

TAV. 1.3

Margini di raffinazione dei principali greggi
\$/barile; medie annue

ANNO	WTI	BRENT	DUBAI
2006	7,8	3,1	4,1
2007	10,9	5,2	5,1
2008	5,6	4,1	4,2
2009	5,7	1,8	0,7
2010	5,5	2,4	1,6

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

TAV. 1.4

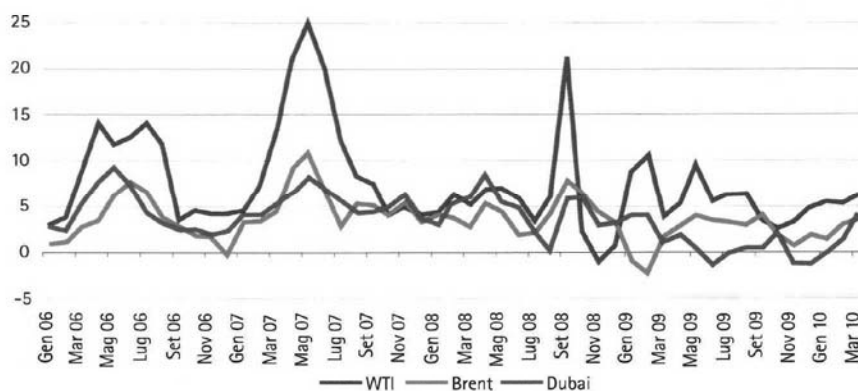
Tasso di utilizzo della capacità di raffinazione
Valori percentuali; medie annue

ANNO	STATI UNITI	EUROPA	GIAPPONE	SINGAPORE
2006	88,5	86,4	86,2	-
2007	89,1	85,5	85,7	-
2008	86,2	84,3	84,9	87,1
2009	83,0	81,4	82,1	86,6
2010	80,5	81,4	84,8	91,7

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

FIG. 1.7

Margini di raffinazione dei greggi più rappresentativi dal 2007 al 2010
\$/barile



Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

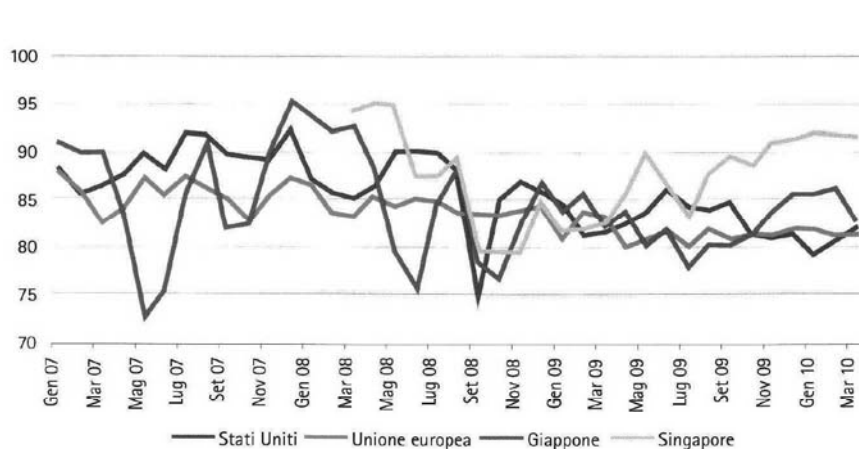


FIG. 1.8

Tasso di utilizzo della capacità dal 2007 al 2010

Valori percentuali

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia.

L'aumento della capacità in concomitanza con la diminuzione della domanda ha inevitabilmente determinato un calo nel tasso di utilizzo delle raffinerie (Tav. 1.4, Fig. 1.8). Nelle raffinerie europee e nordamericane il tasso di utilizzo è rimasto anche nel 2009

al di sotto dei valori minimi, considerati accettabili, dell'85%. Le raffinerie asiatiche hanno complessivamente subito un calo inferiore, ma il più elevato tasso di utilizzo, come si è appena visto, è compensato da un margine significativamente inferiore.

Mercato internazionale del gas naturale

Fabbisogno

La profonda recessione del 2009 ha sia ridotto drasticamente la domanda di gas in tutti i Paesi del mondo con poche eccezioni, sia indebolito le potenzialità di ripresa dei consumi nel breve e medio termine. Nei Paesi OCSE i consumi sono calati nel loro complesso dell'1,9%, tuttavia meno delle importazioni (-3,1%) grazie all'aumento della produzione nell'area nordamericana e pacifica (Tav. 1.5). Il calo del fabbisogno si è concentrato nelle aree OCSE Europa e Pacifico a fronte di un aumento minimo (0,2%) nell'area OCSE Nord America, ascrivibile

essenzialmente al crollo dei prezzi negli Stati Uniti, di cui si tratterà nel seguito. Praticamente solo in Cina e in pochi altri Paesi emergenti dell'area asiatica, che comunque contribuiscono complessivamente meno del 10% ai consumi globali, i consumi hanno continuato a crescere a ritmi apprezzabili, seppure ridotti rispetto agli anni precedenti.

Nell'Unione europea, con l'aggravarsi della recessione, il ristagno dei consumi che ha caratterizzato il 2008 si è poi tradotto in un vero e proprio crollo nel corso del 2009. I consumi sono calati del 6,3% nel complesso dell'Unione europea con punte del 15% e oltre, soprattutto in alcuni Paesi dell'Est euro-

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

peo (Tav. 1.6). A questo calo ha contribuito anche il taglio delle forniture di gas russo veicolato attraverso l'Ucraina, che ha lasciato al freddo diversi Paesi per quasi due settimane.

A seguito di questa nuova emergenza la maggior parte dei Paesi europei ha accentuato i propri piani di sviluppo degli stoccaggi sotterranei (Tav. 1.7) che porterebbero, se integralmente attuati, a un quasi raddoppio delle capacità entro il 2020. Tuttavia, non tutti i Paesi hanno caratteristiche geologiche favorevoli alla costruzione di adeguati stoccaggi sotterranei; è opportuno ricordare che per aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti occorre anche potenziare le interconnessioni transfronta-

liere e promuovere la creazione di mercati più liquidi. Per esempio, i gasdotti che collegano i nove Paesi dell'Est europeo più esposti al taglio delle forniture sono a flusso unidirezionale e pertanto non permettono l'inversione dei flussi e gli approvvigionamenti di soccorso dai Paesi in minore difficoltà, in quanto dotati di sufficienti capacità di stoccaggio. Tra i dati della tavola 1.7 risulta di particolare interesse il programmato sviluppo dello stoccaggio di gas nel Regno Unito, con un aumento da 4.300 milioni di metri cubi a quasi 25 miliardi. Tale sviluppo, oltre a dare maggior sicurezza al mercato inglese, ridurrà probabilmente la volatilità del prezzo del gas nelle Borse nordeuropee.

TAV. 1.5

Bilancio del gas naturale nell'area OCSE

G(m³)

AREA DI PROVENIENZA	2004	2005	2006	2007	2008	2009
OCSE Nord America						
Produzione interna	758,7	744,6	761,6	786,8	809,2	820,3
Importazioni ^(A)	139,3	137,6	132,8	153,6	140,3	134,2
- da Paesi OCSE	121,3	119,7	116,3	129,4	127,9	119,1
- da Paesi non OCSE	18,0	17,9	16,5	24,3	12,3	15,1
Esportazioni	129,3	127,1	122,9	134,6	132,4	125,0
Disponibilità	768,6	755,0	771,5	805,9	817,0	829,5
Variazione scorte	-2,0	-9,2	11,6	-15,4	-14,0	-3,2
Consumo	770,6	764,2	759,9	821,3	831,0	832,7
OCSE Pacifico						
Produzione interna	42,4	44,3	46,2	48,4	46,5	50,7
Importazioni	108,7	110,3	122,4	131,2	139,4	129,5
- da Paesi OCSE	13,8	17,0	19,5	18,6	18,6	19,1
- da Paesi non OCSE	94,9	93,3	102,9	112,5	120,9	110,5
Esportazioni	12,5	15,3	17,9	20,6	21,1	22,3
Disponibilità	138,6	139,4	150,7	159,0	164,9	157,9
Variazione scorte	0,5	-0,9	1,7	-0,7	2,3	-1,0
Consumo	138,1	140,2	149,0	159,8	162,6	158,9
OCSE Europa						
Produzione interna	325,7	315,4	307,9	293,6	306,8	289,3
Importazioni	364,8	394,2	416,1	414,9	437,9	431,5
- da Paesi OCSE	139,8	140,7	151,7	164,1	170,5	173,1
- da Paesi non OCSE	224,9	253,5	264,4	250,8	267,3	258,4
Esportazioni	155,1	163,4	175,9	175,1	188,9	191,1
Disponibilità	535,4	546,3	548,1	533,4	555,7	529,7
Variazione scorte	2,6	-0,6	8,8	-6,7	4,1	5,2
Consumo	532,7	546,8	539,3	540,1	551,7	524,5
Totale OCSE						
Produzione interna	1.126,8	1.104,3	1.115,7	1.128,8	1.162,5	1.160,3
Importazioni	612,8	642,2	671,3	699,7	717,6	695,2
- da Paesi OCSE	274,9	277,5	287,5	312,1	317,0	311,2
- da Paesi non OCSE	337,8	364,7	383,8	387,6	400,6	384,0
Esportazioni	296,9	305,8	316,7	330,3	342,4	338,4
Disponibilità	1.442,7	1.440,7	1.470,3	1.498,2	1.537,7	1.517,1
Variazione scorte	1,2	-10,6	22,1	-22,9	-7,6	1,0
Consumo	1.441,5	1.451,3	1.448,2	1.521,2	1.545,3	1.516,1

(A) Include le importazioni attraverso le frontiere interne delle aree OCSE.

Fonte: Agenzia internazionale dell'energia, *Monthly Natural Gas Survey*.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

	2007	2008	2009	VARIAZIONE % 2008-2009
Austria	8,1	8,6	8,4	-2,3
Belgio	17,5	17,6	17,9	1,7
Bulgaria	3,4	2,8	2,2	-21,4
Danimarca	4,1	4,1	4	-2,4
Estonia	1	1,0	0,9	-10,0
Finlandia	4,4	4,6	4,1	-10,9
Francia	45,8	47,8	46,3	-3,1
Germania	86	84,9	80,8	-4,8
Grecia	4	4,2	3,5	-16,7
Irlanda	5	5,3	5,1	-3,8
Italia	82,9	82,9	76,3	-8,0
Lettonia	1,6	1,6	1,5	-6,3
Lituania	3,4	3,1	2,6	-16,1
Lussemburgo	1,4	1,3	1,4	7,7
Paesi Bassi	39,8	41,4	41,1	-0,7
Polonia	13,9	15,2	14,7	-3,3
Portogallo	4,2	5,0	4,7	-6,0
Regno Unito	97,6	100,6	92,7	-7,9
Repubblica Ceca	8,7	8,4	8	-4,8
Romania	15,5	15,0	12,8	-14,7
Slovacchia	5,5	5,5	5	-9,1
Slovenia	1,1	1,0	0,9	-10,0
Spagna	37,6	41,4	37,1	-10,4
Svezia	1,1	1,0	1,3	30,0
Ungheria	12,8	12,6	10,9	-13,5
Unione europea a 27	506,4	516,9	484,2	-6,3

Fonte: Eurogas.

TAV. 1.6

Consumo di gas naturale
nell'Unione europeaG(m³)

	2009	IN COSTRUZIONE	IN FASE DI AUTORIZZAZIONE	PROGRAMMATI	TOTALE NEL 2020
Austria	3.976	1.200	0	2.000	7.176
Belgio	644	100	0	0	744
Bulgaria	336	0	0	450	786
Danimarca	980	0	30	0	1.010
Estonia	0	0	0	0	0
Finlandia	0	0	0	0	0
Francia	11.912	540	100	1.150	13.702
Germania	18.172	1.421	340	6.965	26.898
Grecia	0	0	0	0	0
Irlanda	198	0	0	0	198
Italia	14.134	4.150	1.115	5.740	25.139
Lettonia	980	0	0	1.000	1.980
Lituania	0	0	0	0	0
Lussemburgo	0	0	0	0	0
Paesi Bassi	5.012	180	0	4.280	9.472
Polonia	1.568	450	1.255	0	3.273
Portogallo	140	0	0	30	170
Regno Unito	4.284	1.040	0	19.645	24.969
Repubblica Ceca	2.296	0	795	0	3.091
Romania	2.660	0	0	2.150	4.810
Slovacchia	2.576	0	0	0	2.576
Slovenia					0
Spagna	3.780	0	4.598	0	8.378
Svezia	0	0	0	0	0
Ungheria	3.668	0	0	0	3.668
Unione europea a 27	77.316	9.081	8.233	43.410	138.040

Fonte: World Gas Intelligence.

TAV. 1.7

Stoccaggi di gas naturale
nell'Unione europea
nel 2009 e previsioni
al 2020M(m³)

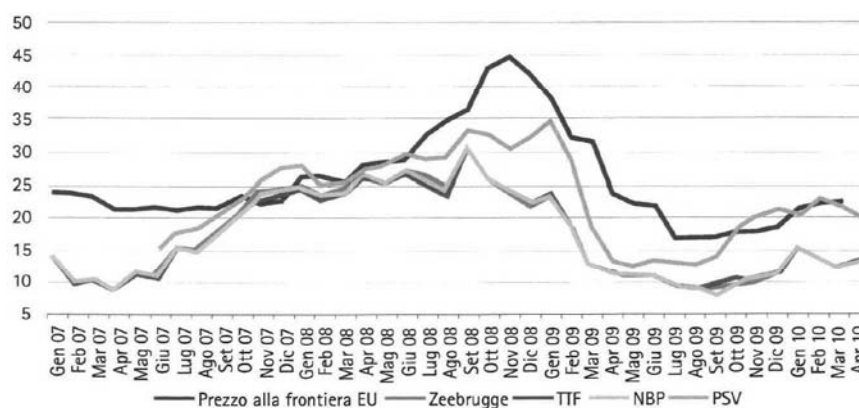
Prezzo

Accompagnata da un forte e inatteso aumento della produzione del gas negli Stati Uniti, la recessione economica ha avuto in questo Paese un effetto negativo dirompente sui prezzi che si è poi rapidamente diffuso nel resto del mondo, assecondato dalla catena del gas naturale liquefatto (GNL). La forte crescita della produzione di gas da scisti bituminosi nel corso del 2009 ha infatti determinato una riduzione della domanda di importazione di GNL, provocando a sua volta una deviazione

dei carichi di gas liquido verso l'Europa con l'effetto di deprimere i prezzi *spot* in quell'area. Il calo nella domanda europea combinato con l'eccesso di offerta sui mercati *spot* ha finito per indebolire la tenuta dei tradizionali contratti *take or pay* sia per quanto riguarda il prezzo indicizzato ai prezzi dei prodotti petroliferi, sia per le quantità. Nel mese di luglio i prezzi *spot* nei mercati nordeuropei erano scesi a 9 €/m³, quando il prezzo alla frontiera dei contratti indicizzati *take or pay* era di poco inferiore a 18 €/m³ (Fig. 1.9). Il differenziale con i prezzi *spot* si è mantenuto tra 7 e 9 €/m³ nei sei mesi successivi.

FIG. 1.9

Prezzo spot del gas naturale negli hub europei nel periodo 2007-2010
€/m³



Fonte: Bloomberg per Zeebrugge, TTF e NBP; Platt's per il PSV.

In queste condizioni i guadagni provenienti dalla riduzione del prezzo sui mercati *spot* erano confrontabili con le perdite provocate dall'applicazione delle clausole previste con il *take or pay*. Nel febbraio 2010 i fornitori hanno accettato un certo grado di flessibilità e Gazprom ha finito per concordare con i maggiori acquirenti europei (tra cui Eni, E.On e GDF Suez) un quantitativo massimo del 15% dei contratti *take or pay* da acquistare sui mercati *spot* per un periodo di tre anni; questo anche confidando sia nella limitata quantità di gas disponibile sui mercati *spot*, che difficilmente permetterà l'acquisto di volumi maggiori di 75 miliardi di m³/anno su tali mercati, sia nella probabile riduzione dei differenziali, causata dalla domanda addizionale.

Con riferimento alle esportazioni verso l'Europa, Gazprom ha

del resto insistito sul fatto che una rinegoziazione della formula commerciale non rappresenta una novità in termini assoluti, in quanto comunque prevista nei contratti su base triennale. Infatti, gli accordi prevedono la reintegrazione da parte degli acquirenti delle quantità non acquistate alla scadenza dei tre anni. Quindi il problema anche per le società acquirenti è solo rimandato. Gazprom, la cui produzione è calata del 16% a 462 G(m³) nel 2009, è peraltro appesantito dai contratti di importazione dai Paesi dell'Asia centrale, negoziati a prezzi nell'ordine di 340 \$ per 1.000 m³, mentre il prezzo di vendita sul mercato europeo è sceso a meno di 280 \$. Gazprom deve a sua volta ridurre la produzione dai propri giacimenti a basso costo per onorare questi contratti di importazione.

In ogni caso la prospettiva di una sovrabbondanza di gas disponibile sui mercati mondiali, almeno fino alla metà del decennio, non può che avere un impatto sul meccanismo di formazione del prezzo basato su una formula di indicizzazione al petrolio ideata negli anni Sessanta del secolo scorso, in un quadro di domanda e di offerta completamente diverso da quello attuale. Significativo a questo riguardo è il fallimento del tentativo algerino, nell'ambito del Forum dei Paesi esportatori di gas, di trovare un accordo tra i Paesi per fissare il prezzo del gas in base alle quotazioni del petrolio. La forza di questo nuovo e inatteso regime dei prezzi del gas naturale viene evidenziata nella figura 1.10 che mette a

confronto l'andamento del prezzo nei tre principali mercati mondiali con il prezzo del greggio. Particolarmente manifesta è la forte divaricazione tra il prezzo del gas negli Stati Uniti e il prezzo del greggio, a partire da gennaio 2009. Tra gennaio e settembre 2009 il prezzo del greggio WTI è aumentato del 53%, mentre il prezzo del gas naturale commercializzato all'*Henry Hub* diminuiva del 43%; l'incremento nel gennaio 2010 era del 74% per il greggio contro appena l'11% per il gas. Questo comportamento si distingue nettamente da quello degli anni precedenti, quando l'andamento del prezzo all'*Henry Hub* risultava più allineato con il prezzo del WTI.

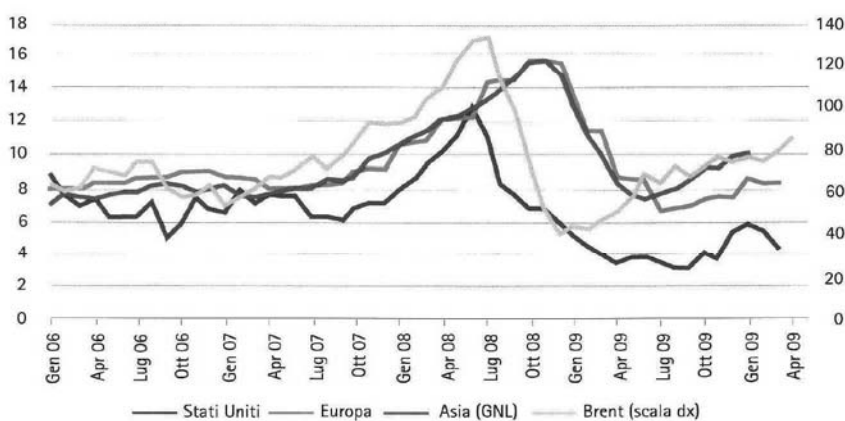


FIG. 1.10
Prezzo internazionale del gas naturale a confronto con il prezzo del greggio nel periodo 2005-2010
\$/MMBtu per il gas e \$/barile per il petrolio

Fonte: World Gas Intelligence, Bloomberg e Argus.

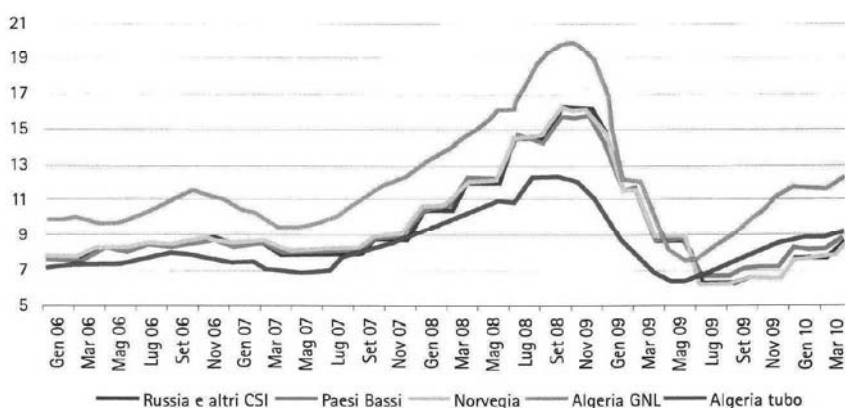
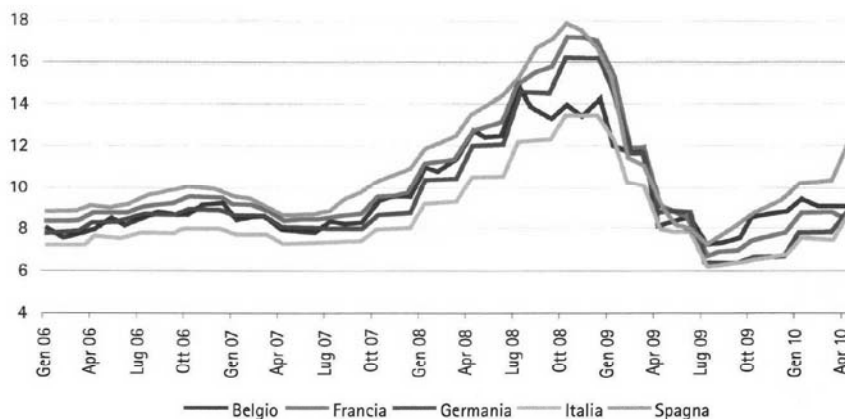


FIG. 1.11
Prezzo alla frontiera per fonte di approvvigionamento nel periodo 2006-2009
\$/MMBtu

Fonte: World Gas Intelligence.

FIG. 1.12

Prezzo alla frontiera per Paese importatore nel periodo 2006-2009 \$/MMBtu



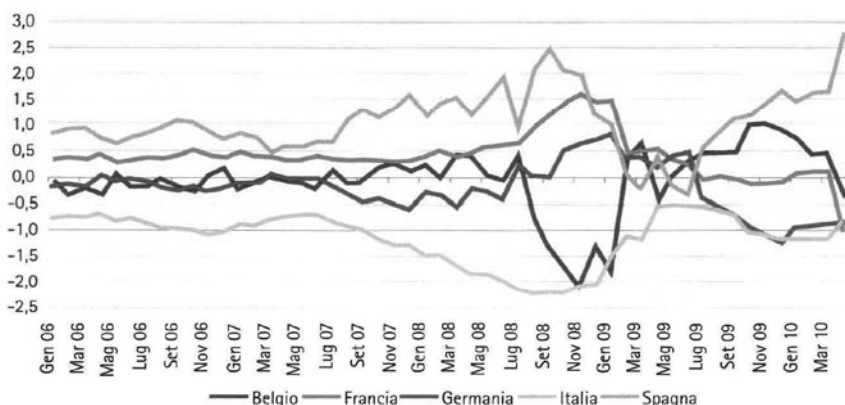
Fonte: World Gas Intelligence.

Attualmente l'indicizzazione ai prodotti petroliferi riguarda circa il 70% degli approvvigionamenti di gas naturale in Europa e oltre il 50% nell'area dell'Asia-Pacifico, mentre nell'area nordamericana il gas è quasi interamente commercializzato in modo indipendente su mercati concorrenziali. Queste differenze spiegano il diverso profilo del prezzo internazionale per il GNL diretto in Asia e delle forniture in Europa. Vi sono comunque significative differenze anche all'interno del merca-

to europeo, per quanto riguarda le forniture sia dei Paesi esportatori sia ai Paesi importatori, come evidenziato nelle figure 1.11 e 1.12. Particolarmente indicativo è lo scarto dal prezzo medio europeo (Fig. 1.13) che evidenzia lo stacco negativo del prezzo alla frontiera italiana rispetto a tutti gli altri Paesi consumatori: mediamente -1,2 \$/MMBtu negli ultimi quattro anni e -2,0 \$/MMBtu nel corso del 2008, anno di forte aumento del prezzo.

FIG. 1.13

Scarto dal prezzo medio alla frontiera per Paese importatore nel periodo 2006-2009 \$/MMBtu



Fonte: Elaborazione AEEG su dati World Gas Intelligence.

Diverso è il discorso per il prezzo del gas al Punto di scambio virtuale (PSV) italiano che è rimasto sostanzialmente più alto di quello ai principali *hub* nordeuropei, mediamente di 5 €/m³, nel corso degli ultimi due anni (Fig. 1.9). Dati i più bassi costi del gas approvvigionato in Italia, lo scarto positivo è difficile da giustificare, se non come conseguenza della scarsa liquidità di questo *hub*, dovuta anche all'utilizzo limitato che ne fa l'operatore dominante, ma pure alla mancanza di un vero mercato del bilanciamento e ai forti vincoli alla capacità di importazione sui gasdotti internazionali.

Sviluppo dei gas non convenzionali

Iniziato sperimentalmente da più decenni, lo sviluppo di gas da scisti bituminosi ha avuto un'improvvisa accelerazione nel corso dell'ultimo decennio, soprattutto negli ultimi due anni, per opera di alcune piccole società specializzate nella perforazione orizzontale e nella frantumazione idraulica delle rocce. Assieme ad altre forme di gas non convenzionale (gas da depositi di carbone, gas di arenaria) la produzione di gas da scisti bituminosi rappresenta oramai complessivamente il 50% della produzione di gas negli Stati Uniti. A tale riguardo è significativo l'interesse presente in tutto il mondo per l'acquisizione di concessioni di sfruttamento di giacimenti di gas non convenzionale e di società specializzate nella produzione da questi giacimenti. Vale per tutti il caso dell'accordo tra Shell e PetroChina per l'acquisizione di diritti sulle maggiori riserve australiane di gas racchiuso nei giacimenti di carbone, mentre in Europa sono state avviate in

questi ultimi mesi le negoziazioni tra le multinazionali americane e le autorità polacche per la concessione delle riserve di scisti bituminosi delle aree di Lublin e Podlasie. I principali ostacoli allo sviluppo di queste risorse in Europa pare siano l'impatto ambientale sulle acque nel sottosuolo e la proprietà statale dei terreni con scarsi benefici per gli abitanti locali, oltre il fatto che la loro coltivazione necessita di perforazioni molto più distribuite rispetto a quanto accade per il gas convenzionale.

Le risorse di gas da scisti bituminosi ammontano a diverse volte le risorse di gas convenzionale. Secondo il Dipartimento dell'energia del governo americano (DOE) lo sviluppo di tali risorse permetterebbe la copertura di metà della domanda di gas degli Stati Uniti nel giro di due decenni, trasformando questo Paese in un potenziale esportatore. Lo sviluppo delle risorse di gas non convenzionale non può che avere significative implicazioni per la composizione dell'offerta di gas naturale a livello planetario nel corso del decennio.

Per fare un esempio, lo sviluppo dei giacimenti Shtokman di Gazprom, la cui produzione sarebbe stata per metà destinata agli Stati Uniti, ha dovuto essere rimandato in attesa di sufficienti garanzie sul lato della domanda. Queste potrebbero venire con la crescita del fabbisogno prevista nei Paesi asiatici, soprattutto in Cina e in India, ma non è attualmente all'ordine del giorno per via degli ingenti investimenti richiesti ma anche per lo sviluppo di gas non convenzionale in Australia e nella stessa Cina, che dispone di ampie risorse potenziali.

Mercato internazionale del carbone

Prezzi internazionali

Se nel 2008 l'andamento del prezzo internazionale del carbone

è stato praticamente sovrapponibile a quello del petrolio, sia nel mercato asiatico, sia in quello nordeuropeo, l'evoluzione nel 2009 ha confermato che le due fonti di energia seguono logi-