

Mercato internazionale del carbone

Anche nel 2007, per il quinto anno consecutivo, è stato il carbone la fonte fossile a più rapido sviluppo, con oltre il 50% della crescita di energia primaria a livello mondiale, spinta soprattutto dalla Cina, maggiore consumatore mondiale di carbone, e dall'India. Il consumo mondiale di carbone termico è cresciuto a tassi sostanzialmente più elevati delle altre fonti fossili (poco meno del 5,0% contro il 2,5% del gas e l'1,1% del petrolio), portando i consumi in questo anno a 3,1 miliardi di tonnellate, o quasi a 1,9 miliardi di tep.

Tuttavia, l'andamento dell'industria carbonifera è stato influenzato da problemi logistici e climatici, fuori dal controllo dei governi e delle imprese, che hanno portato a oltre un raddoppio delle quotazioni nel corso dell'anno (Fig. 1.8). Il forte aumento dei prezzi del carbone è la conseguenza sia dei deficit causati da una domanda che rimane assai robusta sia di una offerta perturbata dalla contemporanea sovrapposi-

zione di più effetti: le strozzature portuali non più in grado di sostenere la crescita della movimentazione internazionale, la carenza di navi, le inondazioni nelle zone minerarie dell'Australia, le interruzioni di energia elettrica in Sud Africa e, ultimamente, l'ondata di freddo in Cina e in altri paesi dell'estremo Oriente.

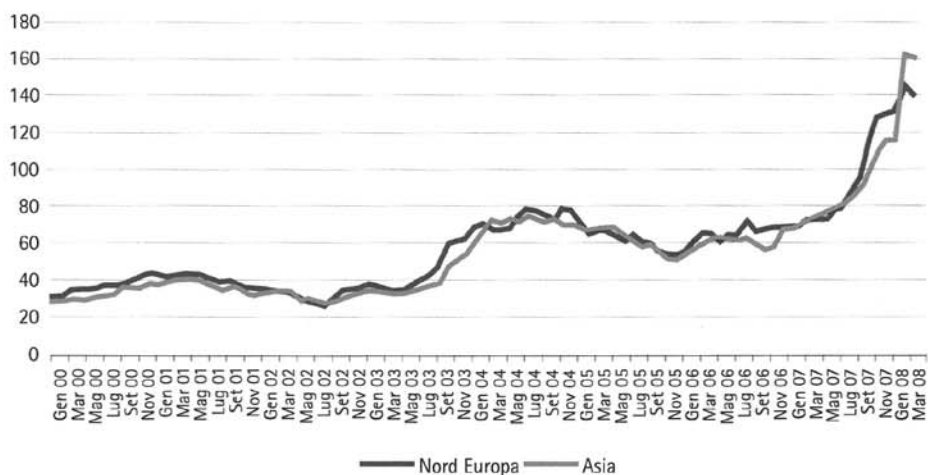
L'aumento dei noli, particolarmente forte nel secondo semestre del 2007, è stato guidato dall'incremento della domanda di trasporto per il commercio verso i paesi asiatici, soprattutto Cina e India, spingendo in alto anche i noli atlantici. Viste le condizioni di domanda e offerta sul mercato internazionale, molti operatori sono stati indotti a prenotare le navi anche per consegne previste nel 2008-2009, a copertura di eventuali rischi, contribuendo a un ulteriore aumento dei noli.

Gli allagamenti nel Queensland, principale zona mineraria dell'Australia, hanno fatto mancare 10 milioni di tonnellate sul mercato internazionale e, più recentemente, l'ondata di freddo

FIG. 1.8

Prezzo internazionale del carbone termico sui mercati del Nord Europa e dell'Asia

Prezzi cif, \$/t



Fonte: Platt's, *International Coal Report*, marzo 2008.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

in Cina ha ridotto le esportazioni in Giappone nei primi mesi del 2008, innescando squilibri nella domanda e nell'offerta che hanno coinvolto più paesi importatori ed esportatori oltre che interi settori industriali. Per far fronte all'ondata di freddo intenso la Cina, oltre a ridurre le esportazioni di carbone da vapore, ha dovuto concentrare l'attività mineraria sul carbone da vapore a scapito del coke metallurgico, con effetti dirompenti anche sul prezzo di quest'ultimo, che è aumentato a oltre 300 \$/t rispetto a valori prossimi a 100 \$/t per i contratti annuali stipulati tra marzo e aprile del 2007.

La produzione sudafricana stenta a mantenere i livelli degli anni precedenti a causa della riduzione degli investimenti nelle miniere indotta da una legge mineraria del 2004. Il governo cerca di frenare l'export di carbone termico per garantire le risorse alle centrali elettriche di Eskom che fanno funzionare il trasporto ferroviario del minerale. Ripetute interruzioni di energia elettrica (a partire da novembre 2007) e guasti al sistema di trasporto ferroviario, seppure di breve durata, hanno ridotto le esportazioni di diversi milioni di tonnellate.

Nonostante i problemi logistici, il carbone termico immesso nel commercio internazionale ha mantenuto una quota prossima al 18% della produzione totale, in crescita dagli anni precedenti.

La tavola 1.6 fornisce uno spaccato dei flussi di trasporto internazionale nel periodo 2000-2007. Particolarmente vivace appare la crescita dell'Indonesia (che ha triplicato le esportazioni dal 2000) come principale esportatore dopo l'Australia, mentre la Cina ha raggiunto l'apice nel 2004 e, ai tassi attuali di crescita dei consumi, potrebbe anche essere destinata a diventare un paese importatore in un non lontano futuro.

Il carbone rimane di gran lunga leader mondiale nella generazione elettrica (39%), davanti al nucleare (20%) e al gas naturale (17%), seppure in modo assai differenziato tra paesi produttori ed esportatori. Tra i paesi importatori quello che ha ultimamente mostrato maggiore vitalità è l'India, le cui importazioni sono più che raddoppiate tra il 2000 e il 2007 (passando da 20 a 47 milioni di tonnellate). Per soddisfare la crescente domanda di energia elettrica, indotta dal rapido sviluppo dell'economia (il PIL è cresciuto a una media annua dell'8,5% negli ultimi 4 anni), il governo indiano ha stabilito di incrementare la generazione elettrica da carbone del 60% nel corso dei prossimi 5 anni. In un tale scenario le importazioni potrebbero raggiungere anche 100 milioni di tonnellate nel 2013. La strategia di rivolgersi alle importazioni anziché alla produzione nazionale è dettata anche dal fatto che la maggior parte delle miniere indiane si trova in aree infiltrate da guerriglia maoista.

IMPORTAZIONI	ESPORTAZIONI DA							ALTRI	TOTALE
	AUSTRALIA	INDONESIA	RUSSIA	SUD AFRICA	CINA	COLOMBIA	STATI UNITI		
Importazioni totali									
2000	115,0	45,5	18,9	52,4	-30,2	21,7	0,4	31,5	255,3
2001	127,0	53,8	25,6	53,3	45,8	25,4	15,5	48,8	395,2
2002	128,9	61,6	25,3	47,6	55,7	22,7	7,4	49,2	398,3
2003	135,7	70,9	33,3	52,5	53,1	29,5	-3,6	52,3	423,8
2004	142,5	80,1	46,9	50,0	95,7	32,2	2,5	63,4	513,4
2005	150,1	90,4	52,7	53,8	67,3	36,4	2,4	63,8	516,9
2006	148,2	124,7	60,3	59,8	58,9	39,5	11,3	70,8	573,4
2007	156,2	132,0	62,2	59,4	50,5	41,6	15,2	65,1	582,3
Anno 2007									
Unione europea	2,8	12,8	49,9	37,7	0,4	26,1	7,7	10,1	147,5
India	0,6	15,8	0,0	4,1	0,5	0,0	0,0	4,6	25,5
Giappone	108,4	26,2	10,8	0,2	14,4	0,0	0,0	12,1	172,0
Corea	15,4	22,1	0,0	0,1	18,2	0,0	0,0	7,4	63,1
Taiwan	17,7	18,9	1,3	0,0	12,7	0,0	0,0	15,0	65,6
Altri	11,3	36,3	0,3	17,4	4,4	15,5	7,5	16,0	108,6

Fonte: Platt's, *International Coal Report*, varie edizioni.

TAV. 1.6

Principali flussi internazionali di carbone termico nel periodo 2000-2007

Millioni di t

Politica energetica e sicurezza degli approvvigionamenti

I paesi membri dell'Unione europea non hanno dovuto affrontare significativi eventi di interruzione delle forniture nel corso del 2007. Tuttavia, il blocco di gas turkmeno diretto all'Iran alla fine del 2007 e la minaccia di tagli al gas russo destinato all'Ucraina all'inizio del 2008 hanno contribuito a porre il tema della sicurezza più che mai in cima all'agenda di politica energetica dei governi europei e delle istituzioni dell'Unione europea. Il primo di questi eventi ha evidenziato come una piccola interruzione in un paese possa ripercuotersi con effetti amplificati nei paesi circostanti. Il gas turkmeno copre meno del 5% del fabbisogno iraniano ma in un periodo di freddo estremo con temperature di -25°C , l'Iran ha dovuto rimediare interrompendo le sue forniture di gas alla Turchia che, soggetta alla stessa ondata di freddo, si è vista a suo turno costretta a ridurre le forniture alla Grecia.

I fattori di criticità che investono la sicurezza delle forniture europee riguardano soprattutto l'energia elettrica, il petrolio e il gas naturale.

La sicurezza nelle forniture di elettricità

Tra il 2000 e il 2006 la potenza netta a livello dei 25 paesi/zone che compongono l'UCTE (*Union for the Co-ordination of Transmission of Electricity*)⁵, è aumentata del 23% contro una crescita della potenza garantita del 22%. Escludendo la potenza rinnovabile dal novero della potenza garantita, questa risulta essere aumentata del 12% nello stesso periodo⁶. La potenza rinnovabile è cresciuta di oltre quattro volte tra il 2000 e il 2006 (dal 3% all'8% della potenza netta totale); essa è costituita per l'80%

da impianti eolici, la cui disponibilità è notoriamente variabile in funzione delle condizioni meteorologiche. L'incremento della potenza garantita, anche escludendo la potenza rinnovabile, risulta comunque superiore alla crescita della domanda complessiva di elettricità, pari a circa il 9% nello stesso periodo.

Un tendenziale miglioramento delle condizioni di sicurezza degli approvvigionamenti elettrici europei è evidente anche dall'esame dei principali indici di affidabilità del sistema elettrico utilizzati dall'UCTE e riassunti nella figura 1.9. Dal 2002 ha iniziato a scendere, anche se di poco (dal 38% al 36%), l'incidenza della potenza massima mensile indisponibile sulla potenza netta totale. Tra il 2000 e il 2006 è notevolmente aumentata la capacità residua in assenza di scambi con altri paesi: da un minimo mensile di circa il 12% al 18% della potenza garantita. Il margine contro carichi di picco è rimasto praticamente invariato a valori minimi mensili prossimi al 4% in rapporto alla potenza garantita. Tuttavia, in rapporto alla potenza garantita è più che raddoppiato (dal 5% a oltre il 10%) il valore minimo mensile del margine residuo, definito come differenza tra capacità residua in assenza di scambi e margine contro carichi di picco.

Se gli indici di sicurezza del sistema elettrico possono apparire relativamente tranquillizzanti in termini di disponibilità di potenza, non altrettanto rassicurante è la situazione sul fronte dell'energia, soprattutto sugli approvvigionamenti di gas da cui l'Unione europea dipenderà in modo crescente e critico nei prossimi due decenni e il cui prezzo è legato in modo implicito o esplicito a quello del petrolio. La tavola 1.7 sintetizza le ultime previsioni dell'AIE al 2030 sull'*input* alla generazione elettrica nelle principali aree del mondo.

⁵ Specificamente: Austria, Bosnia Erzegovina, Belgio, Bulgaria, Svizzera, Repubblica Ceca, Germania, Spagna, Francia, Grecia, Croazia, Ungheria, Italia, Lussemburgo, Montenegro, Repubblica ex Macedonia, Paesi Bassi, Polonia, Portogallo, Romania, Serbia, Slovenia, Repubblica Slovacca, Ucraina zona occidentale.

⁶ Nel 2006 la potenza netta dell'UCTE raggiungeva una media mensile di 619 GW contro una potenza garantita di 422 GW. Tra il 2000 e il 2006 la potenza rinnovabile è cresciuta da circa 10 GW a 45 GW.

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

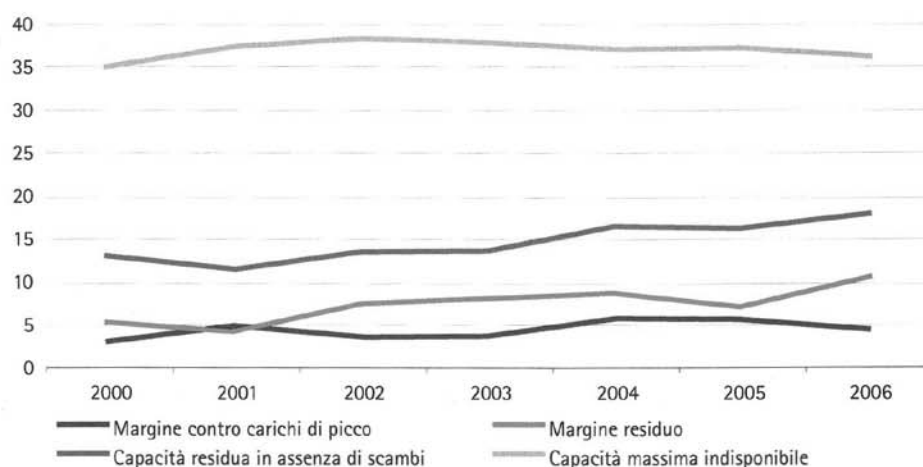


FIG. 1.9

Indici di sicurezza delle forniture elettriche nei paesi UCTE nel periodo 2000-2006
Valori percentuali

Fonte: UCTE, *Statistical Yearbook 2000-2006*.

	CARBONE	PETROLIO	GAS NATURALE	NUCLEARE	FONTI RINNOVABILI	TOTALE
ANNO 2005						
Paesi sviluppati	918	118	383	612	203	2.234
Paesi in transizione	135	26	278	73	31	543
Paesi in via di sviluppo	902	154	250	36	146	1.488
MONDO	1.955	298	911	721	380	4.265
ANNO 2030 – SCENARIO DI RIFERIMENTO						
Paesi sviluppati	1.097	65	599	616	438	2.815
Paesi in transizione	142	18	360	104	56	680
Paesi in via di sviluppo	2.218	155	778	134	445	3.730
MONDO	3.457	238	1.737	854	939	7.225
ANNO 2030 – SCENARIO ALTERNATIVO						
Paesi sviluppati	741	57	511	751	510	2.570
Paesi in transizione	119	16	289	124	64	612
Paesi in via di sviluppo	1.579	129	589	206	616	3.119
MONDO	2.439	202	1.389	1.081	1.190	6.301

TAV. 1.7

Previsioni di fabbisogno mondiale di energia per la generazione elettrica
Milioni di tep

Fonte: AIE, *World Energy Outlook 2007*.

La sicurezza nelle forniture di petrolio

La situazione incerta degli approvvigionamenti mondiali di petrolio a breve termine è già stata illustrata nella prima sezione di questo capitolo. Per il prossimo decennio e oltre, si aggiungono diverse criticità tra cui il calo irreversibile della produzione dei paesi non OPEC, l'incerta e comunque scarsa propensione dell'OPEC a investire in un sufficiente aumento

della capacità produttiva, la forte crescita dei fabbisogni dei paesi in via di sviluppo.

Nel suo scenario di riferimento, riportato nella tavola 1.8, l'AIE prevede per il petrolio un fabbisogno aggiuntivo al 2030 rispetto al 2005 di 1,6 miliardi di t/anno (da 3,8 a 5,4 miliardi di t/anno). Lo scenario del WEO (*World Energy Outlook*) alternativo, basato su un forte impegno nel risparmio e nell'efficienza energetica e sullo sviluppo delle fonti rinnovabili, non

XVI LEGISLATURA – DISEGNI DI LEGGE E RELAZIONI - DOCUMENTI

pare molto realistico considerato che solo l'Unione europea e forse il Giappone hanno intrapreso questa strada con decisione, mentre i paesi a forte crescita energetica continuano sulla scia di uno scenario tradizionale⁷. A fronte di questa accelerazione dei fabbisogni non appaiono ancora segni convincenti di una volontà di adeguamento da parte dei paesi produttori.

I paesi non OPEC difficilmente potranno incrementare la produzione in modo significativo. Secondo l'AIE anche la produzione russa difficilmente potrà aumentare nel futuro. Nel prossimo decennio si potrà tuttavia contare su crescenti contributi di prodotti derivati dagli oli pesanti e dalle scisti bituminose a costi che sono oramai ampiamente compatibili con i prezzi di mercato⁸ anche se, con le attuali tecnologie di estrazione, lo sviluppo di queste fonti fossili comporta notevoli problemi ambientali locali. Né si può fare molto affidamento sui sostituti del petrolio prodotti a partire dalle biomasse. Il leggero aumento di 0,5 milioni di barili/giorno previsto nel 2008 per i paesi non OPEC nel loro complesso (da 50,1 a 50,6 milioni di barili/giorno) è per metà dovuto ai biocarburanti di origine diversa dagli Stati Uniti o dal Brasile. Ma è difficile contare su ulteriori forti contributi da questa fonte dopo l'allarme alimentare lanciato dalla

FAO e dalla Banca mondiale, confermato anche dal Fondo monetario internazionale, per gli aumenti di prezzo dei cereali e conseguenti "guerre del pane" e milioni di poveri senza cibo in una quarantina di paesi, causati almeno in parte dall'uso delle terre coltivabili per la produzione di biomasse per energia in sostituzione di cereali per alimentazione.

I paesi OPEC non hanno alcun incentivo a investire in attività di ricerca e sviluppo di idrocarburi fin tanto che il prezzo rimane elevato. Nella consapevolezza che un aumento della produzione risulterebbe in un calo dei prezzi, mirano al migliore equilibrio tale da massimizzare le entrate al costo minimo. Permangono sempre maggiori dubbi sulla reale volontà dei paesi OPEC di aumentare la produzione in attesa di vedere come i consumi mondiali reagiscono ai prezzi elevati. L'Iraq, la cui ricostruzione dipende in buona parte dalle vendite di petrolio, con opportuni investimenti potrebbe aumentare la produzione dagli attuali 2,3 milioni di barili/giorno a oltre 5 milioni nel prossimo quinquennio. Ma un tale scenario sarebbe possibile solo nell'ipotesi di una rapida pacificazione del paese e richiederebbe un difficile accordo con gli altri membri dell'OPEC sulle quote produttive.

TAV. 1.8

Previsioni di fabbisogno mondiale di energia primaria
Milioni di tep

	CARBONE	PETROLIO	GAS NATURALE	NUCLEARE	FONTI RINNOVABILI	TOTALE
ANNO 2005						
Paesi sviluppati	1.130	2.246	1.211	612	343	5.542
Paesi in transizione	204	220	539	73	44	1.080
Paesi in via di sviluppo	1.557	1.362	605	36	1.076	4.636
MONDO	2.891	3.828	2.355	721	1.463	11.258
ANNO 2030 – SCENARIO DI RIFERIMENTO						
Paesi sviluppati	1.318	2.479	1.654	616	733	6.800
Paesi in transizione	229	283	743	104	74	1.433
Paesi in via di sviluppo	3.446	2.606	1.551	134	1.534	9.271
MONDO	4.993	5.368	3.948	854	2.341	17.504
ANNO 2030 – SCENARIO ALTERNATIVO						
Paesi sviluppati	943	2.242	1.480	751	872	6.288
Paesi in transizione	198	250	640	124	84	1.296
Paesi in via di sviluppo	2.558	2.213	1.326	206	1.689	7.992
MONDO	3.699	4.705	3.446	1.081	2.645	15.576

Fonte: AIE, *World Energy Outlook 2007*.

⁷ Al riguardo, va notato che i consumi futuri previsti dal WEO negli ultimi 15 anni si sono sempre allineati agli scenari di riferimento molto più che agli scenari alternativi.

⁸ I costi di estrazione variano tra 20 \$/barile per gli oli pesanti venezuelani e 50 \$/barile per le scisti bituminose canadesi. Tuttavia, date le residue incertezze sul futuro prezzo del petrolio, le compagnie esitano a effettuare gli elevati investimenti richiesti.

La sicurezza nelle forniture di gas

Un problema ancora più critico per l'Unione europea riguarda il gas naturale, legato alle scelte di politica energetica della maggior parte dei suoi paesi membri finalizzate a un utilizzo crescente di questa fonte per la generazione elettrica. La problematica riguarda tre principali temi: la competizione tra la domanda interna e l'esportazione dei paesi produttori; la disponibilità di gas; il controllo delle reti e delle risorse.

Sicurezza gas – Competizione tra domanda interna ed esportazione

La crescita della domanda interna dei paesi produttori è tra i fattori più critici per il futuro dell'offerta di gas sui mercati internazionali. L'Indonesia già da diversi anni ha dovuto ridurre le esportazioni per far fronte alla crescita della domanda interna. In Nigeria gli investimenti delle multinazionali in due nuovi terminali di GNL attendono le decisioni del governo sullo sviluppo dei consumi domestici. Analogamente, la crescente domanda interna di gas egiziano avrà effetti limitativi sulle esportazioni future. Il problema può essere particolarmente acuto per gli approvvigionamenti dalla Russia la cui economia cresce a tassi annui superiori al 6% che si rifletteranno inevitabilmente anche sul fabbisogno di gas naturale. Il Ministero dell'industria e dell'energia russo ha previsto un potenziale deficit per il mercato interno di 4 miliardi di m³ nel 2008 che crescerà a 28 miliardi entro il 2010 e a 47 miliardi entro il 2015. Sintomatico delle potenziali difficoltà che si intravedono nel corso del prossimo decennio è lo sviluppo del giacimento di Sakhalin (attualmente sotto la guida della multinazionale Exxon Mobil) che sembra avere subito un temporaneo rallentamento in attesa della decisione del governo russo sulla scelta tra esportare la produzione del giacimento in Cina o destinarla ai consumi interni.

La domanda interna di gas può riflettersi anche sulla disponibilità di petrolio per l'esportazione. Già dagli anni Settanta l'Iran ha adottato una politica di sviluppo degli usi interni del

gas naturale con il fine di liberare le risorse di petrolio per l'esportazione⁹. Le esportazioni di petrolio saudita nel prossimo decennio dipendono sostanzialmente anche dalle risorse di gas naturale di cui il Regno dispone. Le ricerche di gas naturale nel vasto bacino del Rub al Khali, che avrebbero dovuto soddisfare il fabbisogno interno di gas per decine di anni, non hanno dato il risultato atteso, nemmeno con il contributo delle compagnie e della tecnologia occidentale, consentito a partire dal 2003. A fronte di una domanda rapidamente crescente per dissalazione, generazione elettrica, sintesi chimica e industria pesante, il paese potrebbe essere molto presto costretto a dirottare una parte crescente del suo petrolio per usi interni. In effetti, l'aumento della capacità produttiva previsto dal governo saudita dagli attuali 11,2 milioni di barili/giorno a 12,5 e 15,5 milioni di barili /giorno, rispettivamente nel 2010 e nel 2020, sarà in buona parte destinato ai consumi interni¹⁰.

Sicurezza gas – Disponibilità di gas

La crescente difficoltà incontrata nello sviluppo di gas russo può stupire, considerando che la Russia possiede di gran lunga le più vaste risorse di gas naturale su scala planetaria. Tuttavia, è dalla fine degli anni Novanta che la produzione russa sembra essere entrata in crisi, richiedendo sempre maggiori integrazioni da parte di gas turkmeno, uzbeko e, ultimamente, anche di gas kazako. Il contributo di queste tre fonti di gas alla produzione dei quattro paesi esportatori dell'ex URSS è aumentato dal 12% nel 1997 al 19% nel 2006 (Fig. 1.10). Dopo il forte aumento nel 2006, dovuto alle rigide condizioni climatiche, la produzione russa è calata più di quanto poteva essere giustificato dall'andamento della domanda. Secondo molti analisti, la riconquista del settore energetico russo da parte dello Stato negli ultimi anni ha frenato gli investimenti provocando una stagnazione nella produzione. I ricavi delle attività di Gazprom non vengono reinvestiti nella misura dovuta in ricerca e sviluppo di idrocarburi, ma in attività diverse dal *core business*. Tuttavia, il nodo centrale del problema riguarda l'entità dei ricavi. I

⁹ Le esportazioni di gas naturale dall'Iran rappresentano una quota trascurabile (storicamente < 5%) della produzione che ha superato 100 miliardi di m³ nel 2005. Per contro, le esportazioni di petrolio iraniano rappresentano il 65% della produzione.

¹⁰ Il consumo interno di petrolio era pari a 2,0 milioni di barili/giorno nel 2006 e potrebbe crescere a oltre 3,5 milioni di barili/giorno nel caso che la produzione di gas naturale non riesca a mantenere il previsto ritmo.

prezzi interni artificialmente bassi riducono i profitti di Gazprom e, di conseguenza, gli investimenti. Il prezzo di vendita sul mercato interno nel 2007 è stato mediamente pari ad appena 51 \$/1.000 m³, mentre Gazprom vendeva il gas a 109 \$/1.000 m³ ai paesi ex sovietici e a 263 \$/1.000 m³ ai paesi dell'Europa occidentale¹¹.

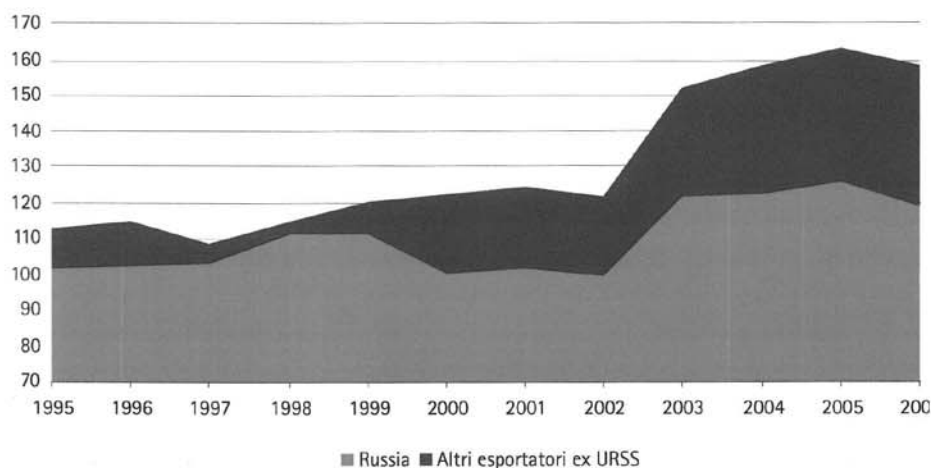
A questi prezzi Gazprom perdeva 20 \$/1.000 m³ venduti sul mercato interno russo, perdita che veniva solo parzialmente compensata dal margine realizzato con le vendite ai paesi ex sovietici ed europei, pari rispettivamente a 12 e a 71 \$/1.000 m³. I margini disponibili sarebbero insufficienti a coprire i costi di sviluppo dei nuovi giacimenti necessari per sostenere la produzione negli anni futuri. Il costo medio di produzione nei giacimenti dell'Urengoi, è attualmente di circa 15 \$/1.000 m³ ma questi giacimenti sono in via di esaurimento, con un declino annuo del 4-5%. Il mantenimento degli attuali tassi di estrazione richiede grossi investimenti per sfruttare gli strati inferiori che ne aumenteranno il costo. Ma non sarà possibile coprire la domanda futura senza il contributo crescente dei nuovi giacimenti di Yamal e Shtokman. Ubicati a Nord del circolo polare artico in condizioni climatiche estreme, questi giacimenti avranno costi per

1.000 m³, rispettivamente dell'ordine di 45 \$ e 70 \$, da 3 a 4 volte il costo attuale. Al fine di permettere i necessari investimenti, il governo russo si è posto l'obiettivo di imporre prezzi di mercato al settore non domestico entro il 2011 e a quello domestico forse entro il 2015. Il programma di liberalizzazione è tuttavia in forte ritardo.

La questione della disponibilità di gas russo è soprattutto preoccupante per gli approvvigionamenti europei. Secondo le previsioni della Commissione europea oltre 200 miliardi di m³ del fabbisogno di gas naturale dell'Unione europea nel 2020 non sono attualmente coperti da contratti di lungo termine. La crescita dei fabbisogni nel prossimo decennio è talmente forte che i due progetti South Stream e Nabucco non possono considerarsi in concorrenza ma devono essere visti come complementari. Il principale problema è che allo stato attuale nessuno dei due può considerarsi sicuro in termini di disponibilità di offerta di gas. Gazprom non sta effettuando gli investimenti necessari per alimentare South Stream, North Stream, Cina ecc. A meno di un radicale salto di qualità negli investimenti nell'*upstream*, è difficile che la Russia possa contribuire a oltre un quarto del deficit europeo, considerando il calo degli attua-

FIG. 1.10

Contributo dei paesi esportatori dell'ex URSS alle esportazioni di gas naturale verso i paesi dell'Europa occidentale G(m³)



Fonte: BP, *Review of World Energy 2007*.

¹¹ I dati economici e finanziari su Gazprom sono stime della banca moscovita Renaissance Capital.

li giacimenti e la crescita della domanda interna. Al fine di coprire il previsto fabbisogno, la Russia dovrebbe mettere in funzione nuova capacità produttiva per circa 300 miliardi di m³/anno entro il 2020, circa il 60% dell'attuale capacità, inclusa quella necessaria per sostituire i giacimenti esauriti.

La disponibilità per il progetto Nabucco è attualmente limitata al gas prodotto dai giacimenti azeri e forse turkmeni, non molto più di 10 miliardi di m³ e tutti ancora da sviluppare. La fornitura dei rimanenti 20 miliardi di m³ necessari per riempire il gasdotto a regime rimane problematica. Le risorse turkмене, kazache e uzbeche attualmente alimentano il deficit di produzione russo e quelle azere sono limitate. Le riserve del Turkmenistan e del Kazakistan permettono un notevole incremento produttivo di questi due paesi, ma sono già in parte destinate ad alimentare il crescente fabbisogno dei maggiori paesi asiatici (Cina, India e Pakistan). Le altre potenziali fonti di gas per Nabucco, l'Iran e l'Iraq, presentano problemi di sicurezza e non si può contare su di esse almeno nel prossimo futuro. Tuttavia, l'Iraq sarebbe disponibile a offrire attorno a 7 miliardi di m³/anno e l'Iran ha già sottoscritto un contratto per la fornitura a clienti europei di 5,5 miliardi di m³/anno per 25 anni a partire dal 2009¹². Inoltre, nell'aprile 2008 ha preso forma concreta l'accordo tra Iran, India, Pakistan per la costruzione di un metanodotto di 2.600 km per la fornitura di 30 miliardi di m³ di gas iraniano.

Sicurezza gas – Il controllo delle reti e delle risorse

Dati gli elevatissimi costi di produzione dei nuovi giacimenti artici, non sorprende che Gazprom stia cercando di entrare in giacimenti in altri paesi a costi più bassi, sia di petrolio sia di gas naturale. Indicativo, a tale riguardo, è l'accordo con Eni Spa per una suddivisione paritaria della quota di 33,3% del giacimento libico Elephant, che dovrà comunque essere avallato anche dal governo libico¹³. Non si tratta di un giacimento di gas ma l'iniziativa permette a Gazprom di entrare nell'*upstream* libico ricco di giacimenti di gas a basso costo. Gazprom è interessato a sviluppare tutta la catena dell'approvvigionamento di gas e gli accordi di *joint venture* con NOC (*National Oil Corporation of Libya*) soste-

nuti dal governo libico includono, oltre alla ricerca e alla produzione di idrocarburi, anche una partecipazione nel potenziamento del metanodotto Greenstream recentemente concordato con Eni.

Nell'ultimo decennio, a partire dal 1999, con il fine di onorare i suoi contratti europei, Gazprom è stata costretta a ricorrere sempre più massicciamente al gas prodotto nei paesi dell'Asia centrale, soprattutto del Turkmenistan e del Kazakistan. Questo è stato facilitato dalla rete di infrastrutture interne all'ex URSS e dai rapporti consolidati in epoca storica tra le Repubbliche sovietiche; nella seconda metà degli anni Ottanta il gas turkmeno, uzbeko e azero contribuiva al 35% della produzione sovietica e a circa la metà delle esportazioni verso Ovest. La rinnovata e crescente dipendenza della Russia da forniture di gas provenienti dall'Asia centrale evidentemente riduce le fonti di approvvigionamento alternativo per l'Europa occidentale (e anche per Cina, India e altri paesi asiatici importatori) ponendo molti interrogativi sulla sicurezza degli approvvigionamenti. La scelta di acquistare gas turkmeno e kazako in alternativa a investire nelle proprie risorse di gas non è probabilmente economica considerando il prezzo pagato per 1.000 m³ secondo i più recenti accordi: circa 100 \$ come media del 2007, 130 \$ nella prima metà del 2008 e 150 \$ nella seconda, se tali prezzi vengono confrontati con l'attuale costo medio di produzione di gas russo pari a circa 15 \$/1.000 m³. Ma l'interesse strategico di Gazprom è quello di assicurarsi il più possibile il controllo delle risorse e delle vie di accesso del gas e, di conseguenza, del prezzo.

Molteplici sono le iniziative del gigante russo per acquistare partecipazioni in infrastrutture nevralgiche per gli approvvigionamenti europei di gas. Con Blue Stream, North Stream e South Stream, tutti progetti sviluppati in *joint venture* con società europee, Gazprom ha praticamente conquistato il controllo di quasi 80 miliardi di m³/anno destinati al mercato europeo; l'unica incognita riguarda la disponibilità di gas per riempire i gasdotti. Ha cercato di entrare nella proprietà del gasdotto per la fornitura di gas azero alla Turchia e alla Grecia, con un successivo prolungamento verso l'Italia (progetto IGI). Come già indicato, Gazprom sta negoziando l'entrata nel controllo degli approvvigionamenti

¹² Progetto TAP (Trans Adriatic Pipeline).

¹³ Tali accordi aprono anche le porte a Eni per *joint venture* nello sviluppo dell'*upstream* russo dando concreto seguito agli accordi tra Eni e Gazprom del novembre 2006.