3. IL CONTESTO NAZIONALE

QUADRO ECONOMICO ED ENERGETICO NAZIONALE

Domanda e offerta di energia nel 2002

L'evoluzione congiunturale del 2002 è stata caratterizzata da una marginale riduzione della domanda complessiva di energia, da 186,8 a 186,7 milioni di tep, dopo un 2001 che aveva registrato una crescita comunque contenuta dello 0,8 per cento (Tav. 3.1). Nel complesso si delinea una sostanziale stabilità, se non un leggero aumento, dell'intensità energetica riferita al prodotto interno lordo (PIL). Infatti, la sua lieve riduzione rispetto al 2001 (da 180,6 a 179,8 tep/M€) nel corso del 2002 deve attribuirsi prevalentemente alle miti condizioni climatiche più che a un miglioramento dell'efficienza intrinseca del sistema energetico.

La sostanziale stabilità dell'intensità energetica negli ultimi anni è in parte attribuibile alla scarsa crescita dell'economia, che implica anche bassi livelli di investimento e di *turnover* degli impianti: essa comunque lascia qualche preoccupazione in merito al raggiungimento degli obiettivi di Kyoto.

TAV. 3.1 **FABBISOGNO DI ENERGIA PRIMARIA IN ITALIA 2000-2002**

Milioni di tep/anno

	2000	2001	2002
Combustibili solidi	12,8	13,7	14,2
Gas naturale	58,4	58,5	58,1
Importazioni di energia elettrica(A)	9,8	10,7	11,1
Petrolio	90,0	88,4	89,2
Combustibili a basso costo (*orimulsion*)	1,5	1,7	1,7
Fonti rinnovabili(A)	12,9	13,8	12,4
TOTALE	**185,3**	**186,8**	**186,7**
PIL (miliardi di € in lire '95)	1016,2	1034,6	1038,4
Intensità energetica (tep/M€)	182,3	180,6	179,8

(A) I kWh sono stati trasformati in tep in base alle calorie necessarie per produrre 1 kWh termoelettrico.

Il bilancio dell'energia nel 2002 è riportato nella tavola 3.2. Relativamente all'evoluzione dei fabbisogni di energia nel suo complesso, l'elemento di maggiore rilievo dell'anno trascorso è costituito da una riduzione dei consumi di gas naturale, pari allo 0,7 per cento. Le cause di questo fenomeno, largamen-

te inatteso e in contrasto con le aspettative degli operatori, sono in parte da attribuire alle condizioni climatiche particolarmente favorevoli e al rallentamento della attività produttiva, ma soprattutto ai ritardi nella conversione delle vecchie centrali a olio combustibile e nell'entrata in esercizio di nuovi impianti a ciclo combinato nel settore termoelettrico.

Un altro elemento che ha inciso sulla domanda di gas naturale è costituito dall'aumento dell'apporto del carbone (3,6 per cento) rispetto ai livelli dell'anno precedente in quanto, a fronte di una riduzione degli impieghi delle *cokerie*, si è manifestato un ulteriore sensibile aumento dei consumi per produzione termoelettrica (9,2 milioni di tep). L'aumento di impiego del carbone nella produzione termoelettrica è stato reso possibile dal processo di "ambientalizzazione" di alcune centrali e dai rafforzati margini di competitività del carbone rispetto all'olio combustibile e al gas naturale, che hanno giocato a favore dell'impiego di questa fonte.

L'incidenza del petrolio, con 90,9 milioni di tep (compreso l'*orimulsion*), è leggermente aumentata rispetto all'anno precedente, interrompendo il trend di lenta erosione in atto da vari anni. Nell'anno trascorso, infatti, sono cresciuti ancora i consumi di gasolio per autotrazione e vi è inoltre stato un recupero degli impieghi di olio combustibile nella produzione termoelettrica, tale da com-

TAV. 3.2 **BILANCIO DELL'ENERGIA NEL 2002**

Milioni di tep

	CARBONE E DERIVATI	GAS NATURALE	PETROLIO	RINNOVABILI	ENERGIA ELETTRICA	TOTALE
Produzione	0,4	12,0	4,8	11,9	0,0	29,1
Importazioni nette	13,5	48,9	86,6	0,5	11,1	160,6
Variazione scorte	-0,3	2,8	0,5	0,0	0,0	3,0
Disponibilità per il consumo interno	14,2	58,1	90,9	12,4	11,1	186,7
Consumi e perdite del settore energetico	-1,0	-0,5	-5,7	-0,1	-43,7	-51,0
Trasformazione in energia elettrica	-9,2	-18,5	-18,3	-10,9	56,9	0,0
Impieghi finali	4,0	39,1	66,9	1,4	24,3	135,7
- industria	*3,8*	*16,6*	*7,0*	*0,2*	*11,9*	*39,5*
- trasporti	*0,0*	*0,4*	*41,4*	*0,0*	*0,7*	*42,5*
- usi civili	*0,1*	*21,0*	*7,2*	*1,0*	*11,2*	*40,5*
- agricoltura	*0,0*	*0,1*	*2,6*	*0,2*	*0,5*	*3,4*
- usi non energetici	*0,1*	*1,0*	*5,7*	*0,0*	*0,0*	*6,8*
- bunkeraggi	*0,0*	*0,0*	*3,0*	*0,0*	*0,0*	*3,0*

Fonte: Relazione sulla situazione economica del paese, Roma, 2003.

pensare la flessione dei consumi di benzina e di prodotti per la petrolchimica.

Il settore dei trasporti ha incrementato gli impieghi di energia di quasi l'1 per cento. L'aumento è avvenuto soprattutto nel comparto delle merci e in quello dei passeggeri privati, dove il diesel ha continuato a sostituire la benzina in costante calo. La sensibile crescita di questi consumi, in presenza di un contesto economico stagnante, conferma il marcato potenziale di sviluppo di tale settore e la difficoltà di incidere con politiche di razionalizzazione nell'ambito dei trasporti pubblici. È viceversa confermata la tendenza alla riduzione della domanda di prodotti petroliferi da parte del settore degli usi civili e dell'industria, dove tende a espandersi comunque il gas naturale.

Il settore delle fonti rinnovabili, sul quale negli ultimi anni si è concentrata l'attenzione della politica energetica per il suo potenziale contributo alla riduzione delle emissioni di CO_2, anche in relazione agli impegni internazionali sottoscritti dall'Italia, ha registrato una battuta d'arresto per la riduzione dell'apporto idroelettrico, che costituisce la porzione di gran lunga più importante del comparto. Il modesto aumento della produzione eolica, fotovoltaica e geotermica non ha potuto, infatti, compensare la flessione dell'energia idroelettrica, che tuttavia mostra segni di recupero nel 2003.

Il 2002 ha anche visto confermate la maggiore crescita dei fabbisogni elettrici rispetto al PIL e la sua indipendenza dal PIL stesso in periodi di stagnazione dell'economia. Infatti, con una crescita dell'1,8 per cento nei consumi di elettricità, l'elasticità rispetto al PIL nel 2002 è stata pari a circa il 4,5 per cento, anziché l'1,3-1,5 per cento tipico degli anni di crescita economica più sostenuta. Va comunque sottolineato che lo sviluppo della domanda è avvenuto essenzialmente nel settore terziario e civile, mentre è stato molto inferiore nell'industria che ha risentito del forte rallentamento della produzione.

Nel 2002 la produzione nazionale di energia si è attestata a 29,1 milioni di tep con una sensibile flessione (-4,5 per cento) rispetto al 2001. Infatti, l'aumento della produzione di petrolio, che è tornata ad avvicinarsi ai 5 milioni di tep grazie ai nuovi apporti della Basilicata, non è stato sufficiente a compensare il minor contributo dell'energia idroelettrica e l'ulteriore riduzione nella produzione di gas. La più importante risorsa energetica nazionale ha infatti continuato il calo degli ultimi anni (da 15,3 miliardi di m^3 nel 2001 a 14,3 nel 2002), che si collega, molto più che al progressivo esaurimento delle risorse, a difficoltà di tipo autorizzativo per l'esplorazione e la coltivazione dei giacimenti.

Il grado di autosufficienza energetica è pertanto sceso al 15,6 per cento; in prospettiva, senza un sensibile aumento delle nuove fonti rinnovabili, capace di compensare il calo della produzione di gas e la sostanziale stabilità della produzione petrolifera e dell'energia idroelettrica, il grado di dipendenza dall'esterno è destinato ad aumentare ulteriormente.

Nel corso del 2002 le importazioni nette di energia sono ammontate a 160,6 milioni di tep, composte per il 54 per cento da petrolio e prodotti petroliferi, per il 30 per cento da gas naturale, per l'8 per cento da carbone e per il 7 per cento da energia elettrica. Per quanto riguarda i paesi di provenienza del petrolio si è nuovamente confermato il ruolo fondamentale del Nord Africa e del Medio Oriente con circa il 70 per cento degli approvvigionamenti; allo stesso tempo è notevolmente cresciuta la quota dell'Europa, compresa la Federazione russa, che ha coperto il restante 30 per cento.

Nel caso del gas naturale rimane immutato il ruolo primario di Algeria e Federazione russa con quote, per ciascun paese, superiori al 30 per cento, seguite da Olanda con il 14 per cento, Norvegia con l'8 per cento e Nigeria con il 7 per cento, secondo uno schema abbastanza diverso rispetto ai paesi di provenienza del petrolio, che ha ampliato così il quadro geopolitico delle provenienze delle fonti di energia. Quest'ultimo si è ulteriormente arricchito nel settore del carbone la cui provenienza è ripartita in quote quasi uguali tra America, Asia e Sud Africa.

Incidenza dell'energia sulla spesa delle famiglie

La totalità o quasi delle famiglie italiane dispone di abitazioni dotate dei servizi fondamentali e delle principali utenze.

Secondo i più recenti dati sui consumi delle famiglie italiane (Tav. 3.3), rilevati annualmente dall'Istat, nel 2001 la spesa per il gas è quella che presenta la maggiore incidenza sulla spesa totale, pari al 2,0 per cento. Nella media nazionale l'incidenza della spesa in energia elettrica appare lievemente inferiore e

TAV. 3.3 **SPESA MEDIA MENSILE FAMILIARE PER UTENZE, SERVIZI DELL'ABITAZIONE E RIPARTIZIONE GEOGRAFICA**

Anno 2001

	VALORI IN EURO				INCIDENZA % SULLA SPESA TOTALE			
SERVIZI	NORD	CENTRO	SUD	ITALIA	NORD	CENTRO	SUD	ITALIA
Energia elettrica	32,50	34,08	36,46	**34,10**	1,3	1,6	2,1	**1,6**
Gas	55,04	45,87	28,06	**44,44**	2,2	2,1	1,6	**2,0**
Riscaldamento centralizzato	20,79	6,65	1,93	**11,88**	0,8	0,3	0,1	**0,5**
Telefono	37,25	39,06	31,60	**35,76**	1,5	1,8	1,8	**1,6**
Acqua e condominio	33,23	24,89	19,80	**27,22**	1,4	1,1	1,1	**1,2**
SPESA TOTALE	2 450,76	2 182,73	1 776,31	2 178,31	100	100	100	100

Fonte: Istat, Indagine sui consumi delle famiglie, 2001.

pari all'1,6 per cento (a titolo di confronto sono riprodotte nella tavola anche le spese per le altre principali utenze). Sotto il profilo territoriale l'incidenza risulta piuttosto diversificata; in particolare, passando dalle regioni settentrionali a quelle meridionali, la spesa in energia elettrica registra un'incidenza crescente mentre quella per il gas – per ovvi motivi climatici – si riduce.

È interessante inoltre osservare che l'incidenza della spesa in energia elettrica e gas risulta relativamente stabile nel tempo. Nella tavola 3.4, che mostra l'evoluzione nel periodo 1997-2001 della quota per energia elettrica e gas sulla spesa totale, si vede come l'incidenza della spesa per l'elettricità rimanga sostanzialmente invariata all'1,6 per cento nell'arco del quinquennio considerato. Anche l'incidenza della spesa per il gas, pur registrando una variabilità lievemente maggiore, rimane intorno al 2 per cento.

TAV. 3.4 **EVOLUZIONE NEL TEMPO DELL'INCIDENZA DELLA SPESA IN ENERGIA ELETTRICA E GAS SULLA SPESA TOTALE**

Valori percentuali

SERVIZI	1997	1998	1999	2000	2001
Energia elettrica	1,6	1,6	1,6	1,5	1,6
Gas	1,9	2,0	2,0	2,1	2,0
SPESA TOTALE	**100**	**100**	**100**	**100**	**100**

Fonte: Istat, Indagine sui consumi delle famiglie, vari anni.

Le prospettive per il 2003

Gli sviluppi successivi al conflitto in Iraq lasciano aperti significativi margini di incertezza circa i livelli di prezzo del petrolio dopo i forti aumenti che hanno caratterizzato il primo trimestre del 2003 e che si sono ripercossi, in primo luogo, sui prezzi dei carburanti e degli altri prodotti petroliferi.

Secondo la maggioranza degli analisti, nell'ipotesi di stabilizzazione entro la prima metà dell'anno e progressiva ripresa della produzione petrolifera, il prezzo internazionale del greggio, è destinato a scendere al di sotto del livello medio del primo trimestre (31,51 $/b per il Brent) con effetti positivi sul rilancio delle attività economiche. Un tale scenario appare compatibile con le previsioni ufficiali di crescita del PIL, per l'anno in corso, dell'1,1 per cento, che saranno comunque influenzate dalle condizioni generali dell'economia europea e mondiale, non particolarmente brillanti secondo le ultime valutazioni del Fondo monetario internazionale e dell'OCSE (Organizzazione per la cooperazione e lo sviluppo economico).

Le aspettative di crescita della domanda settoriale di energia in Italia (industria,

civile e trasporti) appaiono modeste: un aumento rispetto al 2002 è atteso per quella di elettricità, sostenuto in primo luogo dal settore terziario. Invariata dovrebbe rimanere la domanda di combustibili da parte dell'industria e, in particolare, quella dei comparti *energy intensive* dell'auto e della chimica, mentre la domanda per i trasporti dovrebbe espandersi anche se in misura limitata.

Nel complesso si profila una stazionarietà, o un aumento molto modesto, dei consumi totali di energia, pur in presenza di cambiamenti dell'incidenza delle varie fonti primarie dovuti all'aumento dell'apporto del gas, nel comparto della generazione termoelettrica e in quello civile, e di un probabile maggior contributo dell'energia idroelettrica e della altre rinnovabili.

Infatti, sul fronte della produzione interna le prospettive appaiono positive solo per le fonti rinnovabili e in particolare per l'energia idroelettrica, che dovrebbe recuperare la flessione dell'anno precedente. Per gli idrocarburi si profila invece una possibile ulteriore riduzione del contributo complessivo, determinata dalla diminuzione della produzione di gas non compensata da aumenti della produzione di petrolio.

L'approvvigionamento di energia elettrica e gas nel breve e medio termine

La delibera del Comitato interministeriale per la programmazione economica (CIPE), approvata il 19 dicembre 2002, stabilisce le politiche e le misure per il raggiungimento degli obiettivi di Kyoto di riduzione delle emissione di gas serra, in base a uno scenario di riferimento trattato più diffusamente in un successivo punto di questo capitolo. Dato che il ciclo dell'energia, dalla produzione e importazione al consumo finale, contribuisce con oltre l'80 per cento alle emissioni di gas serra, le considerazioni di questa delibera hanno forti implicazioni soprattutto per il settore energetico.

Lo scenario di riferimento della delibera del CIPE è basato su una prospettiva di crescita del PIL del 2,0 per cento medio annuo, e incorpora numerose ipotesi di miglioramento dell'efficienza energetica e di sostituzione tra le fonti, il cui successo, sebbene auspicabile, non si può dare per garantito per una serie di motivi indipendenti dalla politica energetica: una crescita più o meno forte dell'economia di quella ipotizzata nello scenario, vincoli agli investimenti ecc. Sembra pertanto utile vagliare le implicazioni, per la regolazione del settore elettrico e del gas, di scenari caratterizzati da una crescita più o meno veloce del fabbisogno di energia.

Nel decennio trascorso l'Italia ha avuto una crescita economica contenuta rispetto alla media dell'Unione europea. Nel periodo 1990-2000 l'aumento del PIL si è attestato su un valore di poco superiore all'1,5 per cento medio annuo, contro un valore medio per l'Unione europea di 2,0 per cento e per il gruppo

TAV. 3.5 **INTENSITÀ ENERGETICA DEL PIL 1980-2010**

	ENERGIA FINALE (tep/MILIONI DI €)	ENERGIA ELETTRICA (MWh/MILIONI DI €)
1980	148,8	231,4
1985	135,5	231,3
1990	134,3	247,6
1995	132,3	258,1
2000	129,7	269,0
2005		
- bassa crescita	126,4	275,4
- alta crescita	126,2	274,9
2010		
- bassa crescita	122,8	280,9
- alta crescita	121,7	279,5

dei maggiori paesi (Francia, Germania, Regno Unito e Spagna) pari a 1,9 per cento. Le potenzialità di sviluppo, in termini di mancata crescita, sono pertanto significative e tali da considerare come possibile nel futuro anche una crescita più veloce che per la media dei paesi dell'Unione europea.

Per il periodo 2000-2010 sono stati pertanto presi in considerazione due scenari: uno di bassa crescita del PIL (1,6 per cento medio annuo), che ipotizza una continuazione della crescita del precedente decennio, e uno di alta crescita (2,3 per cento medio annuo), che esprime il recupero dello sviluppo mancato negli anni Novanta. Queste situazioni hanno implicazioni evidentemente molto diverse per i fabbisogni energetici. La trasformazione degli scenari economici in domanda finale di energia assume coefficienti energetici costanti nel tempo, in particolare delle intensità energetiche a livello di singoli settori e dei tassi storici di sostituzione tra le fonti finali. Essa inoltre incorpora l'effetto delle misure indicate nello scenario di riferimento del CIPE, dirette a migliorare l'efficienza energetica negli usi finali e a orientare la sostituzione delle fonti. I principali risultati in termini di fabbisogno di energia finale sono riportati nelle tavole 3.5 e 3.6. La tavola 3.5 rileva per l'energia finale un calo dell'intensità del 5-6 per cento nel decennio in corso, sostanzialmente più forte rispetto a quello del precedente decennio, e per l'energia elettrica una notevole riduzione dell'incremento: 4 per cento rispetto al 9 per cento del decennio precedente. Sia per i consumi finali nel loro complesso sia per quelli di elettricità, la riduzione dell'intensità (o dell'aumento dell'intensità) è significativa-

TAV. 3.6 **FABBISOGNI DI ENERGIA NEGLI USI FINALI 1990-2010**

Milioni di tep

ANNO E FONTI DI ENERGIA(A)	USI CIVILI	INDUSTRIA	TRASPORTO E ALTRI USI	TOTALE
1990				
Gas naturale	15,7	13,0	1,9	30,7
Energia elettrica	8,0	9,5	0,9	18,5
Prodotti petroliferi e altre fonti	11,2	13,9	42,2	67,3
Totale	34,9	36,5	45,0	116,4
2000				
Gas naturale	20,7	16,7	1,4	38,8
Energia elettrica	10,6	11,7	1,1	23,4
Prodotti petroliferi e altre fonti	8,5	11,0	49,6	69,1
Totale	39,8	39,4	52,1	131,4
2010 Bassa crescita				
Gas naturale	24,9	18,9	1,2	45,0
Energia elettrica	13,8	13,7	1,3	28,8
Prodotti petroliferi e altre fonti	7,9	10,9	56,8	75,7
Totale	46,5	43,6	59,3	149,4
2010 Alta crescita				
Gas naturale	26,7	20,0	1,3	48,0
Energia elettrica	14,8	14,5	1,3	30,7
Prodotti petroliferi e altre fonti	8,5	11,5	60,6	80,7
Totale	50,0	46,1	63,3	159,4

(A) Sono esclusi i bunkeraggi.

mente più rapida nello scenario di alta crescita del PIL, che esprime un maggiore tasso di investimento e di *turnover* degli impianti.

La tavola 3.6 confronta il fabbisogno di energia finale per settori e fonti nel 2005 e nel 2010 con i consumi finali storici degli anni Novanta. Si notano soprattutto sia la continuazione del declino dei prodotti petroliferi negli usi civili e nell'industria a favore del gas naturale e dell'energia elettrica, sia l'aumento ancora significativo dei consumi di gas naturale principalmente nel settore degli usi civili ma anche nell'industria. Si osserva inoltre l'incremento ancora forte del fabbisogno elettrico: 2,1 e 2,7 per cento, rispettivamente negli

FIG. 3.1 **ANDAMENTO DEL RAPPORTO ENERGIA FINALE/PIL 1980-2010**

tep/milioni di euro

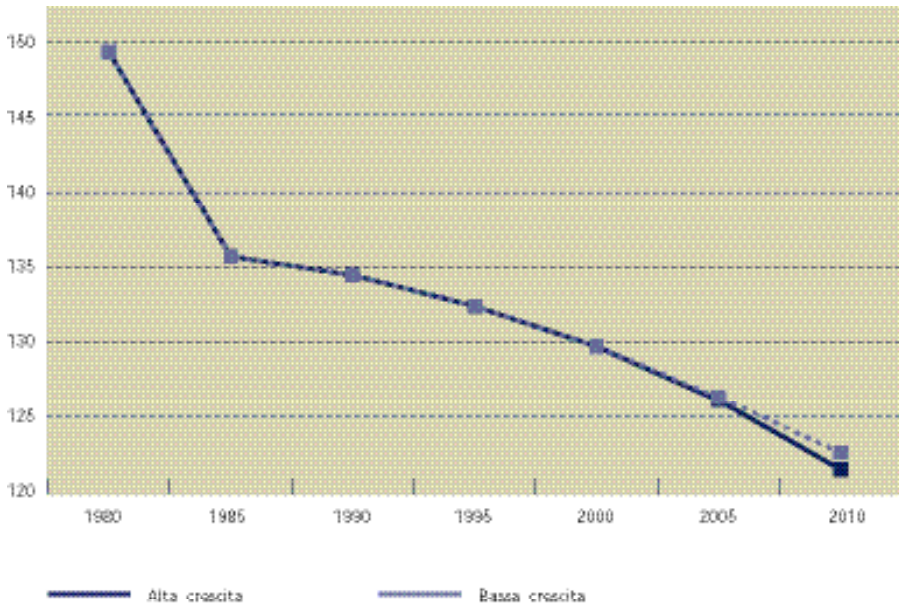
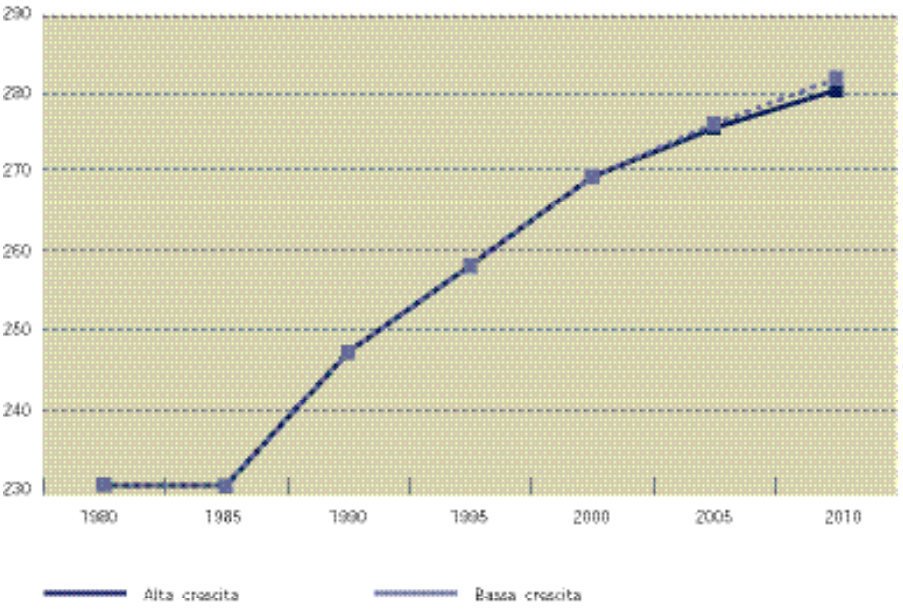


FIG. 3.2 **ANDAMENTO DEL RAPPORTO ENERGIA ELETTRICA/PIL 1980-2010**

MWh/milioni di euro



scenari di bassa e alta crescita. In particolare, nel 2010 il consumo di energia elettrica supera ampiamente quello dei prodotti petroliferi e di altre fonti (carbone, combustibili vegetali, calore di varia origine) in tutti i settori escluso quello dei trasporti, che peraltro continua a esprimere un significativo potenziale di crescita.

Si esamina di seguito l'andamento atteso degli approvvigionamenti di energia elettrica e di gas nei due scenari come quadro di riferimento per la regolazione di questi due settori, soprattutto in considerazione del crescente utilizzo di gas per la generazione elettrica previsto anche nel futuro. L'elevata incidenza della generazione elettrica nei consumi complessivi di gas richiede un più attento esame dei possibili sviluppi in relazione ai lavori di *repowering* e alla costruzione di nuovi impianti. Per il gas si tratta essenzialmente di verificare la dinamica di sviluppo delle infrastrutture di importazione.

Generazione elettrica

Il bilancio dell'energia elettrica nei vari scenari presi in considerazione viene riportato nella tavola 3.7. Esso parte dalla domanda di energia negli usi finali, già indicata nella tavola 3.6. Le perdite di rete e i consumi dei servizi ausiliari sono calcolati in base ai coefficienti tendenziali dell'ultimo decennio.

Per le importazioni nette si è assunto un valore massimo prossimo a 60 TWh in linea con lo scenario di riferimento della delibera del CIPE. Il contributo dei pompaggi è di più incerta valutazione e pertanto sono stati ipotizzati due scenari. Infatti, a partire da 1998 il rapporto tra energia destinata ai pompaggi e richiesta sulla rete ha iniziato a salire da valori storici stabili attorno al 2,5 per cento per arrivare fino al 3,4 per cento nel 2002. Tale comportamento sembra collegato con il riconoscimento di un prezzo maggiore nella fascia tariffaria F1 di picco della domanda, ma non è possibile prevedere l'evoluzione del fenomeno con l'apertura della borsa.

Per le considerazioni sulla struttura della generazione elettrica sono centrali la normativa relativa ai certificati verdi e le regole di dispacciamento previste dalla futura borsa elettrica. In particolare, le generazioni idro e geotermoelettrica e da fonti rinnovabili sono state calibrate in base all'obbligo previsto per i certificati verdi nel decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79, e agli incrementi di tale obbligo indicati nel disegno di legge AC 3297. Le stime di cogenerazione sono allineate alle indicazioni della Direttiva europea in fase di discussione (si assume che l'80 per cento della cogenerazione avvenga a base di gas naturale). Le regole della borsa prevedono che venga dispacciata con priorità la generazione da impianti a base di fonti rinnovabili e da impianti di cogenerazione, mentre per quelli termoelettrici "convenzionali" è previsto un dispacciamento di merito economico. Per essi viene pertanto assunto il dispacciamento nell'or-

TAV. 3.7 **BILANCIO DELLA GENERAZIONE ELETTRICA 2000-2010**

TWh

	2000	2001	2002	2005					2010				
				A	B	C	D1	D2	A	B	C	D1	D2
Produzione lorda	276,8	278,9	283,6	303,4	303,4	302,2	310,6	309,4	344,3	344,3	340,2	369,4	365,0
idro, geo e rinnovabili[A]	51,4	55,0	49,5	56,1	56,1	56,1	56,1	56,1	68,0	68,0	68,0	68,0	68,0
idroelettrica da pompaggi	6,8	7,1	7,5	9,3	9,3	8,5	9,5	8,7	12,6	12,6	9,5	13,4	10,1
termoelettrica	218,5	216,8	226,6	238,0	238,0	237,7	245,0	244,7	263,7	263,7	262,6	287,9	286,9
- carbone	*26,3*	*31,7*	*35,8*	*34,8*	*34,8*	*34,8*	*35,4*	*35,4*	*42,0*	*36,5*	*42,0*	*43,0*	*43,0*
- olio combustibile	*85,9*	*75,0*	*76,1*	*53,4*	*53,4*	*54,9*	*53,7*	*53,5*	*34,4*	*19,6*	*45,0*	*34,1*	*33,4*
- gas naturale	*97,6*	*95,9*	*98,8*	*135,8*	*135,8*	*134,0*	*141,8*	*141,7*	*173,4*	*193,5*	*161,7*	*196,8*	*196,4*
- altro	*8,8*	*14,1*	*15,9*	*14,0*	*14,0*	*14,0*	*14,0*	*14,0*	*14,0*	*14,0*	*14,0*	*14,0*	*14,0*
di cui:													
- cogenerazione[B]	*n.d.*	*45,0*	*47,2*	*53,9*	*53,9*	*52,0*	*53,9*	*53,9*	*65,0*	*65,0*	*52,0*	*65,0*	*65,0*
Consumi dei servizi ausiliari	13,3	13,0	13,3	14,0	14,0	14,0	14,3	14,3	15,4	15,4	15,4	16,5	16,5
Produzione netta	263,3	266,0	270,3	289,4	289,4	288,3	296,3	295,1	328,9	328,9	324,8	352,9	348,5
Importazioni nette	44,3	48,4	50,6	54,6	54,6	54,6	55,9	55,9	61,1	61,1	61,1	62,9	62,9
Energia destinata ai pompaggi	9,1	9,5	10,6	12,4	12,4	11,3	12,7	11,5	16,8	16,8	12,7	17,9	13,5
Richiesta	298,5	304,8	310,4	331,6	331,6	331,6	339,4	339,4	373,2	373,2	373,2	397,9	397,9
Perdite di rete	19,2	19,3	19,9	21,4	21,4	21,4	21,9	21,9	24,1	24,1	24,1	25,7	25,7
Consumi finali	279,3	285,5	290,5	310,1	310,1	310,1	317,5	317,5	349,1	349,1	349,1	372,2	372,2

(A) La voce include la generazione termoelettrica da rifiuti e da biomasse.
(B) La cogenerazione negli anni 2001 e 2002 è stimata in base alle caratteristiche degli impianti.

Fonte: Per i dati storici, Gestore della rete di trasmissione nazionale.

dine inverso del costo variabile di generazione. I risultati sono calibrati per un prezzo del petrolio superiore ai 22 $/b; per prezzi inferiori è possibile prevedere uno spostamento delle quote di generazione a carbone a favore di un maggiore impiego di olio combustibile; tale possibilità, tuttavia, non dovrebbe influire in maniera rilevante sui consumi di gas naturale.

La revisione sulla generazione termoelettrica si divide in due periodi: il primo, fino al 2005-2006, in cui non vi sono praticamente differenze tra gli scenari; il secondo, fino al 2010, in cui appaiono sostanziali divergenze, sia tra gli scenari di bassa e alta crescita economica, sia nell'ambito di ciascuno di essi.

Entro il 2005-2006 è prevista l'entrata in funzione sia di 4,4 GW di impianti a ciclo combinato a completamento dei lavori di *repowering* negli impianti dismessi di Enel S.p.A. (come indicato nella tavola 4.5 del Capitolo 4), sia di 4,0 GW di nuovi impianti a ciclo combinato, ovvero il 50 per cento della potenza autorizzata a oggi dal Ministero delle attività produttive come illustrato nella tavola 4.6 del Capitolo 4. Non è prevista nessuna variazione nella capacità di generazione a carbone o a *orimulsion* rispetto al 2002. Infine, negli impianti policombustibili a vapore a condensazione si prevede un ricorso al 70 per cento a olio combustibile e al 30 per cento a gas naturale; infatti, il minor impiego orario di questi impianti e, in qualche caso, la loro ambientalizzazione permettono utilizzi di olio combustibile con percentuali superiori a quelle attuali, nel rispetto della normativa ambientale e a costi significativamente inferiori.

Per il periodo successivo, fino al 2010, lo scenario di bassa crescita economica considera due varianti con significative differenze in termini di impiego di gas naturale: minimo per lo scenario A e massimo per lo scenario B.

Nel caso dello scenario A sono previsti il completamento dei lavori di *repowering* per 9,0 GW e l'entrata in funzione di 8,0 GW di nuovi impianti a ciclo combinato. La capacità a carbone aumenta di 1,3 GW per l'effetto composto della conversione di una centrale a olio combustibile e del ritiro di piccole unità a carbone. La capacità di generazione a *orimulsion* viene incrementata di 1,8 GW. Si assume che negli impianti policombustibili la generazione a base di olio combustibile aumenti a 80 per cento.

Nello scenario B è prevista una maggiore penetrazione dei cicli combinati: 10,0 GW dal completamento dei lavori di *repowering* negli impianti delle Gen.Co., e 10,0 GW di nuovi impianti. La capacità a carbone rimane invariata ma si considera un leggero incremento del fattore di carico rispetto al 2005. Come nello scenario A, si prevede l'impiego di ulteriori 1,8 GW alimentati a *orimulsion*, mentre per gli impianti policombustibile si assume che vengano alimentati per il 60 per cento da olio combustibile e per il 40 per cento da gas naturale.

Per completezza, è stato anche preso in considerazione uno scenario C, che considera uno sviluppo inferiore della cogenerazione e un rallentamento delle pratiche autorizzative relative ai nuovi impianti a ciclo combinato con un impatto negativo sul fabbisogno di gas naturale. L'effetto risulta tuttavia minimo in quanto, nonostante la diminuita generazione a gas rispetto agli scenari A e B, il maggiore ricorso agli impianti policombustibili, caratterizzati da efficienze notevolmente inferiori ai cicli combinati, determina un consumo di gas solo leggermente inferiore allo scenario A.

Per lo scenario D ad alta crescita economica sono state prese in considerazione unicamente le due varianti relative all'energia destinata ai pompaggi. Il maggiore livello di generazione richiesto in questi scenari viene soddisfatto per

metà mediante l'allestimento di ulteriori 2,0 GW di capacità a ciclo combinato rispetto allo scenario B, e per la parte restante attraverso un generale aumento dell'utilizzo della capacità installata; nel complesso si tratta di un incremento di circa 200 ore all'anno.

Produzione e importazioni di gas naturale

Il fabbisogno di gas naturale per la generazione elettrica che deriva dagli scenari appena considerati viene indicato nella tavola 3.8, assieme a quello nei settori d'uso finale. Al 2005 è previsto un fabbisogno di 77-78 miliardi di m^3. Il ventaglio delle possibilità prese in considerazione individua per il 2010 un fabbisogno minimo e massimo, rispettivamente, di circa 89 e 99 miliardi di m^3. Nel 2002 le importazioni di gas naturale sono state di 58,1 miliardi di m^3 (pari all'83 per cento del fabbisogno nazionale di 69,9 miliardi di m^3), di cui 54,3 miliardi di m^3 via gasdotto e 3,6 miliardi di m^3 di GNL. Nello stesso anno si è registrato un incremento del gas in stoccaggio pari a 1,4 miliardi di m^3 standard, in parte dovuto all'aumento dello spazio disponibile nel sistema (0,7 miliardi di m^3 standard).

Il coefficiente medio di utilizzo dell'infrastruttura di importazione via gasdotto, tenendo conto dell'effettiva capacità di trasporto sia in Italia sia all'estero,

TAV. 3.8 **FABBISOGNO DI GAS NATURALE 2000-2010**

Miliardi di m^3

	2000	2001	2002	2005			2010		
BASSA CRESCITA ECONOMICA				A	B	C	A	B	C
Usi civili	25,1	25,9	25,4	25,9	25,9	25,9	28,9	28,9	28,9
Industria	20,2	20,4	20,5	20,9	20,9	20,9	22,5	22,5	22,5
Trasporti e altri usi	1,7	1,5	1,4	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5	1,5
Generazione elettrica	22,8	23,2	23,0	28,7	28,7	28,7	37,2	41,3	35,9
Totale	**69,8**	**71,0**	**70,4**	**77,0**	**77,0**	**77,0**	**90,0**	**94,2**	**88,7**
ALTA CRESCITA ECONOMICA				D1	D2		D1	D2	
Usi civili				26,5	26,5		30,9	30,9	
Industria				21,2	21,2		23,6	23,6	
Trasporti e altri usi				1,5	1,5		1,6	1,6	
Generazione elettrica				28,7	28,7		42,6	42,5	
Totale				**78,0**	**78,0**		**98,8**	**98,7**	

TAV. 3.9 **FABBISOGNO DI GAS NATURALE E CAPACITÀ DI IMPORTAZIONE NELL'ANNO 2010 IN BASE ALLE INFRASTRUTTURE ATTUALMENTE PROGRAMMATE**

Miliardi di m³ standard

	BASSA CRESCITA ECONOMICA			ALTA CRESCITA ECONOMICA	
	A	B	C	D1	D2
Fabbisogno	90,0	94,2	88,7	98,8	98,7
Perdite di Gas non contabilizzato (GNC)	1,2	1,2	1,2	1,3	1,3
Fabbisogno lordo	**91,2**	**95,4**	**89,9**	**100,1**	**100,0**
Produzione nazionale	8,0	8,0	8,0	8,0	8,0
Capacità di importazione	88,1	88,1	88,1	88,1	88,1
Totale disponibilità	**96,1**	**96,1**	**96,1**	**96,1**	**96,1**

è stato pari all'80 per cento. In particolare, nei punti di entrata del gas importato dal Nord Europa e dalla Federazione russa si sono registrati valori superiori alla media; viceversa, inferiore alla media è il valore registrato nel punto di entrata del gas importato dall'Algeria. L'importazione via GNL ha, invece, sfruttato tutta la capacità disponibile.

Per i prossimi anni sono programmati, in relazione a impegni contrattuali di fornitura già formalizzati, alcuni potenziamenti delle infrastrutture di importazione via gasdotto sia in Italia sia all'estero, in particolare per gli incrementi dell'importazione dall'Algeria e dalla Federazione russa e per le nuove importazioni dalla Libia. Tenendo conto del potenziamento delle infrastrutture di importazione dal Nord Europa (punto di ingresso Passo Gries, entrato a regime negli ultimi mesi del 2002) e considerando un coefficiente di utilizzo complessivo dell'85 per cento, potrà essere disponibile una capacità di importazione via gasdotto di 84,6 miliardi di m³ standard annui a partire dal 2008. A essa va aggiunta la capacità di importazione esistente via GNL di circa 3,5 miliardi di m³ standard.

Nell'ipotesi che continui il declino della produzione nazionale di gas fino a 8 miliardi di m³ standard e considerando soltanto i potenziamenti dell'infrastruttura di importazione sopra descritti, l'offerta di gas sarà pari a 96 miliardi di m³ standard, cioè sufficiente a garantire la copertura dei fabbisogni solo nell'ipotesi di bassa crescita economica. Sono allo studio diversi progetti di nuove infrastrutture di trasporto e di rigassificazione (citati nel Capitolo 5 dedicato al settore del gas naturale) che potranno colmare il divario. In mancanza di impegni contrattuali sicuri, tali progetti non sono stati inclusi nella stima dell'offerta.

Tuttavia, in un regime non più dominato dal monopolio, le infrastrutture di importazione devono essere sufficienti per la copertura dei fabbisogni interni e

permettere anche un opportuno livello di concorrenza. Questo aspetto assume un rilievo ancora maggiore quando si considera che l'Italia si trova ad un crocevia di flussi di gas naturale di diversa provenienza e pertanto nelle condizioni perfette per svolgere un ruolo di *hub* per il mercato europeo nel suo insieme.

L'esame dell'equilibrio tra domanda e offerta di gas naturale in un'ottica di promozione della concorrenza non può evidentemente prescindere dalle problematiche inerenti alla regolazione del settore. L'aspetto critico della promozione degli investimenti in infrastrutture essenziali di importazione in un mercato regolato viene ripreso con i dovuti approfondimenti nel Capitolo 5. In particolare, il paragrafo *Approvvigionamento: produzione nazionale e importazioni* esamina in dettaglio la questione delle nuove infrastrutture di approvvigionamento di gas.

GLI INDIRIZZI DI POLITICA ENERGETICA DEL GOVERNO E DEL PARLAMENTO

Le modifiche legislative

Il Documento di programmazione economica e finanziaria

Il Documento di programmazione economica e finanziaria (Dpef), presentato dal Governo al Parlamento il 9 luglio 2002, ha dedicato un apposito paragrafo al settore dell'energia, riaffermando la volontà governativa di completare il processo di liberalizzazione in coerenza con gli accordi raggiunti nel precedente Consiglio dei ministri dell'Unione europea di Barcellona. La liberalizzazione dovrà essere attuata garantendo sicurezza, flessibilità ed economicità degli approvvigionamenti, con l'obiettivo primario della riduzione dei prezzi dell'elettricità. Come previsto dalla legge 14 novembre 1995, n. 481, il Dpef costituisce il principale strumento di indirizzo e riferimento per l'Autorità per l'energia elettrica e il gas nello svolgimento della propria attività.

Tra le priorità per il sistema elettrico vengono indicate la crescita dell'offerta, favorendo ove possibile il riequilibrio territoriale nella localizzazione delle centrali, e l'espansione della rete nazionale di trasmissione anche adeguando la remunerazione dell'attività. In tale scenario si inserirà la riunificazione della proprietà e della gestione della rete di trasmissione in un unico soggetto quotato in borsa. Si sono inoltre create le condizioni per l'avvio della borsa elettrica, in cui sarà concentrata l'offerta di energia elettrica, così da garantire stabilità e trasparenza alla formazione dei prezzi. Altre indicazioni hanno riguardato la ridefinizione degli *stranded cost*, fatti salvi i diritti maturati (come poi si è successivamente provveduto), e l'affinamento del meccanismo del *price cap*, individuando obiettivi di efficienza ambiziosi ma effettivamente raggiungibili. Per il gas naturale non devono essere penalizzati né i contratti *take or*

pay, sottoscritti prima dell'avvio della liberalizzazione, né quelli che comportano una diversificazione delle aree di approvvigionamento. Si è richiesto inoltre di completare il quadro regolamentare degli stoccaggi e di assicurare una equa remunerazione e condizioni di accesso favorevoli a coloro che realizzavano nuove infrastrutture.

Il Parlamento, con le risoluzioni approvate dal Senato della Repubblica il 24 luglio 2002 e dalla Camera dei deputati il giorno successivo, ha approvato il Dpef, impegnando il Governo a proseguire le politiche di liberalizzazione per assicurare l'allargamento della concorrenza e la riduzione dei costi, a beneficio delle diverse categorie di utenti e, allo stesso tempo, per garantire adeguate prospettive di sviluppo del settore.

Legge 28 ottobre 2002, n. 238 ("blocca tariffe" e decreto del Presidente del Consiglio dei ministri con criteri tariffari integrativi)

Successivamente all'aggiornamento tariffario disposto dall'Autorità per il bimestre settembre-ottobre 2002, il Governo ha emanato il decreto legge 4 settembre 2002, n. 193, *Misure urgenti in materia di servizi pubblici*, che delegava il Presidente del Consiglio dei ministri, con proprio decreto, a integrare i criteri generali tariffari disposti per l'energia elettrica e per il gas naturale dalla legge n. 481/95. Il decreto legge, convertito in legge dall'articolo 1 della legge 28 ottobre 2002, n. 238, disponeva l'invarianza delle tariffe determinate anteriormente all'1 agosto 2002 fino al 30 novembre successivo, data entro la quale doveva essere emanato il decreto del Presidente del Consiglio. Come dichiarato dai relatori di Camera e Senato del disegno della legge di conversione, il provvedimento è stato attuato in seguito ai timori manifestati dall'opinione pubblica riguardo a possibili aumenti delle tariffe dei servizi di pubblica utilità, ma l'adozione di criteri tariffari integrativi non vuole alterare le prerogative di indipendenza e autonomia dell'Autorità. Nel corso del dibattito, il Parlamento ha peraltro manifestato l'esigenza di conoscere il contenuto del previsto decreto prima di provvedere all'approvazione della legge di conversione. In seguito a questa richiesta la Camera ha elaborato e approvato a larghissima maggioranza, nella seduta del 16 ottobre 2002, un ordine del giorno poi trasposto nel decreto del Presidente del Consiglio 31 ottobre 2002. L'ordine del giorno impegnava il Governo a integrare i criteri tariffari, prevedendo che l'Autorità definisse, calcolasse e aggiornasse le tariffe anche successivamente all'apertura dei mercati; ciò per consentire un ordinato e graduale passaggio al mercato liberalizzato, adottando metodologie di riconoscimento dei costi di combustibile e della materia prima in grado di minimizzarne l'impatto inflazionistico.