

prio o in altri paesi con una struttura dei consumi molto diversa da quella prevista nella fase di negoziazione del contratto.

La durata dei contratti

I contratti in essere sul mercato europeo si caratterizzano per durate variabili tra i 20 e i 30 anni. Nel caso italiano i contratti di importazione hanno una durata compresa tra i 20 e i 25 anni. Le date di scadenza si collocano in un orizzonte temporale piuttosto esteso; in alcuni casi i contratti prevedono anche clausole di rinnovo. Tali contratti rappresentano un legame consolidato tra un numero ristretto di venditori e di importatori. Data l'esiguità dei venditori, l'esistenza di rapporti di lungo periodo che garantiscono la vendita di significative quantità di gas può rappresentare una barriera all'entrata di nuovi operatori. Questi ultimi non sarebbero in grado di offrire le stesse garanzie e la stessa capacità di assorbimento degli importatori già presenti sul mercato, né conseguentemente di spuntare prezzi altrettanto vantaggiosi.

Le clausole di *take or pay*

La clausola *take or pay* garantisce al produttore un livello minimo di ricavi indipendentemente dalla quantità di gas effettivamente prelevata dal compratore. Per mitigarne la rigidità la maggior parte dei contratti di importazione del gas contiene clausole di *make-up* o di *carry-forward*, che consentono di ripartire durante l'intera durata del contratto gli obblighi derivanti dalla presenza nel contratto della clausola di *take or pay*.

La clausola di *make-up* consente al compratore di ritirare in un determinato anno, senza ulteriori costi aggiuntivi, le quantità non prelevate, ma pagate in base alla clausola *take or pay* negli anni precedenti. La clausola *carry-forward* funziona in modo esattamente speculare, consentendo di acquistare di più in un dato anno a fronte di quantitativi inferiori al *take or pay* acquistati in anni successivi. La flessibilità di queste clausole ha precisi vincoli: i limiti insiti nelle infrastrutture di trasporto e nella domanda impediscono l'accumulo di quantitativi di gas su periodi estesi. Nella pratica, se si escludono situazioni proprie di mercati in forte sviluppo, queste clausole permettono di ripartire gli obblighi di prelievo derivanti dal *take or pay* in un arco di tempo generalmente inferiore ai 18 mesi.

Le clausole *take or pay* possono però essere usate anche per impedire l'accesso alle reti: il proprietario della rete che importa gas può avvalersi dell'obbligo di ritirare elevati quantitativi di gas allo scopo di utilizzare al massimo la portata della rete stessa e rifiutare il trasporto di gas di terzi per mancanza di capacità.

In base alla Direttiva 98/30/CE, un'impresa di gas naturale che incontra serie

difficoltà economiche e finanziarie in seguito agli impegni *take or pay* assunti in uno o più contratti di acquisto di gas, può chiedere allo Stato membro, o all'autorità competente da esso designata, una deroga temporanea agli articoli 15 o 16 della Direttiva, i quali prevedono rispettivamente l'accesso negoziato o regolato. Si tratta di situazioni in cui è impossibile trovare sbocchi alternativi economicamente validi, oppure esistono contratti non rinegoziabili. Tali richieste devono essere presentate caso per caso, prima o dopo il rifiuto di accesso al sistema. Se non sono ragionevolmente disponibili soluzioni alternative, lo Stato membro, o l'autorità da esso designata, può concedere deroghe dopo aver valutato la situazione sulla base di alcuni criteri indicati nella Direttiva stessa.

La Direttiva afferma che le imprese importatrici non dovrebbero incontrare difficoltà se le vendite di gas naturale non scendono al di sotto del livello delle garanzie minime di ritiro contenute nei contratti *take or pay*. In ogni caso, opera una distinzione tra contratti stipulati prima e dopo la sua entrata in vigore. A questo riguardo, la clausola più importante è contenuta nell'art. 25, comma 3, lettera g), dove si stabilisce che *nel decidere in merito alle deroghe [...], lo Stato membro o l'autorità competente designata e la Commissione tengono conto [della ...] misura in cui, nell'accettare gli impegni take or pay in questione, l'impresa avrebbe ragionevolmente potuto prevedere, [...] il probabile insorgere di gravi difficoltà.*

La saturazione del mercato Senza ricorrere alla richiesta di deroghe, e dunque prima ancora del recepimento della Direttiva gas, un'impresa monopolista può fin d'ora avvalersi della propria posizione dominante per effettuare importazioni di gas tali da soddisfare l'intera domanda prevista per i prossimi anni.

Sulla base dei contratti d'importazione stipulati da Snam ed Enel attualmente in vigore, oltre che delle stime di produzione e di domanda sino al 2010, è possibile valutare, *cæteris paribus*, quale quota di mercato resterà a disposizione dei potenziali nuovi entranti (Tav. 3.28).

La produzione nazionale di gas naturale, stimata per i prossimi dieci anni in calo a circa 15 miliardi di mc/anno, insieme alle quantità che risultano garantite da contratti d'importazione di lunga durata sottoscritti prima dell'entrata in vigore della Direttiva europea, appaiono in grado di coprire in misura sostanziale (per oltre l'80 per cento) i fabbisogni futuri del mercato nazionale, valutabili intorno agli 85 miliardi di mc nel 2005 e ai 93 miliardi di mc nel 2010. I soggetti potenziali entranti avrebbero cioè a disposizione una quota variabile tra il 3 e il 9 per cento del mercato. A seconda delle quantità effettivamente importate, che dipendono dagli impegni previsti nelle clausole di *take or pay*,

TAV. 328 LIBERALIZZAZIONE DEL MERCATO DEL GAS E VINCOLI DI TAKE OR PAY

miliardi di mc; stime

	1997	1998	2000	2005	2010
FABBISOGNO	57,1	61,9	70,0	85,0	93,0
TOTALE OFFERTA	69,4	71,1	73,4	82,5	84,5
PRODUZIONE NAZIONALE	18,8	18,9	17,5	16,5	15,0
Agip	16,7	16,8			
Edison e altri	2,1	2,1			
CONTRATTI D'IMPORTAZIONE	50,6	52,2	55,9	66,0	69,5
SNAM	48,0	48,0	48,4	58,5	62,0
da Russia	20,5	20,5	20,5	25,5	28,5
da Algeria	21,5	21,5	21,5	21,5	21,5
da Olanda	6,0	6,0	6,0	6,0	6,0
da Norvegia			0,4	5,5	6,0
ENEL			4,0	7,5	7,5
da Algeria	2,6	4,0	4,0	4,0	4,0
da Nigeria			3,5	3,5	3,5
EDISON E ALTRI		0,2			
OBBLIGHI DI TAKE OR PAY	57,8	59,2	62,4	68,7	71,8
MARGINE RIMANENTE	-0,7	2,7	7,6	13,3	21,2

tali spazi potrebbero crescere nel tempo aumentando da valori prossimi ai 10 miliardi di mc del 2005 (equivalenti al 15 per cento circa del mercato previsto), a valori dell'ordine di 20 miliardi di mc nel 2010 (equivalenti al 23 per cento circa del mercato previsto).

In Italia esisterebbe tuttavia un elemento di flessibilità, connesso alla significativa componente di produzione nazionale. Infatti, nel caso di serie difficoltà, l'Eni potrebbe anche ricercare sbocchi all'estero per il gas prodotto in Italia dalla propria divisione Agip, in quanto non soggetto a vincoli stringenti sugli acquirenti finali; si tratta di un'ulteriore frazione contendibile della domanda valutabile pari a oltre 15 miliardi di mc nel corso del prossimo decennio.

L'avvio della liberalizzazione della produzione interna

Le innovazioni normative Con l'emanazione del decreto legislativo 25 novembre 1996, n. 625, si sono determinate significative novità per le attività di ricerca e produzione di idrocarburi in Italia. È stata decretata la fine dei diritti esclusivi di estrazione riservati all'Eni in Val Padana e nel tratto di mare prospiciente. Inoltre dal 1997 anche le concessioni di coltivazioni sull'area Eni sono soggette alla disciplina in materia di *royalties*, e cioè al pagamento di somme per i diritti di coltiva-

zione. Sempre con riferimento alle *royalties*, che fino a quel momento erano riconosciute in via esclusiva allo Stato, il decreto legislativo n. 625/96 ha infine definito una loro diversa ripartizione: esse sono ora destinate in parte anche a vantaggio degli enti locali interessati alle operazioni di estrazione degli idrocarburi (alle regioni va il 55 per cento, alle province il 15 per cento).

Tra gli adempimenti previsti dal decreto n. 625/96, a partire dal dicembre 1997 il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha reso possibile la consultazione dei dati di proprietà dell'Eni da parte delle imprese interessate alle aree oggetto di riattribuzione. Sono stati inoltre riassegnati all'Eni da parte del Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato permessi di ricerca e concessioni di coltivazione a tutela dei diritti acquisiti nel regime di esclusiva istituito con la legge 10 febbraio 1953, n. 136, e riconosciuti dall'articolo 34 del decreto 625/96. Tale decreto ha stabilito che dovesse essere mantenuta a Eni la titolarità dei permessi *relativi ad aree per le quali l'attività svolta o in corso e gli investimenti effettuati ne giustificano l'attribuzione*.

Con un comunicato apparso il 19 novembre 1998 nella Gazzetta Ufficiale delle Comunità europee del 19 dicembre 1998, il Ministero dell'industria, del commercio e dell'artigianato ha dato avviso dell'avvenuta apertura alla ricerca e alla prospezione di idrocarburi nelle zone sulle quali l'Eni aveva un diritto esclusivo, e quindi dei termini e delle modalità per la presentazione delle domande di permesso di prospezione o di ricerca nell'ambito di tali aree. L'attribuzione definitiva dei permessi di ricerca richiederà circa due anni, a meno di significative riduzioni rispetto agli attuali tempi medi.

Non sembrano trovare conferma le aspettative di una significativa ripresa dell'attività di ricerca e produzione e di un aumento del numero di operatori come effetto del nuovo assetto legislativo. Tra i fattori che possono influire negativamente sugli orientamenti delle imprese vi è la consapevolezza che, grazie al meccanismo delle riattribuzioni, Eni si sia assicurata il controllo sulle aree a maggior potenziale, lasciando alla concorrenza solo quelle di marginale interesse e a costo maggiore. Può inoltre pesare l'esperienza della Val d'Agri, dove lo sviluppo dei giacimenti è stato ritardato da problemi di ripartizione delle competenze fra i livelli di governo.

La ripartizione delle competenze tra Stato e amministrazioni locali voluta dal decreto legislativo 31 marzo 1998, n. 112, che introduce forme di decentramento amministrativo (cfr. Capitolo I) è in effetti un fattore che può scoraggiare nuove iniziative. Allo Stato spettano le autorizzazioni per le funzioni che si esplicano in mare, alle regioni quelle relative a coltivazione e stoccaggio in terraferma. Il passaggio di competenze si verificherebbe dalla fase di prospezione e ricerca a quella di coltivazione e stoccaggio, e dunque in una fase particolarmente critica per le imprese. Difficoltà potrebbe presentare la concessio-

ne di permessi per le attività che coinvolgono più regioni o il mare e la terraferma, che richiedono il concerto tra più soggetti competenti. Viene inoltre introdotta una ripartizione tra funzioni amministrative anche in materia di valutazione di impatto ambientale, a seconda che si tratti di ricerca e stoccaggi in mare (in capo allo Stato) o di attività su terraferma (alle regioni).

La liberalizzazione della produzione, intesa come presenza di operatori alternativi all'operatore dominante, rappresenta un fattore decisivo ai fini della concorrenza nel mercato del gas. L'esiguità delle zone che sono state rimesse a disposizione dei nuovi operatori e il predominio di un operatore che oggi controlla il 90 per cento della produzione nazionale potrebbero limitare in prospettiva l'efficacia di stimoli concorrenziali.

Accesso e uso della rete della Snam

Un elemento chiave nel processo di liberalizzazione del mercato del gas naturale, in cui la rete è sostanzialmente di proprietà di un unico soggetto economico, riguarda l'accesso dei terzi alle infrastrutture fisse. Le condizioni economiche alle quali sarà possibile ottenere il trasporto del gas costituiranno un fattore cruciale per valutare la convenienza dell'acquisto di gas da parte dei clienti "idonei".

In Italia l'accesso di terzi alle reti Snam è in vigore almeno dagli anni settanta in relazione allo sfruttamento di gas nel giacimento pugliese di Candela, per permettere il trasferimento di gas di proprietà di Montedison agli stabilimenti collegati alla rete SGM. A parte questo caso molto circoscritto, fino alla fine degli anni ottanta i produttori indipendenti di gas naturale dovevano vendere la loro produzione alla Snam oppure costruire linee di trasporto dedicate per fornire i loro impianti.

In previsione dell'attuazione del Piano energetico nazionale del 1988, che promuoveva la produzione di risorse nazionali e l'uso del gas naturale nella generazione elettrica, la Snam Spa ha stipulato un primo accordo quadro per il vettoriamento sulle proprie reti del gas prodotto dai produttori indipendenti. Tale quadro escludeva tuttavia la maggior parte del gas prodotto dai produttori indipendenti.

Con la legge 9 gennaio 1991, n. 9, il legislatore italiano ha creato un obbligo di vettoriamento in capo a Snam (al titolo II, art. 12) per il gas di produzione nazionale e destinato all'autoconsumo o alla produzione termoelettrica. Ciò nonostante, le quantità trasportate dalla Snam per conto terzi si sono mantenute su livelli generalmente contenuti se si escludono trasporti occasionali dalla Russia e dall'Algeria per conto di Enel.

È solamente con l'accordo quadro tra Snam, Unione petrolifera e Assomineraria

del 22 dicembre 1994 che vengono concordate condizioni di accesso ai terzi più convenienti e ha inizio una significativa crescita dei volumi vettoriati. Nel 1995 le quantità di gas trasportate sulla rete Snam per conto di Edison Gas e di altri produttori nazionali raggiunge 1,5 miliardi di mc.

A questi quantitativi vanno aggiunti i transiti di gas acquistato da Enel direttamente sulla base di contratti *spot* dai produttori esteri. Una prima consegna a impianti Enel Spa di 0,6 miliardi di mc provenienti dalla Russia ha avuto luogo nel 1989 ed è stata seguita da acquisti dalla Russia e dall'Algeria per circa 1,6 miliardi di mc nel 1990. Nell'ottobre del 1996 sono iniziate le importazioni di gas basate sul contratto ventennale con l'Algeria: i quantitativi transitati sul gasdotto *Transmed* e sulla rete Snam ammontavano a 0,5 miliardi di mc nel 1996 e sono arrivati a regime con 4,0 miliardi di mc nel 1998.

Complessivamente il trasporto per conto terzi è aumentato da 1,4 miliardi di mc nel 1995 a 2,4 miliardi di mc 1996. Nel 1997, in presenza di un calo nella produzione dai giacimenti, sono calati leggermente anche i volumi vettoriati per i produttori nazionali; tuttavia, i volumi complessivi trasportati per conto terzi sono saliti a 4,3 miliardi di mc grazie all'aumento delle importazioni di Enel dall'Algeria. Nel 1998 le importazioni di Enel hanno raggiunto i livelli contrattati a regime a cui si aggiungono le importazioni *spot* di Edison da Abu Dhabi per un volume totale di 0,2 miliardi di mc. I volumi totali trasportati per conto terzi raggiungono così i 6,1 miliardi di mc. Nel 1999 tali quantitativi verranno ulteriormente incrementati per le rimanenti importazioni di Edison da Abu Dhabi, pari a circa 0,3 miliardi di mc e potrebbero crescere ulteriormente qualora venissero accolte le richieste di transito sulle reti internazionali di gas proveniente dal Mare del Nord acquistato dalla stessa Edison. Infine, a partire da ottobre 1999 si aggiungeranno anche le prime importazioni di Gnl di Enel dalla Nigeria, valutabili in circa 0,7 miliardi di mc nell'anno in corso e mediamente in 3,5 miliardi di mc/anno a regime. Questi dati escludono circa 0,4 miliardi di mc di gas di origine algerina in transito verso la Slovenia per conto di *Geoplin*, l'impresa del gas operante in quel paese.

Nell'arco di un quinquennio il vettoriamento di gas da parte della Snam crescerebbe in volume di oltre sette volte (Tav. 3.28). Si osserva inoltre che sinora gran parte di questo aumento si è avuto per la accresciuta domanda di trasporto da parte di Enel e, in misura minore, di Edison e degli altri produttori indipendenti. L'esistenza di condizioni economicamente vantaggiose per il trasporto, insieme alla sempre più elevata domanda di gas per la produzione termoelettrica, stanno già creando una forte spinta all'accesso alla rete, prima ancora della liberalizzazione del mercato del gas. Tale processo non potrà quindi che favorire ulteriormente un'esigenza già largamente presente nel mercato.

TAV. 3.28 TRASPORTO DI GAS NATURALE PER TERZI SULLA RETE DELLA SNAM 1995 -2000*

Miliardi di mc

	1995	1996	1997	1998	2000
ENEL	0,0	0,5	2,4	4,0	7,5
EDISON E ALTRI PRODUTTORI NAZIONALI	1,0	1,5	1,5	1,6	2,0
IMPORTAZIONI EDISON	0,0	0,0	0,0	0,2	1,0
GAS DI TRANSITO (GEOPLIN)	0,4	0,4	0,4	0,4	0,4
TOTALE	1,4	2,4	4,3	6,1	10,9

* Previsioni al 2000 basate sulle indicazioni degli operatori indipendenti.

Fonte: Elaborazione su dati da operatori del gas, Snam, Assomineraria, Edison.

Le prospettive di apertura del mercato: i clienti liberi

Un punto saliente della Direttiva europea sul gas naturale è la fissazione di soglie minime, che mirano a determinare un'apertura progressiva e graduale del mercato facendo leva su categorie predefinite di grandi consumatori di gas (i cosiddetti clienti "idonei"; *cfr. infra*).

Stante l'incertezza sulle scelte che verranno adottate dal Parlamento e dal Governo non è al momento possibile determinare la quota del mercato che verrà aperta alla concorrenza. L'analisi della distribuzione dei consumi dell'industria e degli impianti di cogenerazione relativi al 1997 (Tav. 3.29) e la sua proiezione inerziale (Tav. 3.30) consentono tuttavia di effettuare alcune considerazioni in proposito.

La tavola 3.30 mostra come dall'applicazione dei criteri di idoneità e dalle scelte che verranno compiute in merito alla definizione di idoneità per i cogeneratori derivino gradi diversi di apertura del mercato. La Direttiva europea lascia ai singoli paesi la decisione di introdurre o meno una soglia per assegnare l'idoneità agli impianti di produzione combinata di calore ed elettricità (soglia che non può superare il livello previsto per gli altri clienti finali). Nel caso in cui la definizione dei clienti "idonei" dia luogo ad un'apertura del mercato superiore ai valori previsti nei commi 3 e 4 dell'art.18¹ (20, 28 e 30 per cento nelle tre fasi di entrata in vigore), la Direttiva prevede inoltre che lo Stato membro possa modificare le soglie di idoneità fino a ridurre l'apertura del mercato ad un livello non inferiore rispettivamente al 30 per cento nel 2000, al 38 nel 2005 e al 43 nel 2010.

TAV. 3.29 **STIME DELLA DISTRIBUZIONE DEI CONSUMI PER PROCESSI INDUSTRIALI E COGENERAZIONE NEL 1997***

Milioni di mc

CLASSI DI CONSUMO	CONSUMO TOTALE	NUMERO UTENTI	CONSUMO MEDIO
COGENERATORI			
> 100	1.010	7	136,0
50 - 100	239	3	72,5
25 - 50	817	20	41,3
15 - 25	1.075	53	20,4
5 - 15	785	154	5,1
< 5	199	101	2,0
TOTALE	4.125	338	12,2
INDUSTRIALI			
> 100	1.885	9	209,4
50 - 100	419	6	69,8
25 - 50	1.309	34	38,5
15 - 25	1.021	57	17,9
5 - 15	4.529	375	12,1
1 - 5	3.927	2.006	2,0
< 1	8.011	65.486	0,1
TOTALE	21.100	67.973	0,3

TAV. 3.30 **QUOTA DEL MERCATO ITALIANO PROGRESSIVAMENTE LIBERALIZZATA SOTTO DUE DIVERSE IPOTESI***

Percentuali

SOGGIE MINIME DI IDONEITÀ PREVISTE DALLA DIRETTIVA	CONSUMI > 25 MILIONI MC/ANNO	CONSUMI > 15 MILIONI MC/ANNO	CONSUMI > 5 MILIONI MC/ANNO
SONO DEFINITI CLIENTI "IDONEI":			
IPOTESI A	27	31	40
• i clienti finali ed i cogeneratori che soddisfano le soglie minime di idoneità			
• gli impianti di produzione elettrica			
IPOTESI B	31	33	41
• i clienti finali che soddisfano le soglie minime di idoneità			
• tutti i cogeneratori			
• gli impianti di produzione elettrica			
Per memoria:			
Quota di apertura minima (art. 18 commi 3 e 4)	20	28	33
Quota di apertura minima in caso di superamento dei livelli indicati risultante dall'applicazione delle soglie minime di idoneità (art. 18 commi 5 e 6)	30	38	43

* Proiezioni inerziali della distribuzione dei consumi 1997.

Il riconoscimento dell'idoneità a tutti i cogeneratori, indipendentemente dai loro consumi, assicura il superamento della quota di apertura più ampia prevista per l'anno 2000, pari al 30 per cento. La previsione per quell'anno, ormai accreditata, di un ulteriore significativo aumento dei consumi del settore termoelettrico, lascia margini ancora più ristretti per i clienti finali, nell'ipotesi di apertura al livello minimo del 30 per cento.

INNOVAZIONE E TECNOLOGIE PRODUTTIVE

Le possibilità di rigassificazione

Le opportunità per lo sviluppo di un mercato più concorrenziale offerte dal gas naturale liquefatto (Gnl) sono connesse con la diversificazione delle fonti e l'approvvigionamento diretto.

La minore rigidità di percorso che caratterizza il trasporto di Gnl rispetto al gas naturale via metanodotto è in grado di ridurre il potere negoziale delle attuali controparti esportatrici verso l'Europa (e verso l'Italia in particolare), facilitando il processo di liberalizzazione attraverso un'offerta più flessibile. Forniture concentrate in singoli siti costieri (grandi centrali termoelettriche) sono realizzabili con Gnl indipendentemente dalle strutture di trasporto esistenti. L'utilizzatore finale può quindi rifornirsi dal produttore senza l'intermediazione del gestore della rete di trasporto, superando in tal modo l'elemento di monopolio naturale della filiera del gas, che è appunto la rete.

La complessità della tecnologia impiegata (cicli frigoriferi per basse temperature, leghe speciali, misure di sicurezza, navi metaniere dalla tecnologia sofisticata) rende però più costoso il trasporto e lo stoccaggio del Gnl, rispetto al trasporto in condotta e allo stoccaggio sotterraneo di gas non liquefatto. I progetti per l'importazione del Gnl vengono impostati, come gli altri progetti di approvvigionamento di gas naturale, con durate lunghe (20-25 anni) e con impegni definiti di consegna e di ritiro. Il trasporto in forma di Gnl risulta competitivo solo per distanze molto grandi (oltre 3.000 km, indicativamente) o laddove i costi degli impianti siano già ammortizzati (come nel caso del trasporto di Gnl dall'Algeria verso la Spagna). Anche nel caso di distanze inferiori ai 3.000 km l'esigenza di accrescere la competitività nei mercati di consumo impone al produttore una riduzione del prezzo della materia prima, a parziale compensazione del maggior costo di trasporto, rispetto al gas importato con gasdotto.

L'attuale tendenza all'allungamento della vita utile delle navi metaniere (fino a 35-40 anni) apre nuovi spazi allo sviluppo competitivo del Gnl, con l'aumento della disponibilità di vettori e con la diminuzione del costo di trasporto.

Il commercio internazionale Gli scambi mondiali di Gnl sono in aumento: secondo i dati Aie tra il 1994 e il 1996 le importazioni mondiali di Gnl sono cresciute del 15,5 per cento, passando da 90 a 104 miliardi di mc.

Secondo i dati *Cedigaz* l'Europa ne importa annualmente 14 milioni di tonnellate (equivalenti a 19 miliardi di mc standard), vale a dire il 9 per cento circa del suo consumo totale di gas naturale. Il Giappone, che acquista il 64 per cento degli scambi mondiali di Gnl, ne importa 57 milioni di tonnellate all'anno equivalenti a circa 62 miliardi di mc (pari alla quasi totalità del fabbisogno giapponese di gas naturale).

Negli ultimi anni gli scambi di Gnl per contratti *spot* (inclusi i contratti a breve) sono aumentati notevolmente da 2,3 miliardi di mc nel 1994 a 4,7 miliardi di mc nel 1995 e a 7,0 miliardi di mc nel 1996. Una parte significativa di questi scambi è costituita da contratti di breve termine (cioè della durata di qualche anno) soprattutto fra Indonesia e Corea del Sud. Tali scambi a breve ammontavano a 2,0, 3,1 e 4,7 miliardi di mc negli anni 1994, 1995 e 1996. La tendenza in questo segmento dovrebbe rafforzarsi per il rallentamento della crescita degli scambi di lungo periodo: nel 1998 l'offerta di Gnl sul mercato *spot* è infatti aumentata in modo notevole grazie al calo della domanda in Giappone e in Corea. Secondo alcune fonti anche nei prossimi anni le minori importazioni del Giappone dovrebbero rendere disponibili quantitativi di Gnl nell'ordine di almeno 2-5 miliardi di mc annui.

Anche l'Italia ha recentemente iniziato ad acquistare Gnl sui mercati *spot*. Rientra infatti tra i contratti *spot* l'acquisto di Edison di 925 milioni di mc di Gnl provenienti da Abu Dhabi, valido per il biennio 1998-99. Il trasporto viene effettuato con navi di Snam attraverso il terminale di Panigaglia.

I vantaggi del gas naturale liquefatto Il vantaggio del Gnl rispetto al gas trasportato in condotta è dato dalla minore dipendenza dalla rete di trasporto e da un fornitore unico. Il Gnl è in grado di offrire maggiori garanzie agli utenti sul fronte della sicurezza degli approvvigionamenti: l'impianto di rigassificazione e le navi metaniere, infatti, sono impiegabili — in linea di principio — con una pluralità di impianti di liquefazione (non così i gasdotti *upstream*). Viceversa nel trasporto in condotta l'intero investimento (il gasdotto) è indissolubilmente legato alla sua fonte originaria di approvvigionamento. Questo vantaggio può compensare in parte i costi più elevati.

Dalla maggiore dipendenza, rispetto al fornitore, del trasporto in condotta deriva inoltre una più elevata vulnerabilità del compratore (che solitamente è anche il finanziatore diretto o indiretto dell'opera, almeno per i casi che riguardano l'Italia). Una volta posato il gasdotto, l'acquirente rimane infatti esposto alle

richieste di rinegoziazione del venditore: nel caso in cui queste divengano molto onerose, non ha altra scelta che accettarle (magari aumentando i prezzi ai propri clienti) o perdere l'investimento sulle condotte che ha costruito.

Un esempio di tale vulnerabilità e delle ripercussioni negative che questa può avere sull'acquirente — e indirettamente sugli utenti finali — si ebbe all'inizio degli anni ottanta. Appena terminato, il gasdotto per l'importazione di gas dall'Algeria (che ha richiesto un investimento cospicuo) rimase inattivo per circa un anno e mezzo, periodo durante il quale Snam tentò di opporsi alla richiesta della società esportatrice algerina *Sonatrach* di rinegoziare il prezzo della fornitura. La questione si risolse con intese intergovernative italo-algerine con il riconoscimento a Snam di un'integrazione finanziaria dello Stato (legge 2 maggio 1983, n. 151) per tre anni a compensazione dell'aumento del prezzo rispetto a quello inizialmente pattuito. Anche la negoziazione delle *royalties* di transito in Tunisia sembra aver risentito della totale irreversibilità dell'investimento ormai effettuato.

Casi simili sono meno frequenti nelle forniture di Gnl, dove l'indipendenza da un metanodotto permette di sfruttare il vantaggio che risulta tanto maggiore quanto più diversificate sono le fonti alternative di approvvigionamento che esso rende fruibili e quanto più elevata è la loro disponibilità residuale.

La diversificazione
dei flussi

Attualmente le importazioni europee provengono in massima parte da Russia e Nordafrica. In prospettiva, la diversificazione delle fonti può riguardare il Golfo Persico, i Caraibi e la Nigeria. In queste aree sono programmati nuovi impianti di liquefazione per una capacità produttiva annua di circa 30 milioni di tonnellate (corrispondenti a quasi 40 miliardi di mc).

Con riferimento alla situazione italiana l'accordo Enel-Snam-Golp per la consegna a Montoir-de-Bretagne di gas algerino inizialmente destinato alla Francia, in cambio di gas russo, offre un esempio della flessibilità offerta da un sistema integrato di gasdotti e di impianti di Gnl.

Note

- 1 Nel paniere dei prezzi al consumo per le famiglie di operai e impiegati con base 1995=100, dal quale sono tratti i valori commentati nel testo, l'Istat rilevava mensilmente tre prezzi del gas, posti all'interno della categoria "Spesa per l'abitazione": (i) gas per cottura cibi e produzione di acqua calda, (ii) gas per riscaldamento individuale e (iii) gas in bombole. Soltanto le prime due voci riguardavano il gas per usi civili distribuito a mezzo rete urbana, il cui prezzo è regolato dall'Autorità. La metodologia di rilevazione è stata illustrata nella *Relazione* dello scorso anno, alla quale si rimanda. Dal gennaio 1999, tuttavia, l'Istat ha completamente rivisto il sistema di rilevazione dei prezzi al consumo e la sua architettura. La descrizione del nuovo e complesso sistema non viene affrontata in questa sede in quanto — in mancanza della presentazione dei nuovi dati — esula dagli scopi di questa *Relazione*.
- 2 Nel paniere con base 1995=100 la voce "Gas per cottura cibi e produzione di acqua calda" inciderebbe per lo 0,0901 per cento sul calcolo dell'indice generale (compresi i tabacchi), mentre l'incidenza del gas per riscaldamento era dell'1,3780 per cento. Nel nuovo paniere per le famiglie di operai e impiegati l'incidenza percentuale dell'insieme delle voci relative al servizio gas è diminuita, passando da 1,6796 a 1,5189.
- 3 Per una descrizione puntuale del metodo tariffario attualmente vigente si rimanda alla *Relazione annuale sul 1997*.
- 4 Calcolato sulla base del rapporto tra il totale delle calorie vendute e il numero di utenti.
- 5 Le cifre riportate per questa tariffa costituiscono il risultato di una media ponderata in cui si sono aggregate tutte le numerose sotto-tipologie previste per la T3 utilizzando come pesi le vendite di gas effettuate nel 1995.
- 6 Calcolata in percentuale del prezzo lordo.
- 7 Nelle tavole sono riportate i valori dell'imposta di consumo per il 1998, anno a cui si riferisce la struttura tariffaria descritta, insieme a quelli in vigore dal 16 gennaio 1999, modificati per l'introduzione della *carbon tax* (cfr. Capitolo 1).
- 8 Si veda la *Relazione* dello scorso anno.
- 9 I dati comunicati all'Aie sono relativi alle sole forniture della Snam (Italgas per le utenze civili e Snam per le utenze industriali) che rappresentano rispettivamente circa il 30 e l'80 per cento del totale. Pertanto si è ritenuto opportuno evidenziare per l'Italia anche i dati raccolti dall'Autorità oltre a quelli pubblicati dall'Aie.
- 10 Provvedimento 6926 del 25/02/99.
- 11 Ai fini della normativa della Carta dei servizi, per utenti civili si intendono gli utenti residenziali e del terziario.

- 12 Cfr. *Rapporto sulla qualità del servizio gas nel 1997, Quaderni dell'Autorità*, Collana Documenti n.1, Autorità per l'energia elettrica e il gas, gennaio 1999.
- 13 Sulla metodologia e gli elementi della valutazione del rispetto degli standard specifici si veda il Capitolo 2.
- 14 I risultati di tale indagine verranno pubblicati nei *Quaderni dell'Autorità* nella collana Documenti.
- 15 Ggas utilizzato allo scopo di permettere il prelievo del gas dagli impianti di stoccaggio, che deve restare *in situ* per mantenere in pressione il giacimento.

4. L'ATTIVITÀ SVOLTA AI SENSI DELLA LEGGE N. 481/95: IL SETTORE DELL'ENERGIA ELETTRICA

L'attività svolta dall'Autorità nel settore dell'energia elettrica nel corso del 1998 è stata caratterizzata dalla definizione dei primi provvedimenti di attuazione del disegno di riordino tariffario, delineato nel corso dell'anno precedente¹, e dalla segnalazione al Governo e al Parlamento ai fini del recepimento e dell'attuazione nel quadro legislativo nazionale della Direttiva 96/92/CE.

La definizione dei corrispettivi di vettoriamento dell'energia elettrica è uno dei prerequisiti per garantire un accesso equo e non discriminatorio alle reti da parte di tutti gli operatori che ne facciano richiesta e una condizione necessaria per lo sviluppo della concorrenza nelle fasi della generazione e della fornitura. Date le limitazioni e distorsioni del regime precedentemente in vigore, l'Autorità, contestualmente all'approvazione del decreto legislativo per l'attuazione della Direttiva 96/92/CE, ha definito nuove condizioni tecnico-economiche per il servizio di vettoriamento e scambio.

Tenendo conto delle osservazioni e proposte raccolte in risposta alla diffusione del documento *Linee guida per la regolamentazione delle tariffe dei servizi di vettoriamento e di fornitura dell'energia elettrica e per i contributi di allacciamento* nel marzo del 1998, l'Autorità ha definito gli aspetti metodologici propedeutici alle nuove proposte per le tariffe di fornitura dell'energia elettrica. L'aggiornamento bimestrale delle tariffe elettriche, la gestione del graduale ripianamento di alcuni oneri di sistema pregressi e le modifiche ai contributi in tariffa rientrano anch'esse fra quelle attività volte a rendere coerente il nuovo disegno di ordinamento tariffario che va delineandosi.

L'attività svolta dall'Autorità in materia di promozione della concorrenza è stata significativa e ha condotto alla presentazione di un documento di osservazioni e proposte al Governo in materia di riassetto del settore elettrico e di una memoria al Parlamento sullo schema iniziale di decreto per l'attuazione della Direttiva europea 96/92/CE.

Le attività di stimolo all'introduzione della concorrenza comprendono l'attività preparatoria per la definizione di direttive di separazione amministrativa e contabile, l'intervento in materia di contratti pluriennali di fornitura a utenti con elevati consumi e di cessione di energia da parte di piccoli e piccolissimi impianti idroelettrici, la diffida all'Enel Spa in relazione al ritiro delle eccedenze elettriche e le proposte per la promozione della produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e assimilate.

Fra le attività di revisione normativa e funzionale si segnalano la riorganizzazione della Cassa conguaglio per il settore elettrico, la chiusura del provvedimento relativo al riconoscimento degli oneri nucleari ammessi a reintegrazione, le pro-

poste di aggiornamento e adattamento dei contributi previsti per la produzione di energia da fonti rinnovabili ai sensi dei provvedimenti Cip 29 aprile 1992, n. 6 e Cip 14 novembre 1990, n. 34 e le tariffe speciali per le zone terremotate.

L'attività di verifica e controllo ha conosciuto una forte espansione che ha condotto a interventi in materia di violazione della normativa tariffaria vigente, a controlli presso le imprese elettriche minori nonché a numerosi accertamenti tecnici in relazione alla verifica degli impianti e iniziative sottostanti al regime definito dai già citati provvedimenti Cip n. 34/90 e n. 6/92.

RIFORMA DELL'ORDINAMENTO TARIFFARIO

Nuovo regime per i servizi di vettoriamiento dell'energia elettrica .

Per vettoriamiento si intende l'utilizzo del sistema di trasmissione nazionale e delle reti di distribuzione per il trasporto dell'energia elettrica da un punto di immissione ad un punto di prelievo. L'elemento qualificante del vettoriamiento è la simultaneità di immissione e prelievo da parte dell'utilizzatore del servizio di vettoriamiento. Qualora invece immissione e prelievo avvengano in ore diverse l'energia elettrica si considera scambiata.

Il regime in vigore prima della delibera dell'Autorità

I servizi del vettoriamiento e dello scambio di energia elettrica erano già presenti nella normativa vigente limitatamente a specifiche destinazioni dell'elettricità (ad esempio autoproduzione/autoconsumo e energia prodotta da fonti rinnovabili e assimilate)² e altre condizioni vincolanti. Nel 1997 l'energia vettoriata o scambiata rappresentava l'1-2 per cento dell'elettricità complessivamente consumata.

I corrispettivi per il vettoriamiento dell'energia elettrica e i parametri relativi allo scambio, fissati nel provvedimento Cip n. 6/92, non riflettevano in maniera adeguata i costi del servizio poiché:

- i pedaggi aumentavano in maniera proporzionale alla distanza tra punto di consegna e punto di riconsegna dell'energia elettrica, mentre tale distanza non concorre in generale a formare il costo del vettoriamiento;
- i parametri di scambio non riflettevano in modo trasparente i costi dovuti alla compensazione intertemporale fra immissione e prelievo;
- nei corrispettivi non era individuabile alcuna componente riferita ai cosiddetti servizi "ancillari".

Inoltre il vuoto normativo dovuto all'assenza di una disciplina del vettoriamiento sulle reti a bassa tensione è stato causa di un continuo contenzioso tra

L'Enel Spa e i soggetti richiedenti il servizio di vettoriamiento.

L'impatto di queste limitazioni è stato probabilmente trascurabile stante le modeste quantità di energia vettoriata o scambiata. Tali limitazioni rendevano tuttavia inadeguata la disciplina prevista dal provvedimento Cip n. 6/92 nella prospettiva della progressiva liberalizzazione del sistema elettrico che si ritiene sia destinata a produrre un aumento rilevante dei quantitativi di energia elettrica vettoriata e scambiata.

Il processo decisionale

Nel novembre 1998, facendo seguito ai documenti per la consultazione *Criteri per la definizione del nuovo ordinamento tariffario* del giugno 1997 e *Linee guida per la regolamentazione delle tariffe dei servizi di vettoriamiento e fornitura dell'energia elettrica e dei contributi di allacciamento* del marzo 1998, l'Autorità ha sottoposto a consultazione uno schema di delibera contenente nuove condizioni tecnico-economiche per il servizio di vettoriamiento e per alcuni altri servizi di rete.

Le osservazioni formulate dagli operatori hanno indotto l'Autorità ad apportare alcune revisioni dello schema proposto, con particolare riferimento al servizio di riserva di potenza e allo scambio di energia elettrica.

Con riferimento al servizio di riserva di potenza, alcuni operatori hanno suggerito l'opportunità di renderne facoltativo l'acquisto dal gestore del sistema, mentre nello schema sottoposto a consultazione esso era obbligatorio. Con riferimento allo scambio, i commentatori hanno sottolineato l'opportunità di rinnovare la disciplina di tale istituto contestualmente a quella relativa al vettoriamiento.

La nuova disciplina del vettoriamiento e scambio

L'Autorità con la delibera 18 febbraio 1999, n. 13 ha adottato una nuova *Disciplina delle condizioni tecnico-economiche del servizio di vettoriamiento dell'energia elettrica e di alcuni servizi di rete*.

La nuova disciplina si prefigge di adeguare la regolamentazione dei servizi di vettoriamiento e scambio al loro utilizzo per la fornitura sul mercato libero dei clienti idonei, destinati a costituire un segmento rilevante e in progressiva espansione della domanda. La nuova disciplina potrà essere integrata in seguito a una più precisa definizione delle modalità organizzative del mercato concorrenziale dell'energia elettrica in Italia in attuazione del decreto legislativo 16 marzo 1999, n. 79.

La nuova disciplina persegue tre finalità:

- predisporre condizioni non discriminatorie per l'accesso alle reti da parte di tutti gli operatori abilitati e un sistema di corrispettivi quanto più possibile