degli esportatori. Si ritiene che per eliminare la segmentazione dei mercati sia necessaria una capacità di interconnessione superiore ad almeno il 20 per cento della capacità totale richiesta, ma tali livelli sono raggiunti solo in alcune aree limitate dello spazio europeo.

La capacità di trasmissione è in genere relativamente elevata (superiore al 15 per cento della capacità totale richiesta) nei paesi minori, in termini di domanda elettrica, i cui consumi sono concentrati in aree limitate facilmente collegabili con altri paesi europei; si tratta di Austria, Belgio, Danimarca, Finlandia, Olanda e Svezia. All'estremo opposto sono paesi caratterizzati soprattutto da limitate frontiere in comune con altri paesi membri (isole o penisole), che hanno in genere una capacità di interconnessione inferiore al 5 per cento della capacità totale: Grecia, Irlanda, Italia, Portogallo, Spagna e Regno Unito. In una posizione intermedia (capacità di interconnessione attorno al 10 per cento della capacità totale) sono la Francia e la Germania, dotate di confini nazionali comuni molto estesi, ma anche di una domanda elettrica assai elevata.

Attualmente le strozzature alla trasmissione tra le frontiere dividono il sistema elettrico europeo in sette principali aree. In particolare, si riconoscono un'area baricentrica costituita da Austria, Belgio, Francia, Germania, Lussemburgo, Olanda (che include anche la Svizzera) e sei periferiche: la penisola iberica, la Scandinavia, le due isole britanniche, l'Italia e la Grecia. In queste aree vi è in genere un accettabile livello di interconnessione interna. Le restrizioni più critiche riguardano i collegamenti al confine tra Francia e Spagna; tra Austria, Francia, Svizzera e Italia; tra Belgio e Olanda; tra Danimarca e Germania; tra Irlanda/Irlanda del Nord e Regno Unito/Scozia.

L'esistenza di strozzature tra le aree ha forti implicazioni anche per la sicurezza degli approvvigionamenti. La capacità di riserva elettrica rispetto alla capacità installata totale è limitata (meno del 5-6 per cento) in tutte e sette le aree e può considerarsi critica (meno del 3-4 per cento) in cinque di queste. Solo l'Italia e il Regno Unito hanno attualmente una capacità di riserva marginalmente accettabile, prossima al 6 per cento. Il grado di sicurezza aumenta in modo significativo, se si aggiunge la capacità di importazione attraverso gli interconnettori, ma non per tutte le aree. Inoltre, la situazione viene aggravata dalla forte crescita elettrica attesa nel breve termine in alcune delle aree. Particolarmente critico appare, sotto questo aspetto, il margine di riserva (incluse le potenziali importazioni) di Grecia/Balcani, dell'Irlanda e della penisola iberica.

Particolare attenzione va rivolta anche alle interconnessioni delle aree periferiche e con i paesi di nuova adesione. Il potenziamento dei collegamenti con aree isolate e con isole distanti, se storicamente ritenuto in genere troppo costoso per i benefici ottenuti, può essere giustificato, in una prospettiva futura, dal contributo che queste aree sono in grado di dare alla generazione da fonti rinnovabili. Per quanto riguarda i paesi di prossima adesione, cinque di essi (Polonia, Repubblica Ceca, Slovacchia, Slovenia e Ungheria) sono già sincronizzati con le reti dei paesi membri dell'Unione europea. Questi e altri paesi confinanti hanno eccedenze di capacità e già oggi contribuiscono in modo significativo alla copertura dei fabbisogni elettrici, con esportazioni nette verso l'Unione equivalenti a quasi il 2 per cento dei consumi nel 2000. Con la futura inclusione diventa strategico rafforzare le interconnessioni con tali paesi, nell'ottica del mercato unico europeo e della sicurezza degli approvvigionamenti.

Gas naturale

Negli ultimi tre decenni le reti di trasporto del gas hanno praticamente triplicato la loro estensione, raggiungendo un notevole livello di magliatura nella maggior parte dei paesi membri. Inoltre, diversamente dal settore elettrico, i collegamenti internazionali nel settore del gas sono abbastanza ben sviluppati, dato l'elevato livello di importazioni di gran parte dei paesi europei. Infatti, sei paesi dipendono interamente dall'estero per i loro approvvigionamenti di gas naturale, mentre a livello europeo mediamente oltre il 40 per cento del fabbisogno proviene da paesi esterni all'Unione o da altri paesi membri. Gli interconnettori sono progettati quasi esclusivamente per l'esportazione dai paesi produttori o per il transito di gas; nel complesso, oltre il 60 per cento del gas consumato attraversa due o più frontiere.

Rispetto al settore elettrico, la capacità di trasporto non costituisce in genere un vincolo al commercio internazionale, quanto a problemi legati alle modalità di utilizzo della capacità disponibile. Infatti, la maggior parte dei metanodotti internazionali sono impegnati per il trasporto di gas in base a contratti di lungo periodo con clausole di *take or pay*. Tali contratti fanno quasi sempre capo a società collegate con le imprese di trasporto che, dato il loro interesse a proteggere quote di mercato, non sono incentivate a risolvere eventuali problemi di congestione, e possono anche essere portate a travisare l'effettiva disponibilità di capacità. Questo problema può essere risolto in modo più efficiente introducendo norme di trasparenza nell'utilizzo della capacità delle reti esistenti, anziché costruendo nuove reti. La consuetudine, nella maggior parte dei contratti con paesi esterni all'Unione europea, di inserire clausole di destinazione nazionale e settoriale, irrigidisce ancor più l'utilizzo delle grandi reti

di trasporto a favore del mantenimento delle posizioni di mercato delle imprese dominanti.

D'altra parte, il previsto forte aumento dei fabbisogni di gas, a fronte di un continuo calo della produzione interna dell'Unione europea, non può essere soddisfatto che mediante nuove importazioni e la creazione di ingenti infrastrutture per l'approvvigionamento. Il potenziamento delle infrastrutture di importazione deve dare peso al contributo della concorrenza, che può venire da un allargamento a nuovi paesi esportatori (Azerbaigian, Egitto, Iran, Libia, Qatar, Turkmenistan, Trinidad ecc.). A questo riguardo, si rileva l'importanza che dovrà giocare nel futuro il trasporto marittimo mediante gas naturale liquefatto, la cui maggiore flessibilità rispetto al trasporto metaniero favorisce la diversità e la liquidità del mercato del gas. In un futuro non troppo lontano il trasporto marittimo avrà inoltre la capacità di collegare i principali mercati regionali (asiatico, statunitense, europeo). Infine, il crescente ricorso al gas naturale richiederà un maggiore sviluppo degli stoccaggi, almeno in quelle parti dell'Europa che attualmente ne sono sprovviste. Gli stoccaggi, oltre ad aumentare la sicurezza degli approvvigionamenti, possono contribuire a flessibilizzare il mercato del gas e ad aumentare le opportunità della concorrenza.

Sebbene le reti europee del gas siano abbastanza ben integrate, rimangono escluse alcune regione periferiche, attualmente isolate o sprovviste di gas naturale. Finlandia e Grecia sono ancora completamente isolate e pertanto non possono fruire dei pieni benefici della concorrenza nel mercato unico che proviene dalla diversità e molteplicità dei fornitori. Inoltre, esistono diverse aree che non hanno ancora accesso al gas naturale; tra queste la Sardegna e la Corsica, ma anche zone interne, soprattutto in alcuni paesi che hanno solo recentemente iniziato lo sviluppo del gas naturale.

La realizzazione dei progetti TEN

L'importanza delle reti transeuropee era pienamente riconosciuta già nel Trattato di Roma, ai fini del duplice obiettivo del funzionamento armonioso del mercato interno e del rafforzamento della coesione economica e sociale. L'art. 154 (ex 129B) stabilisce che l'Unione contribuirà allo sviluppo delle reti transeuropee di trasporto, telecomunicazione ed energia promuovendo l'interconnessione e l'interoperabilità delle reti nazionali, il collegamento delle aree periferiche, nonché l'accesso alle reti. L'art. 155 (ex 129C) stabilisce le modalità di intervento e di sostegno finanziario dell'Unione allo sviluppo dei progetti. L'art. 156 (ex 129D) specifica la possibilità di cooperazione con paesi terzi su progetti di comune interesse.

La promozione delle reti transeuropee ha ricevuto rinnovato impulso con il Trattato di Maastricht del 1992 e con i Consigli di Edinburgo del 1992 e di Copenhagen del 1993, che hanno definito le operazioni di finanziamento. Nel settore dell'energia, un primo elenco di 10 progetti prioritari è stato stilato in occasione del Consiglio di Essen nel 1994, che includeva 5 progetti nel settore dell'energia elettrica e 5 nel settore del gas. I progetti del gas (i metanodotti Russia/Bielorussia/Polonia/Germania, Algeria/Marocco/Spagna, le reti di trasporto interno in Grecia, Portogallo e Spagna) sono stati completati in anni recenti. Solo due dei progetti di trasmissione elettrica (le interconnessioni Portogallo/Spagna e Italia/Grecia) sono stati ultimati, mentre problemi amministrativi hanno rallentato l'esecuzione degli altri tre (i collegamenti Francia/Italia, Francia/Spagna e Danimarca Est/Ovest).

La maggiore espansione dei progetti TEN si è avuta a partire dal 1996 in concomitanza con l'attuazione delle Direttive di liberalizzazione dell'energia. Ai primi 10 progetti prioritari se ne sono aggiunti 90 cosiddetti di "comune interesse", dei quali 43 nel 1996, 31 nel 1997 e 16 nel 1999. Questi progetti presentano nel complesso un buon grado di avanzamento, come indicato nella tavola 1.18.

Il ruolo dell'Unione nello sviluppo di questi progetti è soprattutto quello di creare un "contesto favorevole" in termini di promozione della cooperazione tecnica tra i vari operatori coinvolti; ma anche di facilitare le procedure amministrative attraverso la cooperazione tra gli Stati membri, e finanziare le attività. Tuttavia, i finanziamenti disponibili dalla linea dei fondi TEN sono rivolti soprattutto agli studi di fattibilità e corrispondono a una minima parte, nel complesso meno dello 0,5 per cento, del costo totale delle opere nel settore dell'energia. I principali strumenti finanziari di origine comunitaria sono il Fondo europeo di sviluppo regionale e il Fondo di coesione; inoltre la Banca europea degli investimenti concede mutui a tassi agevolati e il Fondo europeo per gli investimenti garantisce i mutui. Data l'insufficienza di fondi pubblici, l'Unione europea stimola gli investimenti anche promuovendo forme di partenariato tra settore pubblico e privato, con lo scopo di consentire una migliore ripartizione dei rischi e una riduzione dei costi soprattutto nella fase di avvio dei progetti.

TAV. 1.18 **STATO DI AVANZAMENTO DEI PROGETTI TEN DI COMUNE INTERESSE A FINE 2001**

Sostegno finanziario riferito all'impegno nel periodo 1995-2001

	NUMERO DI PROGETTI					SOSTEGNO FINANZIARIO CON FONDI TEN (milioni di euro)
	STUDI DI FATTIBILITÀ	PROCEDURA DI AUTORIZZAZIONE	IN COSTRUZIONE	OPERATIVA	TOTALE	
ELETTRICITÀ	**16**	**17**	**5**	**6**	**44**	**54,0**
INTERCONNESSIONE DI RETI ISOLATE	3	0	2	1	6	4,4
INTERCONNESSIONI TRA STATI MEMBRI	5	6	0	3	14	10,1
POTENZIAMENTO DI RETI INTERNE COLLEGATE	4	7	1	1	13	6,6
INTERCONNESSIONI CON PAESI TERZI	4	4	2	1	11	32,9
GAS	**16**	**5**	**7**	**18**	**46**	**68,8**
INTRODUZIONE DEL GAS IN NUOVE REGIONI	0	0	1	3	4	5,7
INTERCONNESSIONE DI RETI ISOLATE	5	2	1	7	15	4,5
INCREMENTO DELLE CAPACITÀ DI RICEZIONE E DI STOCCAGGIO	7	3	2	1	13	46,5
POTENZIAMENTO DELLE CAPACITÀ DI TRASPORTO IN GASDOTTO	4	0	3	7	14	12,1
TOTALE	**32**	**22**	**12**	**24**	**90**	**122,8**

Fonte: Comunicazione della Commissione al Parlamento europeo e al Consiglio, Infrastruttura europea dell'energia, COM (2001) 775.

Un ruolo di crescente importanza viene svolto da progetti TEN che coinvolgono paesi terzi. L'efficace collegamento delle reti transeuropee alle reti di questi, situati a Oriente (Russia e i paesi della CEI) e a Sud (nel bacino del Mediterraneo) sono fondamentali, in prospettiva, in considerazione sia degli scambi economici con tali aree, sia della sicurezza degli approvvigionamenti. Inoltre, l'integrazione dei paesi di futura accessione all'Unione richiede la realizzazione di numerosi potenziamenti delle infrastrutture di interconnessione, critiche per l'ampliamento del mercato unico ai nuovi confini. Per i progetti con paesi terzi sono disponibili, oltre ai fondi TEN e ai prestiti della Banca europea degli investimenti e del Fondo europeo per gli investimenti, anche i fondi dei programmi Phare, TACIS e MEDA per la fase di studio e di fattibilità, nonché i finanziamenti della Banca europea per la ricostruzione e lo sviluppo e della Banca mondiale. I progetti TEN di comune interesse, che coinvolgono paesi terzi, sono in tutto 31. Di questi, 17 si riferiscono ai paesi dell'Europa orientale e dei Balcani, 9 ai paesi EFTA (Norvegia e Svizzera), 5 ai paesi del bacino mediterraneo, del Mar Nero e del Mar Caspio; in tutto 20 di questi progetti riguardano il gas naturale.

In una sua recente comunicazione al Parlamento europeo e al Consiglio[5], la Commissione europea ha identificato gli ostacoli allo sviluppo adeguato delle infrastrutture energetiche nei settori elettrico e del gas, e ha avanzato una serie di proposte per riorientare in modo più efficace il programma TEN. In particolare, cinque sono le fondamentali aree di intervento: il miglioramento dell'utilizzo delle infrastrutture esistenti; la promozione di un quadro regolamentare stabile e favorevole allo sviluppo di nuove infrastrutture; la rifocalizzazione del sostegno finanziario comunitario su progetti prioritari; un maggiore impegno politico a livello sia nazionale sia comunitario; l'incremento degli approvvigionamenti di gas naturale.

5 COM (2001) 775 del 20 dicembre 2001.

TAV. 1.19 CAPACITÀ DI RISERVA E DI IMPORTAZIONE RISPETTO ALLA CAPACITÀ TOTALE INSTALLATA NEGLI STATI MEMBRI DELL'UNIONE EUROPEA NEL 2000

	CAPACITÀ DI RISERVA[A] %	CAPACITÀ DI IMPORTAZIONE[B] %	IMPORTAZIONI/ CONSUMI %
AREA CENTRALE (inclusa Svizzera)	**3,7**	**3,3**	**8,3**
AUSTRIA	38	22	22,2
BELGIO	1	21	13,3
FRANCIA	17	9	0,7
GERMANIA	7	10	7,8
LUSSEMBURGO	33	–	92,8
OLANDA	27	17	21,2
GRECIA E BALCANI	**2,0**	**1,2**	**ND**
GRECIA	–	7	3,1
IRLANDA	**0,0**	**4,1**	**0,6**
ITALIA	**5,6**	**7,2**	**14,0**
NORDEL (inclusa Norvegia)	**1,2**	**3,8**	**15,6**
DANIMARCA	32	38	26,6
FINLANDIA	4	20	14,9
SVEZIA	10	22	12,3
PENISOLA IBERICA	**4,1**	**1,9**	**6,8**
PORTOGALLO	19	6	10,4
SPAGNA	20	3	5,7
REGNO UNITO	**5,9**	**2,7**	**3,7**

(A) Capacità richiesta alla punta rispetto alla capacità installata e garantita.
(B) Rispetto alla capacità installata totale.

Fonte: DG TREN e statistiche UCTE, NORDEL e DTI.

Strategie di ristrutturazione e internazionalizzazione delle imprese energetiche

Il riassetto dell'industria energetica europea è tra i più visibili effetti della liberalizzazione dei mercati dell'energia elettrica e del gas. L'abolizione dei monopoli energetici nazionali e locali, l'apertura dei mercati e l'accesso non discriminatorio alle infrastrutture di rete, attuati attraverso le Direttive 96/92/CE e 98/30/CE, hanno iniziato a eliminare le barriere alla libera iniziativa delle imprese, modificando equilibri decennali. Le imprese che operavano su mercati protetti e con ritorni sugli investimenti garantiti si trovano oggi sottoposte al confronto con la concorrenza proveniente da nuovi entranti mentre, al contempo, divengono potenziali nuovi entranti sui mercati dai quali erano in precedenza escluse. Il vecchio assetto dell'industria basato sull'esclusiva geografica e settoriale è divenuto instabile rispetto al nuovo regime concorrenziale del mercato unico europeo. Le imprese possono ora incidere sugli assetti industriali anche attraverso interventi di ristrutturazione societaria e proprietaria, applicati a livello sia orizzontale sia verticale. Poste di fronte alle nuove condizioni del mercato, le imprese hanno individuato risposte diversificate nelle quali si possono identificare quattro principali linee strategiche: potenziamento del *core business*, integrazione verticale in altre fasi della filiera, diversificazione orizzontale in settori affini e creazione di nuove attività di *business*.

Le imprese dominanti e altre già presenti sul mercato hanno affrontato la nuova realtà sia attraverso processi di ristrutturazione aziendale interna sia mediante operazioni di fusione e acquisizione di imprese già operanti nel settore. La scelta tra le varie opzioni è stata determinata anche in base alle disponibilità di cassa consentite dalla rendita di monopolio e/o dai guadagni del processo di privatizzazione e quotazione in borsa. Al fine di cogliere le nuove opportunità offerte dal mercato, sono inoltre apparse sulla scena realtà imprenditoriali legate a imprese operanti in altri ambiti di servizio pubblico, distinti dall'energia elettrica e dal gas, in settori manifatturieri non direttamente legati all'energia e nei servizi. Con l'espansione su mercati esterni, mediante fusione con altre imprese o acquisizione di quote di proprietà, alcune imprese hanno cercato una compensazione per le perdita di quote di mercato. Le maggiori imprese si sono generalmente mosse rapidamente, rivelando una visione dinamica del processo di allargamento dell'Unione europea, con interventi rivolti sia verso il proprio paese di origine sia verso altri Stati membri.

Il processo di ristrutturazione è stato talvolta indirizzato dai Governi nazionali con precise disposizioni di legge. Da una parte motivazioni di politica indu-

striale hanno indotto alcuni governi ad adottare misure atte a rafforzare i loro "campioni nazionali" sul mercato europeo, dall'altra diversi governi hanno invece optato per una radicale riforma del settore attraverso interventi di frammentazione dei monopoli e di alienazione della proprietà. L'intreccio tra politiche industriali dei governi e strategie di crescita delle imprese dentro e fuori dello spazio economico europeo ha portato a una trasformazione del settore i cui contorni sono tuttora in evoluzione. In questa sede è possibile solo un rapido esame dei principali tratti della nuova realtà imprenditoriale che si sta delineando a livello europeo, come esemplificato dalle trasformazioni più rilevanti nei principali paesi, escludendo l'Italia che è oggetto della trattazione nei capitoli successivi.

Il ruolo del Governo è stato particolarmente marcato in Gran Bretagna, dove la privatizzazione e la frammentazione delle imprese di Stato è stata avviata con molti anni di anticipo rispetto alla ristrutturazione dell'industria europea elettrica e del gas. Nel settore dell'energia elettrica la creazione di una società di trasmissione nazionale (*National Grid*), la trasformazione delle 14 *Area Generating Boards* in altrettante società di distribuzione e la costituzione di 3 società di generazione (*British Nuclear, Powergen e National Power*) hanno favorito l'acquisizione da parte di imprese statunitensi (AEP, Enron, NRG, TXU ecc.) e, più recentemente, europee. All'imposizione della vendita di capacità di generazione per diminuire il potere di mercato le imprese di generazione hanno reagito con ristrutturazioni, investimenti e acquisizioni all'estero. Negli ultimi anni il settore elettrico è poi entrato in un processo di integrazione verticale tra nuove e vecchie società di generazione e distributori locali, da parte di imprese europee e statunitensi.

Nel settore del gas la ristrutturazione di British Gas in una società di trasporto (*Transco*) e una di commercializzazione (*Centrica*) è avvenuta per libera iniziativa, ma su impulso del Governo e del regolatore. Centrica, che ha rapidamente ceduto la maggior parte del mercato industriale del gas a una miriade di piccoli e grandi fornitori e grossisti, è diventata in compenso la seconda società di vendita di elettricità; è inoltre entrata nel mercato Nord americano e ha sviluppato attività in settori collaterali anche nel campo finanziario. Oggi è una delle poche imprese rimaste di proprietà britannica, assieme a Scottish Power e Scottish & Southern. Tuttavia, mentre la dimensione relativamente ridotta di queste ultime le espone a potenziali acquisizioni da parte di imprese maggiori, Centrica è in piena fase di espansione su altri mercati europei.

Il dinamismo evidenziato dalle imprese attive nel Regno Unito, operative ormai quasi tutte indistintamente sia nel settore elettrico sia in quello del gas, si estende anche alle imprese regolate *National Grid* e *Transco*. La prima si è

espansa su mercati esteri con l'acquisizione di società elettriche in Nord America, la seconda ha costituito una nuova impresa per attività di rete (Lattice); le due insieme partecipano a una *joint venture* per attività imprenditoriali in Nord America.

In Francia gli operatori monopolisti hanno invece rafforzato la propria posizione su un piano europeo e internazionale. *Electricité de France* (EdF) è entrata con partecipazioni di controllo di imprese elettriche in quasi tutti i paesi europei, con l'obiettivo dichiarato di ottenere il 50 per cento dei suoi ricavi da mercati esteri, entro il 2005. Tra le operazioni più significative sono da evidenziare l'acquisto di *London Electricity* nel 2000 e di una quota determinante per il controllo di *Energie Baden Würtenberg* (EnBW), la terza impresa elettrica tedesca nel 2001. Talvolta ha acquisito il controllo di un'impresa anche allo scopo di raggiungerne altre da questa controllate, come nel caso dell'acquisizione del controllo della spagnola *Hidrocantabrico* attraverso EnBW. Alla fine del 2001, includendo il contributo delle partecipazioni internazionali, la sua quota del mercato elettrico europeo in termini di generazione elettrica superava il 20 per cento.
Gaz de France (GdF) si è mossa in modo parallelo nel settore del gas, acquisendo il controllo di imprese di distribuzione, soprattutto nei paesi dell'Europa centrale e orientale, ma anche in alcuni Stati membri. Si è anche sviluppata a monte acquisendo concessioni di giacimenti di gas naturale in Norvegia e in altri paesi, con l'obiettivo dichiarato di sostituire il 15 per cento dei suoi acquisti di gas con produzione propria entro il 2005. Recentemente, è entrata nel settore della generazione elettrica con la costruzione di impianti *green field* a base di gas naturale. Lo statuto di impresa pubblica ha finora impedito a EdF l'espansione dell'attività nel settore del gas naturale, ma questa rappresenta una strategia probabile nel caso di una sua privatizzazione, anche in considerazione di alcune attività nel campo dei servizi al consumatore che EdF e GdF già oggi svolgono in comune.

Partendo da una struttura del settore più articolata sul piano territoriale, il Governo della Germania ha favorito il rafforzamento delle imprese elettriche tedesche, anche attraverso azioni di integrazione verticale: la legge sulla riforma dell'energia del 1998 non imponeva loro altre modifiche, se non la fine del regime di esclusiva delle demarcazioni territoriali. Il disegno industriale sottostante, motivato anche da finalità di sicurezza nazionale, è parso finora quello di ricostituire il mercato elettrico tedesco attorno a quattro gruppi elettrici di

una dimensione tale da poter competere anche sul mercato europeo. Nel 2000 la fusione di *Bayernwerk* con *Preussenelectra* ha portato alla nascita di un nuovo colosso E.On, mentre RWE (*Rheinische Westphälische Energiewerke*) si è ampliata assorbendo VEW. La nascita di un quarto polo elettrico attorno alla VEAG, ai distributori e alle imprese carbonifere dei *länder* orientali è in via di realizzazione.

Le nuove imprese integrate su tutta la filiera, anche attraverso un fitto intreccio di partecipazioni nei distributori locali, sono molto attive sul piano internazionale, allargando la loro presenza sia nel settore del gas sia in quello dell'acqua e in altri servizi a rete. RWE si è posizionata nei principali paesi dell'Unione europea e in quelli di nuova adesione, con numerose acquisizioni di generatori e distributori elettrici (tra cui *Innogy*); ha inoltre rafforzato la sua presenza nel settore del gas con acquisizioni di controllo in Germania (tra cui *Thyssengas*) e all'estero in tutte le fasi della filiera dalla produzione, dai giacimenti fino alla distribuzione finale. Infine, è riuscita ad assicurarsi il controllo di imprese di rilievo strategico per l'approvvigionamento europeo di gas russo, la *Transgas* ceca e la *Nafta* slovacca. E.On si è mostrata ancora più dinamica, acquisendo partecipazioni di controllo di imprese elettriche in molti paesi europei (tra cui *Powergen*), fino a diventare la seconda impresa nel mercato europea della generazione e distribuzione elettrica.

Se le imprese più dinamiche nel processo di ristrutturazione dell'industria europea sono quelle di maggiore dimensione, anche le imprese di medie e minori dimensioni si sono dimostrate molto attive. I principali gruppi elettrici spagnoli si sono attivati nell'acquisizione di partecipazioni in imprese estere. *Endesa*, *Iberdrola* e *Union Fenosa* sono entrate rapidamente nel settore del gas, assicurandosi nuova capacità di importazione mediante la costruzione di terminali di rigassificazione. Tuttavia, diversamente dalla Francia e dalla Germania e in sintonia con il Regno Unito, il Governo spagnolo si è opposto alla fusione di Endesa e Iberdrola, con il fine di garantire la concorrenza sul mercato interno.

Nel panorama della ristrutturazione e internazionalizzazione delle imprese europee occorre infine sottolineare da un lato il riposizionamento delle molteplici realtà locali, espresse da generatori elettrici e distributori di elettricità e gas di media e minore dimensione (che cercano la migliore strategia di sopravvivenza, o di fusione, o di cessione delle attività, anche attraverso la costituzione di nuove imprese per specifiche fasi della filiera, come la commercializzazione del gas) e dall'altro le strategie delle grandi multinazionali del petrolio, già presenti da decenni con partecipazioni spesso di controllo in diverse fasi del settore del gas in molti paesi europei. Queste ultime appaiono decise a

sfruttare la posizione di controllo a monte dei mercati energetici, come si evince sia dalle attività di BP nella commercializzazione del gas in Spagna, Germania e in altri paesi, sia dall'acquisizione da parte di *Exxon Mobil* e di *Shell* della la società di commercializzazione nata dalla recente suddivisione dell'olandese *Gasunie* in tre imprese per l'approvvigionamento, il trasporto e la commercializzazione.

2. IL CONTESTO NAZIONALE

QUADRO ECONOMICO ED ENERGETICO NAZIONALE

Il rallentamento dell'economia che ha caratterizzato tutti i paesi più industrializzati nel 2001 ha interessato anche l'Italia, dove la crescita del PIL si è ridotta dal 2,9 per cento, registrato nel 2000, all'1,8 per cento. Il fabbisogno di energia è aumentato dell'1,5 per cento, passando da 185,3 Mtep, valore del 2000, a 188 Mtep nel 2001. Va tuttavia sottolineato che nei primi dieci mesi dell'anno, in un contesto di graduale perdita di velocità del sistema, il fabbisogno di energia si era mantenuto su livelli simili a quelli dell'anno precedente. È stato soprattutto per effetto di condizioni climatiche particolarmente severe, rilevate nei mesi di novembre e dicembre, che la domanda di prodotti energetici ha potuto registrare, su base annua, un incremento dell'1,5 per cento.

Il bilancio dell'energia riportato nella tavola 2.1 indica a grandi linee una continuazione del calo dei consumi di petrolio, un aumento marginale dei consumi di gas naturale e una forte crescita di quelli del carbone e delle fonti rinnovabili (soprattutto energia idroelettrica). Si riscontra, inoltre, una consistente crescita, nell'ordine del 2,3 per cento, dei consumi elettrici, che rimane però significativamente inferiore ai valori medi degli scorsi cinque anni.

Il fabbisognio di petrolio, ridotto dello 0,6 per cento rispetto a quello dell'anno precedente (da 91,4 Mtep a 90,9 Mtep), è stato coperto per il 4,5 per cento dall'apporto della produzione nazionale (4,1 Mtep), in diminuzione del 10 per cento rispetto al 2000 (4,6 Mtep) a causa del progressivo esaurimento di molti giacimenti; il 95,5 per cento è stato infatti soddisfatto con importazioni di greggio, semilavorati e derivati. Non sono invece rallentate le attività di raffinazione, come si deduce dal notevole aumento dell'esportazione di derivati petroliferi, a fronte della diminuzione complessiva della loro destinazione per usi interni. Il calo della domanda di petrolio è stato determinato da una forte riduzione degli impieghi di olio combustibile per la generazione termoelettrica, secondo un *trend* che si è ulteriormente consolidato nel corso del 2001. È invece ancora cresciuto, anche se in misura contenuta (1,2 per cento), l'impiego di prodotti petroliferi per il trasporto su strada.

Gas naturale

Uno degli elementi di maggiore novità riguarda la limitata crescita dei consumi di gas naturale, pari ad appena lo 0,3 per cento rispetto a incrementi medi dell'ordine del 3,5 per cento negli anni precedenti. Il limitato sviluppo della sua

domanda, largamente inatteso, è il risultato di un forte aumento del suo impiego negli usi civili, di una leggera crescita della sua richiesta per la generazione termoelettrica e di un calo significativo del suo bisogno nel settore degli usi industriali. L'aumento nel settore degli usi civili è in gran parte ascrivibile alla componente climatica; infatti, mentre nella prima parte dell'anno la temperatura mite ha comportato una riduzione dei consumi di circa il 5 per cento, l'ondata di freddo degli ultimi mesi ha condotto l'impiego di gas naturale a un picco tanto rilevante[1] da determinare, su base annua, un aumento del suo consumo del 3,4 per cento. Nel settore industriale, invece, il rallentamento dell'attività produttiva ha provocato una riduzione del 2,4 per cento del suo utilizzo, arrestando un *trend* di crescita ininterrotto da molti anni. Su tale diminuzione ha però inciso anche la sospensione di alcune forniture interrompibili che si sono rese necessarie per fronteggiare le punte di domanda nel settore civile degli ultimi mesi dell'anno. Più complesse e articolate sono viceversa le cause, descritte in seguito, che hanno determinato il limitato incremento, di poco superiore all'1 per cento, dei consumi di gas nel settore termoelettrico. Va rilevato che anche in questo caso la crescita è in buona parte dovuta al picco di freddo degli ultimi mesi dell'anno, che ha prodotto un recupero della flessione registrata nella prima metà dell'anno[2].

La riduzione della domanda ha avuto riflessi determinanti sull'andamento degli approvvigionamenti. Si riscontra, infatti, un calo del 4,6 per cento nelle importazioni corrispondente a circa 3,5 miliardi di mc. La scarsa crescita della domanda ha influenzato anche la produzione nazionale che è diminuita da 16,2 a 15,5 miliardi di mc. Per una valutazione complessiva del fenomeno occorre tuttavia tenere presente che, oltre al progressivo sfruttamento dei giacimenti in produzione e alle difficoltà amministrative di avviare nuove coltivazioni, opera anche il vincolo sulle immissioni che obbliga l'impresa dominante ad arbitrare tra produzione nazionale e contratti di importazione con clausole di *take or pay*. Va infatti ricordato che la riduzione delle importazioni di gas naturale fa seguito a un loro aumento nel 2000, realizzato per riempire gli stoccaggi ai massimi livelli tecnici, così da alleggerire tra l'altro il peso dei tetti alle immissioni negli anni successivi. L'efficacia di tale azione è stata peraltro agevolata dall'eccezionale punta di domanda registrata a fine anno, che ha reso necessario il ricorso alle scorte in misura ben superiore a quanto accade durante l'inverno in condizioni normali.

1 Dell'11 per cento in novembre e del 26 per cento in dicembre, rispetto ai valori degli stessi mesi del 2000.

2 Crescita media del -9,7 per cento tra gennaio e giugno del 2001, rispetto al 2000, in confronto con +22 per cento nei mesi di novembre e dicembre.

Energia elettrica

Anche se caratterizzato da aspetti di natura congiunturale, il limitato aumento del contributo del gas naturale alla generazione elettrica rappresenta un elemento di forte discontinuità rispetto agli ultimi anni. Esso è stato determinato da quattro principali fattori: il forte aumento delle importazioni di elettricità (da 44,8 TWh nel 2000 a 48,9 TWh nel 2001); l'elevata disponibilità di energia idroelettrica nella prima parte dell'anno; l'aumentata disponibilità di energia da fonti rinnovabili; l'ulteriore aumento degli impieghi di carbone nelle centrali termoelettriche (da 10,3 Mtec a 12,1 Mtec).

Il 2001 è stato un anno di eccezionale idraulicità che ha fruttato apporti idroelettrici, al netto del pompaggio, di gran lunga superiori a quelli degli ultimi anni: 48,2 TWh contro un precedente massimo relativo di 45,4 TWh nel 1999 (Tav. 2.2). L'incremento nella generazione idroelettrica, superiore di 4,0 TWh rispetto al 2000, ha comportato una parallela riduzione della produzione termoelettrica, tra cui quella di gas naturale. A questa riduzione ha contribuito anche la generazione da altre fonti rinnovabili, tra le quali soprattutto l'energia eolica e da biomasse. Nel 2001, rispetto all'anno precedente l'energia prodotta da fonti rinnovabili e assimilate ha fatto registrare un incremento di 0,7 TWh attribuibile alle numerose iniziative industriali avviate negli ultimi anni e alle misure di incentivazione, anche di tipo tariffario, dovrebbe ulteriormente rafforzarsi con l'obbligo di immissione in rete di fonti rinnovabili, introdotto dall'art. 11 del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

L'affermazione del carbone quale fonte di generazione termoelettrica è conseguente soprattutto al processo di liberalizzazione del settore elettrico e al permanere di elevati prezzi degli idrocarburi sui mercati internazionali. Il riconoscimento in tariffa dei costi del combustibile in base al costo medio di produzione del sistema Italia, introdotto dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas (delibera 26 giugno 1997, n. 70), ha comportato apprezzabili modifiche nei comportamenti degli operatori elettrici che sono oggi più attenti alle dinamiche dei prezzi dei combustibili e dell'elettricità acquisibile sui mercati europei per garantire la competitività della loro produzione. Nel 2001, a fronte di una riduzione del 14,9 per cento delle importazioni di carbone siderurgico (da 7,2 Mt a 6,1 Mt), le importazioni di carbone da vapore sono aumentate del 6,9 per cento (da 11,7 Mt a 12,5 Mt).
L'effetto della delibera n. 70/97, verificatosi soprattutto a partire dal 1998, è stato rafforzato dal completamento del processo di "ambientalizzazione" di alcune centrali al fine di assicurare che le emissioni di sostanze inquinanti (SO_x, NO_x e altre) siano in linea con quanto previsto dalla normativa. A favore del carbone ha anche giocato la sospensione, nel 2000 e 2001, della *carbon tax*,

necessaria per mitigare l'effetto del prezzo del greggio sui costi del combustibile.

Gli operatori del settore

Nel corso del 2001 sono emerse importanti modifiche nella struttura degli operatori presenti nel segmento degli approvvigionamenti elettrici e del gas naturale (Tav. 2.3, Tav. 2.4 e Tav. 2.5), riscontrabili nel complessivo arricchimento del portafoglio degli approvvigionamenti delle società concorrenti agli operatori dominanti, in termini sia di volumi sia di fonti di origine.

I tetti all'immissione di gas imposti dal decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, in vigore dall'1 gennaio 2002, hanno obbligato Eni S.p.A. a correggere gli approvvigionamenti nazionali. A meno di uno sviluppo dei consumi di gas più forte del previsto, il rispetto del tetto del 75 per cento delle immissioni (escludendo gli autoconsumi) nel 2002, sarà probabilmente possibile solo mediante ulteriori interventi di cessione di gas da parte dell'impresa dominante.
Nel corso del 2001, le cessioni da parte di ENI di gas di importazione di origine russa, norvegese e olandese hanno contribuito alla parziale diversificazione dell'offerta e favorito l'emergere di nuovi soggetti intermediari (prevalentemente grossisti e società di vendita dei distributori), che hanno iniziato a operare solo nella seconda metà o negli ultimi mesi dell'anno. Va segnalata inoltre l'incipiente entrata sul mercato nazionale del gas di operatori esteri che si approvvigioneranno da fonti diverse da Eni.

Nell'ambito degli operatori nazionali, appare molto significativa la nascita di imprese che operano in prevalenza per l'approvvigionamento di gas dei clienti serviti dalle società di distribuzione collegate, in anticipo sulla scadenza dell'1 gennaio 2002 imposta dal decreto legislativo n. 164/00. Le dinamiche più pronunciate si sono registrate grazie all'associazione di più imprese di distribuzione locale.
Nel settore elettrico, per l'approvvigionamento del gas, altri gruppi oltre a Enel S.p.A. hanno espressamente dichiarato l'intenzione di rendersi indipendenti per gli approvvigionamenti di gas naturale.