idrica che copre il 67% della generazione rinnovabile, pur essendo aumentata di solo il 2,9% rispetto al 2009.

L'incremento delle attività di trasformazione del settore energetico, di trasporto e di distribuzione fino all'uso finale hanno comportato un aumento dei consumi e delle perdite molto esiguo (appena 0,1 milioni di tep), dovuto alla compensazione interna tra incrementi nel settore elettrico e del gas e riduzio-

ni nel settore petrolifero. Sottraendo i consumi e le perdite di trasformazione e di trasporto, la disponibilità di energia per gli impieghi finali è cresciuta complessivamente di 4,8 milioni di tep.

In termini assoluti, il gas naturale ha visto di gran lunga il più forte rialzo (2,8 milioni di tep) dovuto, tuttavia, essenzialmente alle condizioni climatiche invernali. In termini relativi la crescita maggiore è stata per il carbone (18,7%) in utilizzi soprattutto manifatturieri, dato che sono leggermente calati i consumi termoelettrici. È significativa la riduzione dei consumi di petrolio in tutti i settori a eccezione della sintesi chimica e, marginalmente, dei bunkeraggi internazionali. Dalla tavola 1.13 risulta evidente una significativa ripresa dei consumi nel settore industriale con un incremento di 2,6 milioni di tep (inclusa la sintesi chimica), corrispondente a un aumento relativo del 7,0% sui consumi del 2009. Segue il settore civile, con un incremento di 1,9 milioni di tep, un aumento del 4,1% rispetto al 2009 in termini relativi, dovuto soprattutto al freddo clima invernale. È invece rimasta molto contenuta la crescita nel settore dei trasporti, appena 0,4 milioni di tep, che riscontra anche una flessione dei prodotti petroliferi a favore del gas naturale e dei biocarburanti. Infine, l'agricoltura

denuncia un leggero calo dei consumi.

L'andamento dei principali indicatori energetici riportati nella tavola 1.14 per gli ultimi sette anni è apparentemente incoraggiante per il futuro della sicurezza degli approvvigionamenti energetici del Paese. Dopo il valore massimo raggiunto nel 2005, il fabbisogno di energia primaria risulta in calo o comunque sembra essersi stabilizzato anche prima della crisi economica del 2008-2009. Nonostante la consistente riduzione della produzione nazionale di fonti fossili, la produzione di energia primaria è in continuo aumento grazie alla scalata delle fonti rinnovabili. Le importazioni di fonti fossili sono complessivamente in calo dal 2006. L'input primario alla generazione elettrica non cresce significativamente. La domanda di energia negli usi finali, dopo la trasformazione e la distribuzione, pare avviata a una stabilizzazione o decrescita se si esclude il settore civile, i cui consumi sono comunque influenzati dalle condizioni climatiche estive e invernali. Il rapporto energia primaria/PIL e l'intensità elettrica del PIL sono aumentati nel 2010 rispetto al 2005, presumibilmente a causa della ridotta crescita del PIL. Il trend di entrambe le variabili è comunque da anni in diminuzione con alti e bassi, come si desume dalla figura 1.19.

	2004	2005	2006	2007	2008	2009	2010
Fabbisogno di energia primaria	195,5	197,8	196,2	194,2	191,3	180,3	185,3
Produzione di energia primaria	30,0	29,4	28,7	28,0	29,7	30,3	33,1
Fonti fossili	16,5	16,7	15,3	14,4	13,3	11,4	12,2
Energia rinnovabile	13,5	12,7	13,4	13,6	16,3	18,9	20,9
Importazioni di fonti fossili	180,2	186,0	188,0	186,0	181,4	164,1	171,9
Carbone	17,1	17,0	17,2	17,2	16,7	13,1	13,3
Petrolio	107,6	108,4	107,0	107,8	101,7	94,3	96,9
Impieghi finali	143,4	146,6	145,7	143,2	141,1	132,7	137,5
Industria	49,0	48,7	48,9	48,1	45,2	37,2	39,8
Usi civili	43,3	47,1	45,3	43,3	45,3	46,4	48,3
Trasporti	44,4	44,0	44,5	44,9	43,7	42,5	42,9
Altri settori	6,7	6,8	6,9	6,9	7,0	6,7	6,6
Input primario alla generazione elettrica	59,3	58,2	59,5	59,2	59,7	55,4	56,6
Rapporto energia/PIL (1980 = 100)							
Energia primaria	88,4	88,0	86,1	84,3	84,1	83,6	84,8
Elettricità	119,7	121,4	121,7	120,8	122,4	121,7	122,4

Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero dello sviluppo economico e Istat.

TAV. 1.14

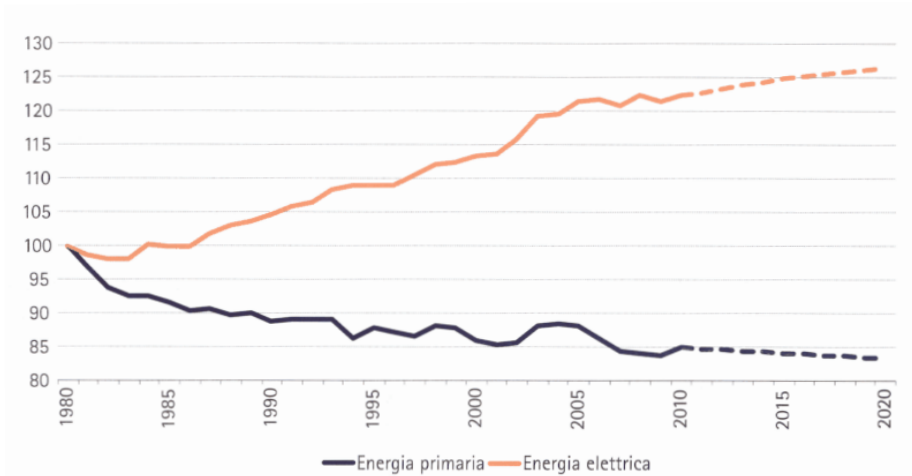
Andamento dei principali indicatori energetici nazionali dal 2004 al 2010

Mtep e numeri indice

FIG. 1.19

**Intensità energetica
del PIL dal 1980 al 2020**

Numeri indice 1980 = 100



Fonte: Elaborazione AEEG su dati Ministero dello sviluppo economico e Istat.

Questi risultati, sicuramente positivi, sono comunque stati raggiunti in presenza di una crescita del PIL che si è mantenuta su un livello medio alquanto contenuto rispetto al complesso dei paesi dell'Unione europea, e viene da chiedersi come sarebbe l'andamento del settore energetico se il Paese riprendesse a crescere a ritmi più allineati a quelli europei. Un tale quadro di crescita viene invocato da più parti per favorire la piena occupazione, migliori condizioni economiche e sociali, oltre che il rientro del debito pubblico entro limiti ragionevoli. Tuttavia ciò si accompagnerebbe a un maggiore ritmo di crescita, con conseguenze sul fabbisogno di energia, delle quali occorre essere consapevoli, anche per le necessità di rafforzamento delle politiche di risparmio energetico.

A titolo di esempio si riportano in termini di fabbisogno di energia primaria e di elettricità, ottenuti applicando agli andamenti tendenziali del rapporto energia/PIL illustrati nella figura 1.19,

un'ipotesi di crescita del PIL a un tasso annuo che, partendo da 1,3% nel 2010, raggiunga progressivamente il 2,8% nel 2020, con una media per il decennio pari al 2,2% (Tav. 1.15). Per confronto la tavola riporta anche i risultati ottenuti nell'ipotesi di uno sviluppo del PIL dell'1,1% annuo, prossimo a quello medio del decennio precedente la crisi del 2008-2009.

Lo stacco nel fabbisogno energetico tra i due scenari (22 milioni di tep di energia primaria e 45 TWh di elettricità nel 2020) deve essere interpretato come stima orientativa. Infatti, una crescita più elevata del PIL normalmente implica anche un maggiore ricambio degli impianti e un tasso di innovazione tecnologica, assieme ad altri effetti che dovrebbero sollecitare la riduzione dell'intensità energetica del PIL oltre i livelli indicati nello scenario tracciato nella figura 1.19, anche se non tali da riportare il fabbisogno di energia al 2020 ai livelli prevedibili per lo scenario di crescita bassa.

TAV. 1.15

**Scenari alternativi
per lo sviluppo
del fabbisogno di energia
in Italia**

INDICATORI	2010	2015	2020
Crescita alta			
Prodotto interno lordo (miliardi di €)	1.549	1.702	1.935
Energia primaria (Mtep)	185	202	227
Energia elettrica (TWh)	327	366	421
Crescita bassa			
Prodotto interno lordo (miliardi di €)	1.549	1.682	1.903
Energia primaria (Mtep)	185	194	203
Energia elettrica (TWh)	327	352	376