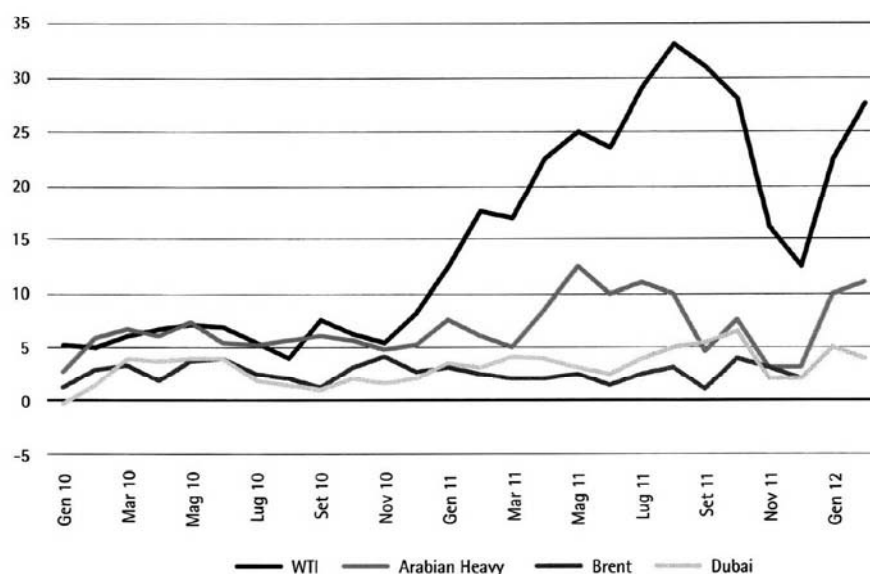


FIG. 1.6

Margine di raffinazione
complessiva rispetto al marker
di area
\$/barile



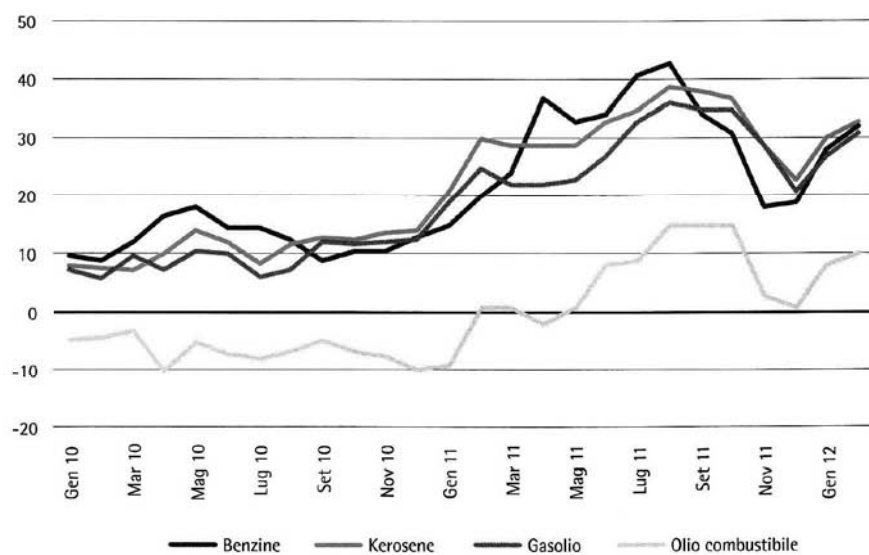
Fonte: OPEC, Monthly Oil Market Report.

raffinazione in Europa e l'insufficiente capacità nei paesi dell'America Latina, che ha spronato soprattutto la raffinazione USA. Mentre il tasso di utilizzo medio delle raffinerie è calato rispetto al 2010 sia in Europa sia in Asia (Fig. 1.5), negli USA è rimasto praticamente invariato, nonostante l'andamento sfavorevole dell'economia. L'anomalia del WTI è ben evidenziata nella figura 1.6 che riporta un margine complessivo nel 2011 mediamente nove volte maggiore del Brent – con punte anche superiori nella seconda parte dell'anno – e attorno a sei volte maggiore di quello del Dubai.

Negli USA la domanda di benzina non è aumentata come atteso e vi è stata una sorprendente crescita delle scorte nel fine settimana del *Memorial Day*, il tradizionale inizio della *driving season*. La bassa domanda di benzina è stata tuttavia bilanciata dalle esportazioni in America Latina, soprattutto in Brasile, per compensare la scarsa raccolta di canna da zucchero e per la produzione di alcool. I margini sono rimasti alti durante la maggior parte del 2011, ricevendo un sostegno dopo l'estate anche dall'uragano Irene e da problemi operativi insorti in alcune raffinerie (Fig. 1.7). Nella prima parte dell'anno la debole economia e il clima mediamente mite non hanno sollecitato più di tanto i margini dei prodotti intermedi. In

seguito, a partire da maggio, il margine è esploso, aiutato sia dalle esportazioni verso l'Europa, realizzate per compensare il calo della produzione europea, sia dalle opportunità di esportazione verso l'America Latina e il continente asiatico. Il margine è diminuito solo in dicembre in coincidenza con l'aumento del prezzo del WTI. Analogamente per l'olio combustibile, nonostante la bassa domanda interna e le basse opportunità di export verso i paesi asiatici, il margine negativo è stato proiettato in zona positiva a partire dal mese di maggio – a causa delle esportazioni verso l'Europa – con una flessione solo in dicembre.

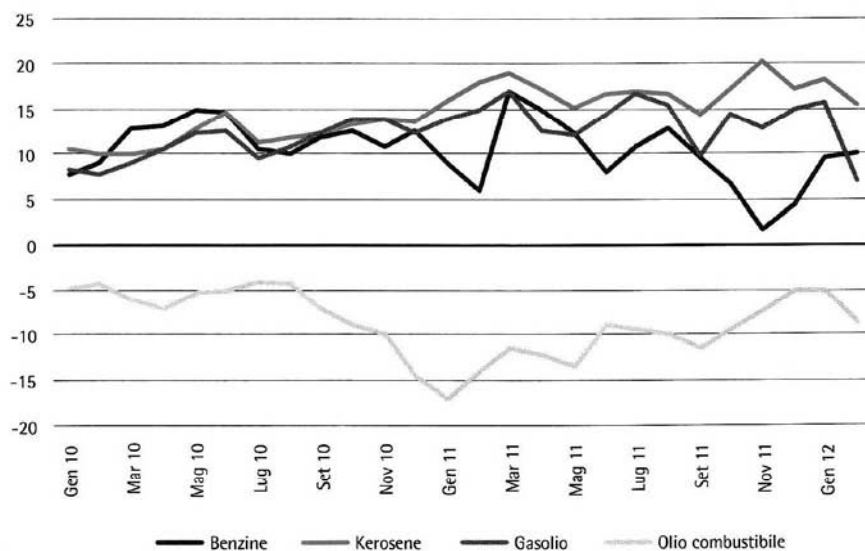
I margini eccezionali realizzati dalle raffinerie statunitensi attraverso le esportazioni si sono riversati negativamente sulla raffinazione europea, che tradizionalmente riforniva il mercato americano di benzina e gasolio. La riduzione della produzione da parte dei raffinatori europei ha avuto solo scarsi effetti sui margini (Fig. 1.8). Inoltre, le raffinerie di minore complessità hanno dovuto ridurre la lavorazione per via della mancanza di greggio leggero libico. La chiusura di alcune raffinerie ha contribuito a spingere i margini, ma senza aumentare l'utilizzo della capacità. L'aumento del prezzo del greggio nel corso dell'anno ha tenuto i margini continuamente sotto



Fonte: OPEC, Monthly Oil Market Report.

FIG. 1.7

Margine di raffinazione Golfo
USA rispetto al greggio WTI
\$/barile



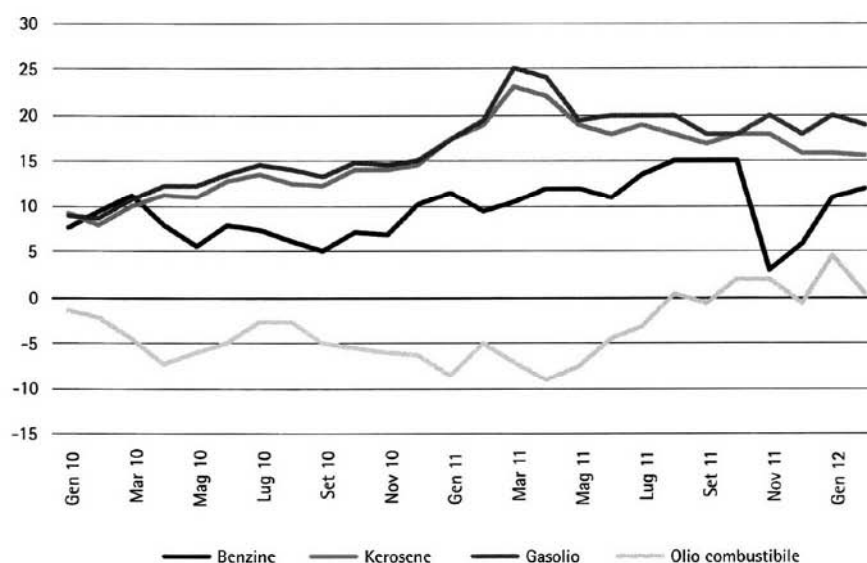
Fonte: OPEC, Monthly Oil Market Report.

FIG. 1.8

Margine di raffinazione
Rotterdam rispetto al greggio
Brent
\$/barile

FIG. 1.9

Margine di raffinazione
Singapore rispetto al greggio
Dubai
\$/barile



Fonte: OPEC, *Monthly Oil Market Report*.

pressione. All'inizio dell'anno l'effetto positivo del clima avverso sui distillati medi per riscaldamento è stato in parte compensato dalla riduzione della domanda di gasolio per trasporto a causa del maltempo, riducendo il margine rispetto al Brent. Il margine per la nafta è rimasto basso o calante durante tutto l'anno per via della riduzione della domanda interna di etilene per la petrolchimica, in crisi a livello mondiale, e per la mancanza di sbocchi sul mercato asiatico e atlantico o su quello africano. Un sostegno ai margini è venuto in primavera con l'aumento delle esportazioni di benzina e gasolio verso l'America Latina, l'Africa occidentale e il Medio Oriente, e alla fine dell'anno anche verso l'Asia. Durante l'inverno l'olio combustibile ha faticato a guadagnare terreno per via delle esportazioni di surplus dalla Russia, causate dal clima più mite del normale. A maggio il sostegno all'olio combustibile diretto al Giappone è venuto a mancare con la rimessa in funzione delle raffinerie danneggiate dal terremoto/tsunami, ma nella seconda metà dell'anno il margine rispetto al Brent ha recuperato terreno con la domanda di bunker a Singapore e in alcuni paesi del Sudest asiatico, anche se i margini non hanno mai raggiunto territorio positivo. Verso la fine dell'anno la riduzione della domanda interna

e delle opportunità di esportazione hanno portato a un tendenziale calo del margine complessivo, nonostante la buona tenuta dei distillati medi, sostenuti dalla domanda interna.

Nel continente asiatico il tasso di utilizzo delle raffinerie giapponesi si è ripreso dallo shock del terremoto/tsunami, che ha danneggiato diversi impianti, solo a partire da metà anno. I margini sono stati generalmente molto buoni, nonostante il calo della domanda della petrolchimica (Fig. 1.9). All'inizio dell'anno la manutenzione di molte raffinerie e la forte domanda hanno spinto i margini dei distillati leggeri e medi, ma allo stesso tempo hanno ridotto quelli dell'olio combustibile, prodotto congiuntamente in surplus. I distillati leggeri hanno continuato a beneficiare di una forte domanda, ma con margini in netta discesa verso la fine dell'anno. All'inizio del 2012 le attività di manutenzione hanno ridotto la disponibilità sul mercato dei distillati medi, sostenendo i margini in presenza di una buona domanda in molti paesi asiatici, soprattutto per via del clima freddo. A partire da maggio 2011 sono aumentati consistentemente i margini dell'olio combustibile per via del calo delle importazioni da USA ed Europa, che li ha lanciati in

territorio positivo a cavallo del 2012.

Ad aumentare l'incertezza sul margine nel 2012 giocano sia l'embargo sul petrolio iraniano, che verrebbe verosimilmente sostituito con oli meno leggeri (Ural e Arabian Light) ma probabilmente più cari per

effetto della scarsità, sia l'inversione dei flussi di petrolio al deposito di Cushing, i cui effetti economici, come si è visto, si ripercuotono sull'intero sistema globale per i consistenti vantaggi offerti ai raffinatori del Golfo del Messico.

Mercato internazionale del gas naturale

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
Paesi OCSE	1.448	1.521	1.545	1.504	1.589	1.571
Paesi ex URSS	614	638	631	578	613	627
Altri paesi	825	879	940	971	1.054	1.155
TOTALE MONDO	2.888	3.038	3.117	3.054	3.257	3.353
di cui Unione europea	495	506	517	484	519	471

Fonte: Elaborazione AEEG su dati AIE, Eurogas e altre fonti.

TAV. 1.5

Consumo mondiale di gas naturale nelle principali aree del mondo dal 2006 al 2011
G(m³)

Domanda e offerta

Il rimbalzo dei consumi di gas visto nel 2010, dopo un 2009 di calo o stasi, si è in buona parte esaurito dopo il primo trimestre del 2011, ma in modo assai differenziato nelle diverse aree del mondo. La discreta crescita a livello globale, comunque marcatamente inferiore a quella media del precedente quinquennio (1,8% contro 2,8%), risulta infatti da un calo dei consumi nell'area OCSE nel suo complesso (-1,1%) e da un aumento apprezzabile nel resto del mondo (3,6%), come si può vedere dalla tavola 1.5. L'andamento dei consumi appare fortemente differenziato anche all'interno dell'area OCSE, dove si evidenzia una crescita per le aree del Nord America e del Pacifico, più che controbilanciata da un forte calo per l'OCSE Europa, aggregato costituito in prevalenza da paesi dell'Unione europea (Tav. 1.6).

L'aumento dei consumi nel Nord America (+2,7%) è stato spinto soprattutto dall'ulteriore crollo dei prezzi, indotto dalla produzione di gas di scisti. Negli Stati Uniti il calo del prezzo negli ultimi cinque anni ha avuto l'effetto di accelerare la riduzione del ruolo del carbone nella generazione elettrica, sceso da valori stabili attorno al 50% nel decennio 1995-2005 al 42% nel 2011 (Fig. 1.10). Il fortissimo incremento dei consumi nell'area del Pacifico (+8,8%) è attribuibile essenzialmente alla chiusura di molte centrali nucleari giapponesi dopo il disastro di Fukushima, in attesa di verifiche e controlli, come si vede chiaramente nella tavola 1.7 che riporta il bilancio della generazione elettrica nei paesi OCSE. Il tracollo dei consumi in Europa è dovuto soprattutto al clima invernale particolarmente mite, dopo che l'inverno del 2010 è stato il più freddo da oltre un decennio. Il clima non ha influito più di tanto sui consumi del Nord America, mentre l'area del Pacifico ha subito un inverno alquanto

TAV. 1.6

Bilancio del gas naturale
nell'area OCSE dal 2006
al 2011
G(m³)

AREA DI PROVENIENZA	2006	2007	2008	2009	2010	2011
OCSE Nord America						
Produzione interna	761,6	786,8	809,2	809,6	824,4	868,6
Importazioni ^(A)	132,8	153,6	140,3	137,3	143,1	141,9
<i>da paesi OCSE</i>	116,3	129,4	127,9	122,2	124,7	123,5
<i>da paesi non OCSE</i>	16,5	24,3	12,3	15,1	18,5	18,4
Esportazioni	122,9	134,6	132,4	124,9	126,0	135,3
Disponibilità	771,5	805,9	817,0	822,0	841,6	875,3
Variazione scorte	11,6	-15,4	-14,0	3,4	-5,5	5,0
Consumo	759,9	821,3	831,0	818,6	847,1	870,3
OCSE Pacifico						
Produzione interna	46,2	48,4	46,5	50,9	53,9	53,0
Importazioni	122,4	131,2	139,4	129,5	147,6	164,9
<i>da paesi OCSE</i>	19,5	18,6	18,6	19,1	21,1	22,0
<i>da paesi non OCSE</i>	102,9	112,5	120,9	110,5	126,5	142,8
Esportazioni	17,9	20,6	21,1	22,3	24,7	25,5
Disponibilità	150,7	159,0	164,9	158,1	176,8	192,3
Variazione scorte	1,7	-0,7	2,3	-0,9	1,3	1,5
Consumo	149,0	159,8	162,6	159,0	175,5	190,8
OCSE Europa						
Produzione interna	307,9	293,6	306,8	289,3	293,5	271,5
Importazioni	416,1	414,9	437,9	434,7	468,2	458,6
<i>da paesi OCSE</i>	151,7	164,1	170,5	173,2	173,6	168,0
<i>da paesi non OCSE</i>	264,4	250,8	267,3	261,4	294,6	290,6
Esportazioni	175,9	175,1	188,9	192,3	204,8	210,2
Disponibilità	548,1	533,4	555,7	531,7	556,9	519,8
Variazione scorte	8,8	-6,7	4,1	5,4	-9,6	9,6
Consumo	539,3	540,1	551,7	526,4	566,5	510,2
Totale OCSE						
Produzione interna	1.115,7	1.128,8	1.162,5	1.149,8	1.171,8	1.193,1
Importazioni	671,3	699,7	717,6	701,5	758,9	765,4
<i>da paesi OCSE</i>	287,5	312,1	317,0	314,5	319,4	313,5
<i>da paesi non OCSE</i>	383,8	387,6	400,6	387,0	439,6	451,9
Esportazioni	316,7	330,3	342,4	339,5	355,5	371,0
Disponibilità	1.470,3	1.498,2	1.537,7	1.511,9	1.575,3	1.587,4
Variazione scorte	22,1	-22,9	-7,6	7,9	-13,8	16,1
Consumo	1.448,2	1.521,2	1.545,3	1.503,9	1.589,1	1.571,3

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

TAV. 1.7

Bilancio della generazione
elettrica nell'area OCSE
dal 2006 al 2011
TWh

AREA DI PROVENIENZA	2006	2007	2008	2009	2010	2011
OCSE Nord America						
Combustibili fossili	3.303	3.423	3.350	3.165	3.349	3.288
Nucleare	890	905	905	895	899	888
Idroelettrico	687	665	696	685	688	804
Altre rinnovabili	50	61	83	99	126	167
Produzione lorda	4.930	5.054	5.033	4.844	5.061	5.147
Importazioni	74	71	83	71	61	70
Esportazioni	78	72	83	73	69	68
Variazione scorte	4.926	5.053	5.032	4.841	5.054	5.149
Disponibilità per il consumo	3.303	3.423	3.350	3.165	3.349	3.288
OCSE Pacifico						
Combustibili fossili	1.120	1.255	1.222	1.155	1.218	1.376
Nucleare	432	388	390	408	416	290
Idroelettrico	142	126	122	123	125	111
Altre rinnovabili	10	16	15	20	22	54
Produzione lorda	1.704	1.786	1.749	1.707	1.781	1.830
Importazioni	0	0	0	0	0	0
Esportazioni	0	0	0	0	0	0
Variazione scorte	1.704	1.786	1.749	1.707	1.781	1.830
Disponibilità per il consumo	1.120	1.255	1.222	1.155	1.218	1.376
OCSE Europa						
Combustibili fossili	1.865	1.921	1.909	1.778	1.831	1.796
Nucleare	929	877	874	830	868	866
Idroelettrico	509	523	546	528	581	558
Altre rinnovabili	93	121	139	157	182	233
Produzione lorda	3.396	3.442	3.468	3.293	3.462	3.453
Importazioni	333	337	318	302	338	383
Esportazioni	315	332	307	287	322	402
Variazione scorte	3.413	3.447	3.479	3.308	3.478	3.434
Disponibilità per il consumo	1.865	1.921	1.909	1.778	1.831	1.796

Fonte: AIE, *Monthly Electricity Statistics*.

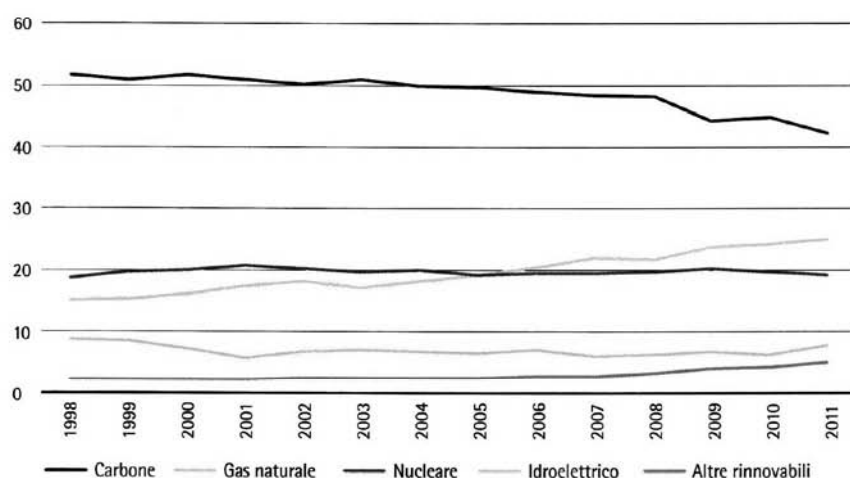


FIG. 1.10

Composizione della
generazione elettrica negli
Stati Uniti
Valori percentuali

Fonte: Energy Information Administration.

freddo, cosa che ha contribuito ad aumentare i consumi (Tav. 1.8).

La tavola 1.8 evidenzia, tuttavia, un notevole calo dei consumi dell'OCSE Europa anche nei due trimestri centrali del 2011, che è da mettere in relazione in parte con la stagnazione economica ma anche con la forte crescita del contributo delle rinnovabili diverse dall'energia idroelettrica, le quali hanno sottratto l'equivalente di circa 50 TWh (attorno a 10 miliardi di m³) alla generazione elettrica da gas naturale a livello europeo (Tav. 1.7). Con riferimento alla situazione economica, dalla tavola 1.9 si rileva come solo un terzo dei paesi dell'Unione europea aveva superato i consumi del 2008, un anno caratterizzato da un inverno nella media. È stato particolarmente vistoso il crollo dei consumi nel Regno Unito che, oltre al clima mite e al peggioramento economico, riflette il calo della produzione britannica del Mare del Nord e il ritorno alla generazione da carbone, più conveniente rispetto a quella da gas importato. Nel 2011, per la prima volta le importazioni di gas naturale del Regno Unito hanno superato la produzione domestica. La tavola 1.6 evidenzia un significativo incremento della produzione dell'area OCSE nel suo complesso, ma anche il crescente ruolo delle importazioni. In realtà la produzione è aumentata solo nel Nord America, essenzialmente solo negli Stati Uniti, dato che la produzione messicana è diminuita del 7% e quella canadese è

rimasta praticamente piatta per mancanza di sbocchi sul mercato statunitense, affetto da un consistente surplus di gas. Nell'area del Pacifico il leggero calo della produzione è da attribuirsi al forte apprezzamento del dollaro australiano (+40%), che ha inibito le esportazioni di GNL dall'Australia per coprire l'impennata della domanda giapponese, a favore di paesi non OCSE, soprattutto Qatar e Nigeria. In Europa, il calo della domanda non ha risparmiato né la produzione, che è diminuita più del normale, né le importazioni. La maggiore disponibilità rispetto al fabbisogno nelle tre aree è andata a ingrossare le quantità di gas immesso negli stoccaggi: 16,1 miliardi di metri cubi nel 2011 rispetto a un prelievo di 13,8 miliardi di metri cubi nell'anno precedente, reso necessario dal forte incremento della domanda.

Commercio internazionale

Il 2011 ha visto un significativo riposizionamento degli esportatori legato soprattutto allo sviluppo del GNL. Le statistiche complete, relative alla ripartizione del commercio internazionale per mezzo di trasporto (tra tubo e nave metaniera), non sono ancora disponibili per il 2011, ma dai dati riguardanti le esportazioni da paesi che operano in prevalenza con GNL si può dedurre un forte incremento

	AUTUNNO/INVERNO ^(A)			PRIMAVERA/ESTATE ^(B)		
	2010	2011	VARIAZIONE	2010	2011	VARIAZIONE
OCSE Nord America	482	482	0,1	359	370	3,0
OCSE Pacifico	94	101	7,7	81	89	10,6
OCSE Europa	365	326	-10,8	204	186	-8,8
TOTALE OCSE	941	909	-3,4	644	645	0,2

(A) Autunno/inverno calcolato come somma dei consumi del primo e ultimo trimestre dell'anno.

(B) Primavera/estate calcolato come somma dei consumi del secondo e terzo trimestre dell'anno.

Fonte: AIE, *Natural Gas Survey*.

TAV. 1.8

Consumi stagionali di gas naturale nell'area OCSE dal 2010 al 2011

G(m³)

	2007	2008	2009	2010	2011	DIFFERENZA 2011-2008
Austria	8,1	8,6	8,4	9,4	9,3	0,7
Belgio	17,5	17,6	17,9	19,9	17,5	-0,1
Bulgaria	3,4	2,8	2,2	2,3	2,9	0,1
Danimarca	4,1	4,1	4,0	4,6	3,7	-0,4
Estonia	1,0	1,0	0,9	0,9	0,5	-0,5
Finlandia	4,4	4,6	4,1	4,5	4,0	-0,6
Francia	45,8	47,8	46,3	51,8	44,1	-3,7
Germania	86,0	84,9	80,8	84,2	77,7	-7,2
Grecia	4,0	4,2	3,5	3,8	4,7	0,5
Irlanda	5,0	5,3	5,1	5,6	4,9	-0,4
Italia	82,9	82,9	76,3	81,1	76,0	-6,9
Lettonia	1,6	1,6	1,5	1,8	1,6	0,0
Lituania	3,4	3,1	2,6	3,0	3,2	0,1
Lussemburgo	1,4	1,3	1,4	1,5	1,2	-0,1
Paesi Bassi	39,8	41,4	41,1	46,1	40,9	-0,5
Polonia	13,9	15,2	14,7	15,5	15,4	0,2
Portogallo	4,2	5,0	4,7	4,9	5,5	0,5
Regno Unito	97,6	100,6	92,7	99,4	82,9	-17,7
Repubblica Ceca	8,7	8,4	8,0	8,8	7,9	-0,5
Romania	15,5	15,0	12,8	13,4	13,9	-1,1
Slovacchia	5,5	5,5	5,0	5,4	5,3	-0,2
Slovenia	1,1	1,0	0,9	0,9	0,8	-0,2
Spagna	37,6	41,4	37,1	37,0	34,4	-7,0
Svezia	1,1	1,0	1,3	1,7	1,4	0,4
Ungheria	12,8	12,6	10,9	11,6	10,8	-1,8
Unione europea a 27	506,4	516,9	484,2	519,1	470,5	-46,4

Fonte: Eurogas.

TAV. 1.9

Consumi di gas naturale nell'EU25 dal 2007 al 2011

G(m³)

TAV. 1.10

Commercio internazionale di
gas naturale dal 2009 al 2011
G(m³)

PAESE ESPORTATORE	ESPORTAZIONI ^(A)			RIPARTIZIONI PER AREA DI IMPORTAZIONE NEL 2011					VIA TUBO		VIA NAVE	
	2009	2010	2011	NORD AMERICA	PACIFICO	EUROPA	TOTALE OCSE	PAESI NON OCSE	2009	2010	2009	2010
Russia e altri paesi CIS	154,1	165,5	176,5	0,0	13,7	140,9	154,6	21,9	147,5	152,1	6,6	13,4
Qatar	65,4	89,9	114,2	7,1	27,1	38,5	72,7	41,5	18,0	18,1	47,4	71,7
Norvegia	93,5	100,5	97,7	0,4	0,8	96,4	97,6	0,1	90,5	95,8	3,0	4,7
Canada	92,6	92,9	88,0	88,0	0,0	0,0	88,0	0,0	92,6	92,9	0,0	0,0
Algeria	53,7	56,1	51,2	0,0	0,1	49,2	49,2	1,9	32,4	36,7	21,3	19,4
Paesi Bassi	50,0	50,3	50,5	0,0	0,0	50,5	50,5	0,0	50,0	50,3	0,0	0,0
Indonesia	36,4	41,2	39,2	0,4	23,1	0,0	23,4	15,7	9,9	9,9	26,5	31,4
Stati Uniti	28,6	31,2	35,9	35,0	0,7	0,1	35,8	0,1	27,8	29,6	0,8	1,6
Malesia	31,5	33,0	34,3	0,0	26,2	0,0	26,2	8,1	1,2	1,5	30,3	31,5
Nigeria	13,1	21,2	27,8	2,7	4,1	15,9	22,7	5,1	0,0	0,1	13,1	21,0
Australia	24,8	26,3	26,7	0,0	20,5	0,0	20,5	6,2	0,0	0,0	24,8	26,3
Trinidad and Tobago	17,5	19,1	21,5	4,8	2,3	3,7	10,8	10,8	0,0	0,0	17,5	19,1
Oman	11,0	11,7	14,0	0,0	10,8	0,2	11,0	3,0	0,0	0,0	11,0	11,7
Regno Unito	7,8	13,3	10,7	0,0	0,0	10,7	10,7	0,0	7,8	13,3	0,0	0,0
Brunei	9,2	9,2	9,8	0,0	9,8	0,0	9,8	0,0	0,0	0,0	9,2	9,2
Emirati Arabi Uniti	7,4	8,4	9,1	0,0	7,8	0,0	7,8	1,3	0,0	0,0	7,4	8,4
Libia	9,9	10,0	2,4	0,0	0,0	2,4	2,4	0,0	9,2	9,6	0,7	0,3
Altri paesi esportatori	111,0	110,2	104,7	3,6	18,0	50,1	71,6	33,1	84,4	84,7	26,7	25,6
IMPORTAZIONI												
TOTALI	817,7	890,0	914,1	141,9	164,9	458,6	765,4	148,7	571,3	594,6	246,3	295,4

(A) I dati non includono l'import/export all'interno delle macroaree, ma comprendono le riesportazioni, per esempio attraverso la Germania ecc.

Fonte: BP, Review of World Energy.

di questa modalità di trasporto, non molto distante dal 20% visto nel 2010 (da 246 a 295 G(m³)), rispetto ad appena il 4% (da 571 a 595 G(m³)) del trasporto via tubo (Tav. 1.10).

Capofila di questo rivolgimento è il Qatar, le cui esportazioni di GNL sono aumentate di 48 G(m³) in solo due anni. Nel 2011 il Qatar ha superato la Norvegia come secondo esportatore mondiale di gas naturale, seppure rimane ancora lontano dalla Russia. Segue a distanza la Nigeria con un incremento di 15 G(m³) nel periodo

2010-2011, ma con una previsione di raddoppio nel corso di questo decennio. L'Australia realizzerà un vasto programma di esportazione di GNL che potrebbe portare a una triplicazione dagli attuali 27 G(m³), entro il 2020. In prospettiva un impulso al trasporto via mare potrebbe venire verosimilmente anche dagli Stati Uniti, i quali vantano prezzi all'*Henry Hub* che risultano competitivi in Asia e fanno concorrenza perfino alle esportazioni australiane in quest'area.

Nonostante la crescente incidenza del trasporto via GNL, il mercato

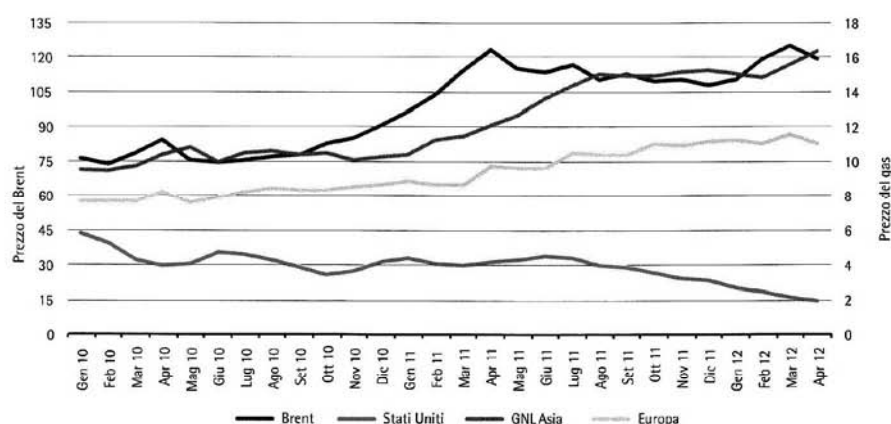


FIG. 1.11

Prezzi internazionali del gas naturale a confronto con il prezzo del Brent
\$/MBtu per i prezzi del gas; \$/barile per il prezzo del Brent

Fonte: World Gas Intelligence e Bloomberg.

del gas rimane ancora essenzialmente regionale. Dalla tavola 1.10 si può valutare che tra l'80 e il 90% dei flussi di trasporto internazionale del gas sono concentrati all'interno delle tre grandi aree mondiali. Tuttavia è verosimile che questo possa cambiare nel corso dei prossimi due decenni con lo sviluppo di nuove rotte di trasporto e il potenziamento di quelle vecchie. Per esempio, sono già nelle fasi finali di negoziazione diversi contratti per l'esportazione di gas naturale nordamericano in Asia e per l'avvio di nuovi impianti di liquefazione negli Stati Uniti. Il GNL copre oramai oltre un terzo del trasporto internazionale a livello globale, rispetto a poco più di un quarto del trasporto coperto nel 2000. Considerando la domanda e l'offerta a livello delle grandi aree mondiali e le principali rotte di trasporto, il GNL parrebbe avviato a superare il 50% del trasporto nell'orizzonte dei prossimi venti anni, favorendo la creazione di un mercato globale.

Prezzi internazionali

A sottolineare la natura regionale del mercato del gas è soprattutto l'andamento dei prezzi nel corso del 2011, assolutamente divergente nelle tre macroaree mondiali di consumo, come illustrato nella figura 1.11. Negli Stati Uniti, principale mercato del Nord America, il prezzo all'*Henry Hub* ha continuato la discesa iniziata già nel 2009, mantenendosi stabilmente al di sotto dei 5 \$/MBtu durante

tutto il 2011, valore poi dimezzato all'inizio del 2012, per precipitare perfino a prezzi inferiori a 2 \$/MBtu per alcuni giorni in aprile. Il prezzo sul mercato asiatico, composto dai prezzi medi del GNL importato in Giappone, Corea del Sud, Cina e Taiwan, ha subito una forte accelerazione, passando da circa 10 \$/MBtu in febbraio, per stabilizzarsi poi su livelli attorno a 15 \$/MBtu dalla seconda metà del 2011. Infine, il prezzo alle frontiere europee, calcolato come media pesata con i consumi degli otto principali paesi consumatori³, ha continuato a salire in modo apparentemente sganciato dal prezzo del greggio, partendo da valori prossimi a 8 \$/MBtu per arrivare a quasi 11 \$/MBtu a cavallo del 2012.

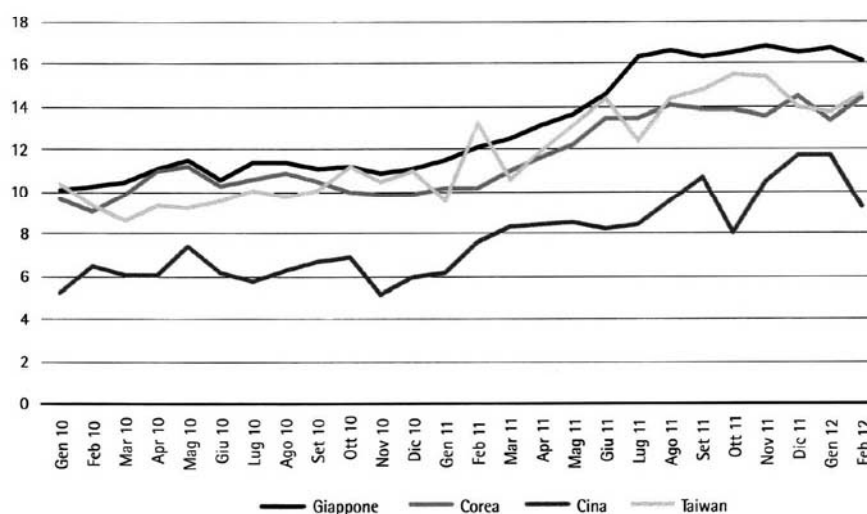
È da segnalare che lo squilibrio tra domanda e offerta e il concomitante incremento del grado di liquidità registrato fra il 2009 e il 2010, e solo parzialmente nel 2011, presso gli *hub* europei hanno provocato l'eccezionale flessione dei prezzi spot del gas. In tale contesto, i numerosi casi di rinegoziazione e arbitrati internazionali sui contratti di lungo termine del gas, attivati dai principali operatori europei, hanno in parte ridefinito le modalità del calcolo dei prezzi anche nella direzione di una parziale indicizzazione ai prezzi degli *hub*.

La produzione di gas degli Stati Uniti è vicina al 90% del consumo e il mercato è liberalizzato con molti concorrenti in tutte le fasi della filiera, per cui il prezzo è legato a quello del greggio solo come riflesso delle potenzialità di sostituzione del gas da parte dei

³ Belgio, Francia, Germania, Italia, Paesi Bassi, Spagna, Regno Unito.

FIG. 1.12

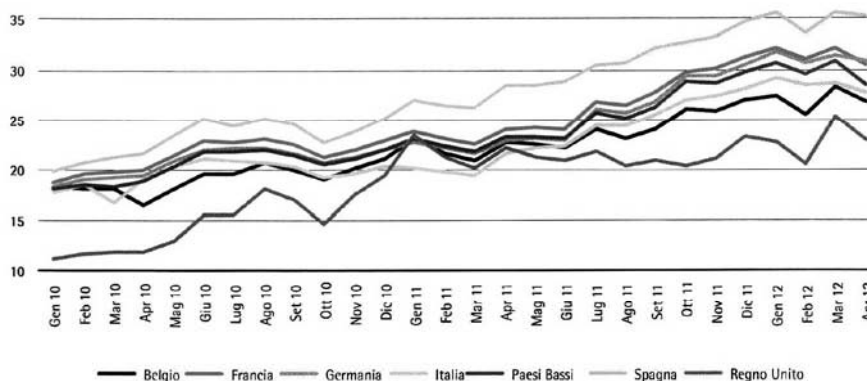
Prezzi del gas naturale
nell'area asiatica
\$/MBtu



Fonte: World Gas Intelligence.

FIG. 1.13

Prezzo del gas naturale
alle frontiere europee
per paese importatore
c€/m³



Fonte: World Gas Intelligence.

derivati del petrolio sui mercati intermedi e finali. Il crollo del prezzo dai valori elevati superiori a 13 \$/MBtu, raggiunti per alcuni mesi nel 2005 (quando il prezzo del greggio era inferiore a 60 \$/barile) e nel 2008, riflette solo il gioco tra domanda e offerta. In particolare, il forte aumento nel 2008, anno di picco del prezzo del greggio, indica la sostituzione dei prodotti petroliferi con il gas naturale da cui hanno tratto profitto i produttori di gas aumentando il prezzo. Il calo del prezzo a partire dal 2009, notoriamente attribuibile

in primo luogo allo sviluppo del gas di scisti ma anche alla stasi economica, ha un futuro reso incerto dalla bassa rendita dei produttori, molti dei quali coltivano i giacimenti di gas solo perché sono associati al petrolio e ai liquidi del gas naturale, meglio valorizzati del gas medesimo. È in questa ottica che i prezzi future del Nymex indicano prezzi dell'ordine di 5 \$/MBtu nell'orizzonte dei prossimi 3-5 anni, un valore al di sotto del quale molti giacimenti non sono più economici. Per contro, diversi operatori prevedono un

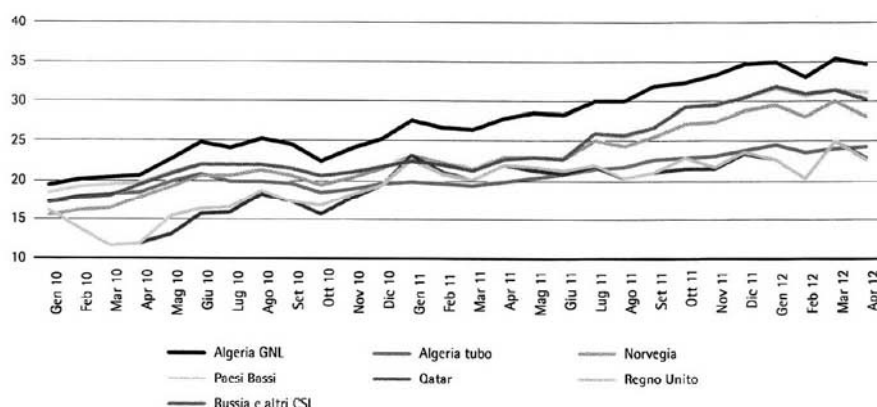


FIG. 1.14

Prezzo del gas naturale
alle frontiere europee
per paese esportatore
c€/m³

Fonte: World Gas Intelligence.

forte sostegno alla produzione proveniente dalle esportazioni verso i mercati a più alto prezzo in Europa e in Asia, come si può dedurre anche dagli impianti di liquefazione in varie fasi di autorizzazione e allestimento.

Il prezzo del GNL nell'area asiatica ha ricevuto un forte impulso dopo il disastro nucleare di Fukushima nel mese di marzo 2011. La progressiva sostituzione di energia nucleare, soprattutto con gas naturale, in Giappone ha impattato l'intero mercato asiatico per via dell'eccezionale mole supplementare di gas naturale che ha dovuto essere importato per la generazione elettrica, stimabile in circa 20 miliardi di metri cubi in un periodo di appena nove mesi. La necessità di reperire queste ulteriori quantità di gas rispetto agli accordi contrattuali di lungo periodo e spesso anche delle capacità di esportazione dei fornitori, ha costretto gli importatori giapponesi ad approvvigionarsi sul mercato spot e mediante contratti a breve, pertanto a prezzi più elevati. Questo ha avuto l'effetto di trascinare in alto il prezzo del gas in tutta l'area asiatica, come illustrato nella figura 1.12.

La scarsa correlazione tra l'aumento del prezzo del gas alle frontiere europee e il prezzo del greggio viene solitamente attribuita al ritardo nell'adeguamento dei prezzi dei vari contratti internazionali, indicizzati ai prodotti petroliferi. Nella seconda metà del 2011 il leggero calo del prezzo del greggio dal massimo relativo raggiunto

in aprile ha contribuito ad attutire l'aumento. Invece, non può, se non in minima parte, avere influito il calo del prezzo negli hub, determinato con meccanismi interamente diversi e con dimensioni limitate in termini di vendite effettive sui mercati all'ingrosso e finali.

Prezzo alla frontiera europea e prezzo agli hub

Il prezzo alla frontiera di un paese è un termine utilizzato per indicare il costo del gas importato all'arrivo nel paese. Tali valori vengono fissati in base a contratti di medio e lungo termine, indicizzati con riferimento a fonti energetiche sostitutive secondo un meccanismo ideato e applicato per la prima volta negli anni Sessanta del secolo scorso nei Paesi Bassi, il primo e per molti anni il maggiore esportatore europeo dell'epoca. I prezzi riportati non sono quelli effettivi nei contratti (peraltro solitamente riservati), ma si tratta di valori stimati in base ai dati raccolti dalle dogane, dove disponibili, oppure in base alle variazioni dei prezzi delle fonti incluse nelle formule di indicizzazione nei vari contratti di approvvigionamento, presunte in base a induzioni sui valori storici. Come si può rilevare dalle figure 1.13 e 1.14, il prezzo alle frontiere è significativamente diverso da paese a paese e da fornitore a fornitore, con scarti anche di 15 c€/m³.

TAV. 1.11

Commercio di gas naturale
negli hub dal 2009 al 2011
G(m³)

HUB	PAESE	VOLUMI COMMERCIALIZZATI			VOLUMI FISICI VENDUTI			CHURN FACTOR		
		2009	2010	2011	2009	2010	2011	2009	2010	2011
NBP	Regno Unito	1.089,3	1.278,1	1.335,4	93,5	105,0	101,4	11,7	12,2	13,2
TTF	Paesi Bassi	82,2	114,8	163,6	27,0	33,8	38,2	3,0	3,4	4,3
NCG	Germania	51,9	79,2	103,2	22,0	28,9	31,9	2,4	2,7	3,2
Gaspool	Germania	14,2	59,0	70,0	–	n.d.	26,7	–	n.d.	2,6
PSV	Italia	24,6	45,3	60,6	11,5	22,5	24,0	2,1	2,0	2,5
Zeebrugge	Belgio	67,0	62,2	80,2	13,0	12,4	20,3	5,2	5,0	4,0
CEGH	Austria	22,8	33,8	38,9	7,6	10,8	11,5	3,0	3,1	3,4
Peg Nord	Francia	19,6	22,8	34,8	7,2	–	11,1	2,7	n.d.	3,1
Peg Sud	Francia	–	–	6,8	–	–	2,3	–	–	3,0
GTF	Danimarca	–	2,8	3,6	–	n.d.	2,3	–	n.d.	1,6
TOTALE		1.371,6	1.698,0	1.897,1	181,8	213,4	269,7	7,5	8,0	7,0

Fonte: World Gas Intelligence.

I prezzi si giustificano, da una parte, con i costi di sviluppo delle infrastrutture necessarie per la produzione e il trasporto del gas, e pertanto vengono in genere associati al meccanismo *take or pay* che obbliga l'acquirente a un esborso, indipendentemente dall'acquisto effettivo del gas contrattato. Dall'altra, sono definiti anche in base alle potenzialità di sostituzione con altre fonti di energia nei mercati intermedi e finali, al fine di assicurare il loro effettivo consumo nelle quantità contrattate. In ogni caso i contratti vengono costruiti in una logica che ascrive al fornitore il rischio di prezzi in calo e all'acquirente il rischio di volumi inferiori al pattuito.

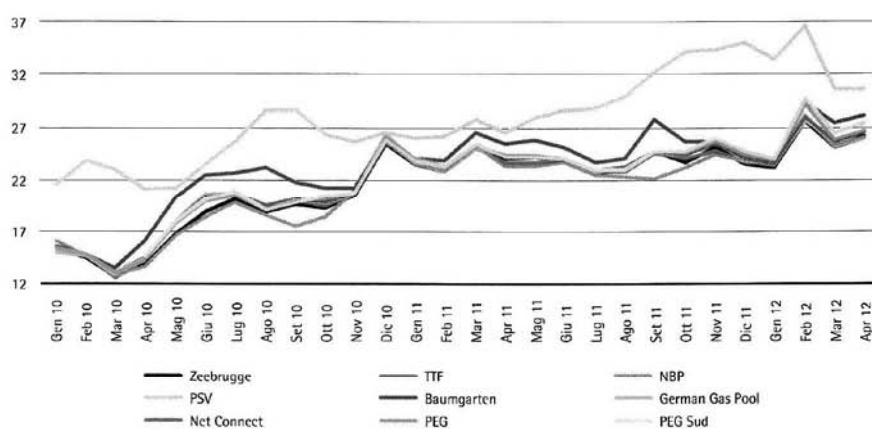
Anche se il settore del gas europeo è cambiato negli ultimi decenni, la maggior parte dei contratti continua a essere stipulata nell'ottica del monopolio storico per la fornitura di specifici soggetti, obbedendo a una logica di copertura dei costi dell'offerta e lasciando poco spazio alla concorrenza, se non nelle fasi di intermediazione, dove comunque sono minimi i margini.

Non è chiaro per quanto tempo ancora e in che misura tali contratti potranno continuare a coesistere con il commercio negli *hub*, soprattutto dato il forte sviluppo del trasporto via nave, assai più flessibile di quello via tubo e capace di rispondere

in tempi rapidi a variazioni della domanda e dell'offerta, come si è visto nel corso del 2011 con gli avvenimenti in Giappone.

Il prezzo negli *hub* è determinato dal rapporto tra la domanda e l'offerta di gas in eccesso o in difetto sul mercato rispetto alle previsioni di domanda contenute nei contratti di approvvigionamento. Sebbene rappresenti solo una frazione del gas effettivamente avviato al consumo, il prezzo negli *hub* fornisce comunque un importante segnale dell'effettivo valore del gas, che poi si riflette nelle rivendite sul mercato. In funzione del prezzo gli operatori possono infatti impiegare il gas sul quale hanno titolo in vari modi: venderlo direttamente sul mercato agli utenti finali; iniettarlo negli stoccaggi e rivenderlo ad altri operatori mediante contratti bilaterali; rivenderlo negli *hub* sia in termini fisici sia mediante contratti futuri.

Il commercio negli *hub* ha conosciuto una significativa crescita negli ultimi anni, come evidenziato nella tavola 1.11, soprattutto in funzione del calo della domanda rispetto alle previsioni nei contratti di fornitura, e non per via di un maggiore sviluppo dei meccanismi di mercato, dato che, in ultima analisi, oltre due terzi del gas consumato nell'Unione europea viene importato in base a contratti di lungo termine con i paesi fornitori. Il livello di

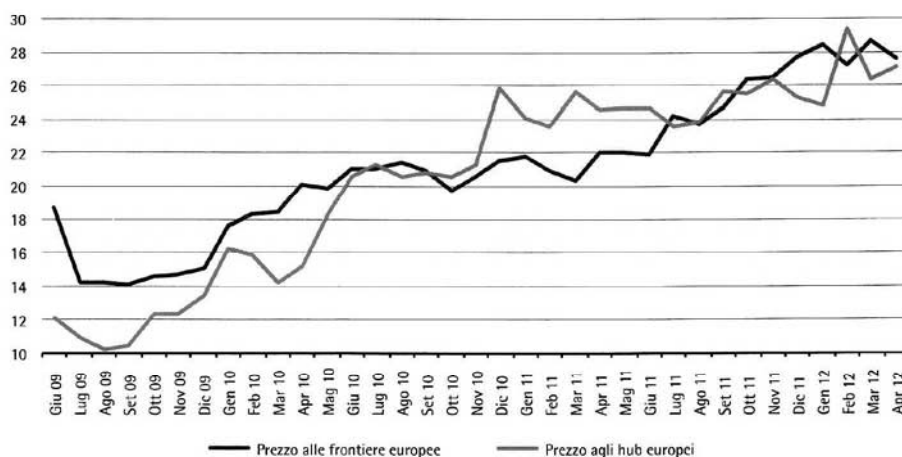


Fonte: Platts.

FIG. 1.15

Prezzi spot del gas naturale negli hub europei dal 2010 al 2012

c€/m³



Fonte: Platts e World Gas Intelligence.

FIG. 1.16

Prezzo del gas naturale negli hub europei e alle frontiere dal 2009 al 2012

c€/m³

scambi ha ormai raggiunto 270 miliardi di metri cubi, dei quali tuttavia quasi il 40% è attribuibile al *National Balancing Point* (NBP) del Regno Unito.

I prezzi negli *hub* del Nord Europa sono piuttosto allineati anche per la vicinanza fisica e la buona connessione tra le reti che fanno perno sugli *hub* belgi, olandesi e tedeschi (Fig. 1.15). Si distaccano alquanto l'NBP inglese che tende a rilevare i prezzi più bassi, mentre per i prezzi più alti spiccano l'*hub* di Baumgarten austriaco

e, soprattutto, il Punto di scambio virtuale (PSV) italiano che negli ultimi tre anni ha registrato prezzi mediamente superiori alla media degli *hub* di quasi 6 c€/m³.

È difficile che i dieci *hub* riportati nella tavola e nella figura possano tutti sopravvivere nel tempo, a causa della mancanza di liquidità, soprattutto nel Nord Europa continentale. Per analogia con quanto avvenuto negli Stati Uniti, è probabile che il prossimo decennio vedrà il consolidamento di un *hub* in

prevalenza sugli altri, posizionato laddove insistono il maggior numero di fornitori alternativi di gas e laddove si trova una buona concentrazione di infrastrutture di reti e stoccaggi.

Il prezzo più elevato negli *hub* rispetto al prezzo medio alle frontiere, rilevato nella prima parte del 2011, riflette la maggiore tensione tra domanda e offerta, in previsione di un aumento dei consumi che poi non si è verificato. Il forte calo della domanda nella seconda metà dell'anno, soprattutto nell'ultimo trimestre (-18% rispetto all'anno precedente) e nel primo trimestre del 2012, si è prontamente riflesso sui prezzi negli *hub* che sono calati al di sotto dei prezzi alla frontiera (Fig. 1.16).

Il contenimento dei prezzi è più evidente se misurato in dollari

USA anziché in euro, in quanto integra la svalutazione dell'euro nella seconda metà del 2011. Tra agosto 2011 e aprile 2012 il prezzo in dollari USA è aumentato del 4% e in euro del 14%, differenza non da poco se la merce è pagata in dollari.

In realtà i dati statistici indicano una significativa correlazione tra i prezzi agli *hub* e i prezzi alla frontiera (Fig. 1.16). Non potrebbe essere altrimenti, considerando che buona parte del gas commercializzato negli *hub* viene acquistata sulla base di contratti di lungo termine e il commercio negli *hub* viene riservato a lotti residui che gli operatori non riescono a piazzare sul mercato nel quadro dei termini contrattuali, per via di un calo della domanda o a causa di quantitativi di gas messi a disposizione con obiettivi speculativi.

Mercato internazionale del carbone

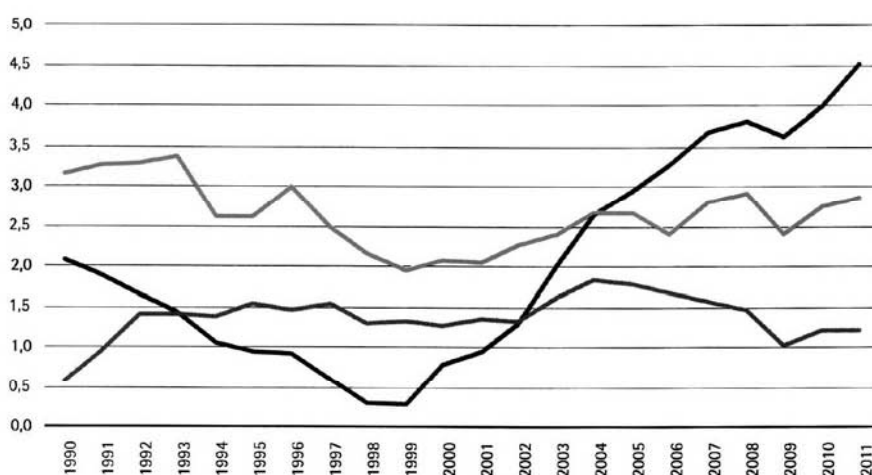
Domanda e offerta

Anche nel 2011 la crescita dei consumi di carbone rispetto all'anno precedente si è attestata su valori più che doppi rispetto alle altre fonti fossili: 5,8% contro l'1,6% che risulta da una crescita del 3,0% per il gas naturale e dello 0,8% per il petrolio. Tale risultato riafferma l'andamento degli ultimi cinque e più anni, durante i quali da fonte fossile in rapido calo alla vigilia degli anni 2000 il carbone si è improvvisamente trasformato in fonte energetica vincente sul piano globale, come si può evincere dalla figura 1.17 che confronta il suo tasso di crescita (media mobile decennale) con quello del gas naturale e del petrolio. La più veloce crescita del carbone nel corso degli ultimi anni ha portato questa fonte ad aumentare la sua incidenza sui consumi energetici primari mondiali da meno del 25% nel 2000 a oltre il 30% oggi.

Notoriamente, tale crescita è dovuta essenzialmente allo sviluppo economico dei paesi asiatici, soprattutto della Cina che nel 2011 ha

consumato oltre la metà del carbone prodotto a livello mondiale. La domanda di energia in questi paesi cresce più velocemente di quanto possa essere soddisfatta con il gas naturale, sia per via della mancanza di infrastrutture di importazione, sia per l'elevato prezzo del gas, soprattutto dopo il suo forte incremento nel 2011, maggiore che nelle altre aree del mondo. Tuttavia, il consistente rialzo dei consumi di carbone, rilevato per il 2011, risente anche di una certa ripresa nei paesi dell'OCSE, rispetto al trend storico decrescente e dopo il forte calo dovuto alla crisi economico-finanziaria del 2009 (Tav. 1.12).

In particolare, nell'area OCSE Pacifico i consumi sono aumentati sia a seguito della chiusura per manutenzione degli impianti nucleari giapponesi dopo il disastro di Fukushima, sia a causa del forte aumento del prezzo del GNL, che ha a sua volta avvantaggiato la generazione da carbone, non solo in Giappone, ma anche in Corea. Nell'area OCSE Europa il carbone si è rafforzato sia in seguito alla chiusura di otto impianti nucleari in Germania per il vantaggio di



Fonte: BP, *Review of World Energy*.

FIG. 1.17

Tasso di crescita del consumo mondiale di fonti fossili tra il 1990 e il 2011: media mobile decennale
Valori percentuali

	2006	2007	2008	2009	2010	2011
PRODUZIONE						
Paesi OCSE	1.426	1.426	1.430	1.346	1.370	1.335
- Nord America	873	866	877	796	814	821
- Pacifico	297	306	310	321	330	294
- Europa	256	254	242	229	226	220
Paesi ex URSS	326	329	348	321	336	353
Altri Paesi	2.701	2.871	2.997	3.165	3.427	3.766
Totale mondo	4.453	4.626	4.774	4.831	5.133	5.454
di cui Unione europea	259	253	240	225	223	214
CONSUMO						
Paesi OCSE	1.685	1.715	1.674	1.499	1.577	1.542
- Nord America	866	878	857	754	795	724
- Pacifico	331	344	355	329	349	364
- Europa	489	492	462	415	433	453
Paesi ex URSS	238	238	253	230	242	255
Altri Paesi	2.597	2.770	2.847	2.993	3.262	3.578
Totale mondo	4.521	4.722	4.774	4.722	5.080	5.374
di cui Unione europea	454	452	421	371	385	403
Variazione scorte mondo	-67	-97	0	109	54	80

Fonte: Elaborazioni AEEG su dati AIE, BP, *Review of World Energy*, Platts e fonti varie.

TAV. 1.12

Produzione e consumo mondiale di carbone dal 2006 al 2011
Mtec