

UN SETTORE IN ESPANSIONE CON POCHI PROBLEMI DI CONSENSO

Infrastrutture per il gas IN CONTINUA CRESCITA

FABRIZIO BONOMO

Come per l'elettrico, la progressiva liberalizzazione del settore del gas e un costante aumento dei consumi sono all'origine di uno sviluppo infrastrutturale per oltre 5 miliardi di euro (circa 10 mila miliardi di lire), che riguarda non solo, il potenziamento della rete nazionale di gasdotti e la creazione di nuovi terminali per l'importazione, finanziati da privati, ma anche il programma pubblico di metanizzazione del Mezzogiorno, varato oltre 20 anni fa, che oggi interessa circa 700 comuni di nove regioni, per un totale di oltre 1,2 miliardi di euro di lavori (circa 2.400 miliardi di lire)



Situazione

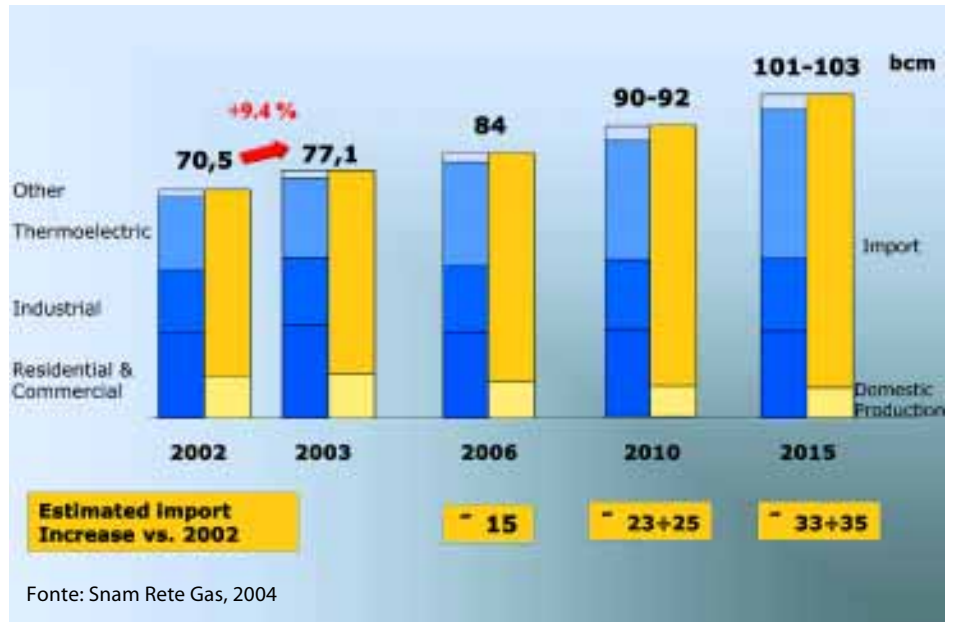
Un settore in progressiva espansione

Il settore del gas si segnala da sempre per la sua crescita costante, sia in termini di consumo che d'infrastrutture - l'Italia è oggi il terzo mercato europeo, che a sua volta è uno dei mercati mondiali con alte prospettive di crescita - e dal 2003 si preannuncia un deciso salto in avanti, sia per l'estendersi dell'uso del gas nelle centrali termoelettriche (come segnalato nel numero di febbraio 2004 della rivista), sia per l'avvio della liberalizzazione del mercato e la necessità dei nuovi soggetti, oltre che del Paese nel suo complesso, di aumentare e diversificare le fonti di approvvigionamento, sia, infine, per il progredire della metanizzazione, specie quella del Mezzogiorno, avviata all'inizio degli anni Ottanta e oggi in una fase decisiva.

Crescita dei consumi e della rete

Stime recenti - presentate dal gruppo Eni - indicano che la domanda di gas naturale, trainata dal settore elettrico,

PREVISIONI DI CRESCITA DEL MERCATO DEL GAS IN ITALIA



raddoppierà nel 2030 rispetto ai volumi del 2000, con gli aumenti più consistenti di domanda in Europa e Nord America, mentre i maggiori esportatori si confermeranno Russia e Nord Africa. Nel 2003, secondo dati di Snam Rete Gas, in Italia si è registrato un consumo interno annuo di oltre 77 miliardi di metri cubi, con un aumento di quasi 5 miliardi di metri cubi rispetto al 2002 (il 9,4 per cento in più); per il 2006 si prevede che i consumi saranno di almeno 84 miliardi di metri cubi, con un tasso di crescita medio annuo del 3,4 per cento

dovuto soprattutto alla costruzione, o trasformazione dell'esistente, di nuove centrali elettriche a ciclo combinato, alimentate appunto con il gas naturale; le proiezioni al 2010 indicano un consumo complessivo di 90-92 miliardi di metri cubi, fino a superare i 100 nel 2015.

Del resto, contrariamente a quanto avviene per il settore elettrico, le politiche di tutela ambientale - sorrette da un sostanziale consenso - hanno contribuito da tempo a un radicale spostamento dei consumi energetici verso il gas, siano essi domestici che industriali.

La crescita del settore della distribuzione in Italia ha visto una notevole espansione nel numero degli utenti, grazie all'estendersi della metanizzazione civile: nel 1989 erano serviti 3.315 Comuni, con 11,7 milioni di utenti domestici, 575.000 fra artigiani, piccola industria e attività terziarie, oltre 200.000 impianti di riscaldamento centralizzato e 3.317 utenze industriali; nel 1999 i Comuni serviti sono saliti a 5.300, coprendo l'85 per cento della popolazione nazionale, con oltre 15,2 milioni di utenze domestiche, 900.000 utenze artigiane e di terziario, 300.000 impianti di riscaldamento centralizzato e 3.600 industrie.

La metanizzazione del Mezzogiorno, prevista per legge già nel 1980, ha contribuito in modo significativo all'incre-



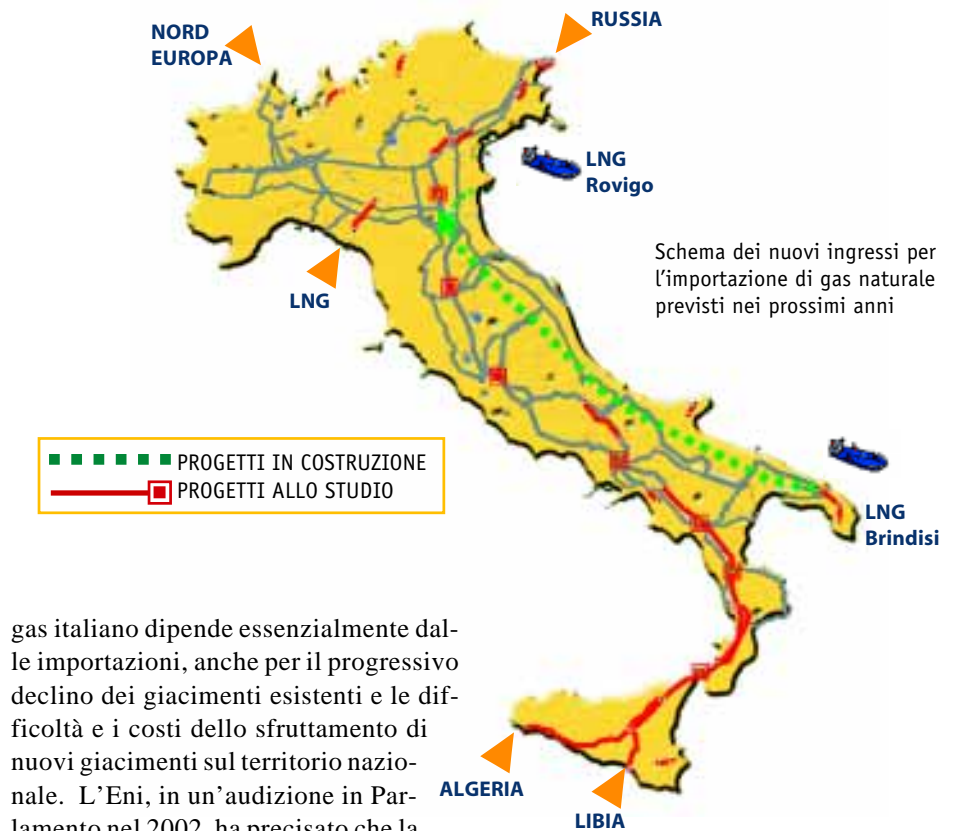
mento dei consumi civili, nonostante i molti ritardi che la caratterizzano e le croniche carenze di fondi: nel 1981 i Comuni serviti erano 11 e i consumi di 0,5 miliardi di metri cubi l'anno (il 4,24 per cento dei consumi nazionali); nel 1997 i consumi sono saliti a 2,5 miliardi di metri cubi, l'11 per cento circa dei consumi domestici nazionali; nel 2002 le regioni meridionali hanno continuato a registrare livelli di metanizzazione molto inferiori rispetto alle altre aree del Paese, con 14,3 milioni di abitanti servibili su 20,8 milioni contro i 34,9 milioni su 36,4 del centro-nord.

Oggi (2004) i comuni del Mezzogiorno che hanno avuto diritto ai finanziamenti sono oltre 700, così da prospettare un ribaltamento della situazione entro pochi anni; per questo le prospettive del settore sono per molta parte legate allo sviluppo della rete nel Mezzogiorno, considerando che nel centro-nord la copertura è ormai superiore al 95 per cento degli abitanti mentre per il Sud è di circa il 66 per cento (esclusa la Sardegna).

Il nodo delle fonti di approvvigionamento

Oggi la rete di distribuzione primaria è costituita da circa 33.000 chilometri di gasdotti ad alta e media pressione, 30.000 di proprietà del gruppo Eni (Snam Rete Gas) e 3.200 di Edison Gas, mentre la rete di distribuzione secondaria si estende per quasi 100.000 chilometri, con tubi a bassa pressione che, attraverso circa 700 aziende distributrici, raggiungono i singoli utenti.

Su questa rete, Snam Rete Gas indica che nel 2003 i volumi di gas naturale per la distribuzione primaria sono stati di 66,42 miliardi di metri cubi, 54,30 miliardi dei quali dall'estero, cioè l'82 per cento del totale (contro l'80 per cento del 2002), provenienti dai giacimenti Eni in Inghilterra e dai principali paesi fornitori dell'Italia, cioè Russia, Olanda e Algeria; viceversa, la produzione nazionale è stata di 12,12 miliardi di metri cubi, il 18 per cento del totale, contro il 20 per cento nel 2002. Di fatto il mercato del



gas italiano dipende essenzialmente dalle importazioni, anche per il progressivo declino dei giacimenti esistenti e le difficoltà e i costi dello sfruttamento di nuovi giacimenti sul territorio nazionale. L'Eni, in un'audizione in Parlamento nel 2002, ha precisato che la dipendenza dell'Italia dalle importazioni è destinata a crescere, e nel 2010 dovrebbe coprire circa il 90 per cento dei consumi nazionali.

Esiste quindi un delicato nodo politico, per la quasi totale dipendenza dall'estero, che a sua volta fa emergere una più forte necessità di sviluppo delle infrastrutture, in particolare di quelle che consentano una diversificazione delle fonti di approvvigionamento: i colli di bottiglia del sistema sono costituiti da un lato dai gasdotti di importazione, dall'altro

dalla scarsa disponibilità di terminali di rigassificazione, sistemi cioè che consentono di ricevere il gas via mare, attraverso navi metaniere per il trasporto di gas naturale liquefatto (Gnl), a una temperatura di -160 gradi, di riportarlo allo stato gassoso con una semplice operazione di riscaldamento e immetterlo nella rete dei gasdotti.

Quest'ultimo sistema non è in grado di sostituire i metanodotti, rappresenta però un modo più veloce e flessibile per creare delle alternative geo-politiche di paesi fornitori, aumentando così la sicurezza degli approvvigionamenti nazionali e, allo stesso tempo, dando spazio a nuovi operatori, considerando che le attuali strutture per l'importazione sono tutte di proprietà del gruppo Eni.

Oggi i punti di entrata della rete nazionale sono i gasdotti che passano da Tarvisio (importazione dalla Russia), Gorizia (Slovenia), Masera (nord Europa), Mazara del Vallo (nord Africa), mentre esiste un solo terminale Gnl, a Panigaglia (La Spezia), in funzione dal 1971 e di proprietà di Snam Rete Gas.



La rete degli oleodotti e dei metanodotti (esistenti e in progetto) che convergono sull'Europa





Norme e Leggi

La liberalizzazione del mercato

Nel marzo del 1999, a quasi quarant'anni dalla nazionalizzazione elettrica, il Governo avvia la liberalizzazione del settore, facendo seguito a due direttive dell'Unione europea varate fra il dicembre 1996 e il giugno 1998.

Nel maggio del 2000 un secondo decreto legislativo indica le tappe dell'apertura del mercato del gas naturale: è il cosiddetto "Decreto Letta" (Dlgs 164 del 23 maggio 2000), che recepisce la direttiva 98/30 CE del 22 giugno 1998 e ha funzioni analoghe a quelle del "Decreto Bersani" per settore dell'elettricità (vedi il numero di febbraio 2004 della rivista). In base a questo decreto, che segna l'avvio della liberalizzazione del mercato del gas in Italia, le attività di trasporto e dispacciamento del gas sono dichiarate di pubblico interesse e quindi regolamentate.

Vincoli e agevolazioni per gli operatori

Per gli operatori nazionali (Eni in particolare) sono fissati precisi limiti dimensionali, fino al 31 dicembre 2010: quote massime di immissione di gas nella rete nazionale per ogni singolo soggetto a partire dal 1° gennaio 2002, con un vincolo iniziale del 75 per cento dei consumi nazionali, che si riduce annualmente di 2 punti percentuali a partire dal 2003, fino a raggiungere il 61 per cento nel 2009; quote massime di vendita ai clienti finali, fissate nel 50 per cento dei consumi nazionali a partire dal 1° gennaio 2003. Inoltre deve essere consentito l'accesso alla rete a tutti gli utenti che ne facciano richiesta. Queste regole, oltre a una serie di facilitazioni (che dovrebbero prendere corpo nel decreto legge di riforma e riordino del settore energetico attualmente in discussione in Parlamen-

to), puntano a ridimensionare il ruolo predominante del gruppo Eni, a dare più spazio ad altri già presenti come Edison (è il secondo operatore, con una piccola quota di mercato e di rete) e ad agevolare l'ingresso di nuovi soggetti italiani e stranieri. Snam Rete Gas – l'ex società di trasporto e gestione dei gasdotti del Gruppo Eni (ha cambiato nome nel settembre 2001, per approdare in Borsa) che possiede il 96 per cento della rete italiana e i gasdotti dall'estero è responsabile della rete nazionale dei gasdotti, con funzioni analoghe a quelle del Grtn per il settore elettrico.

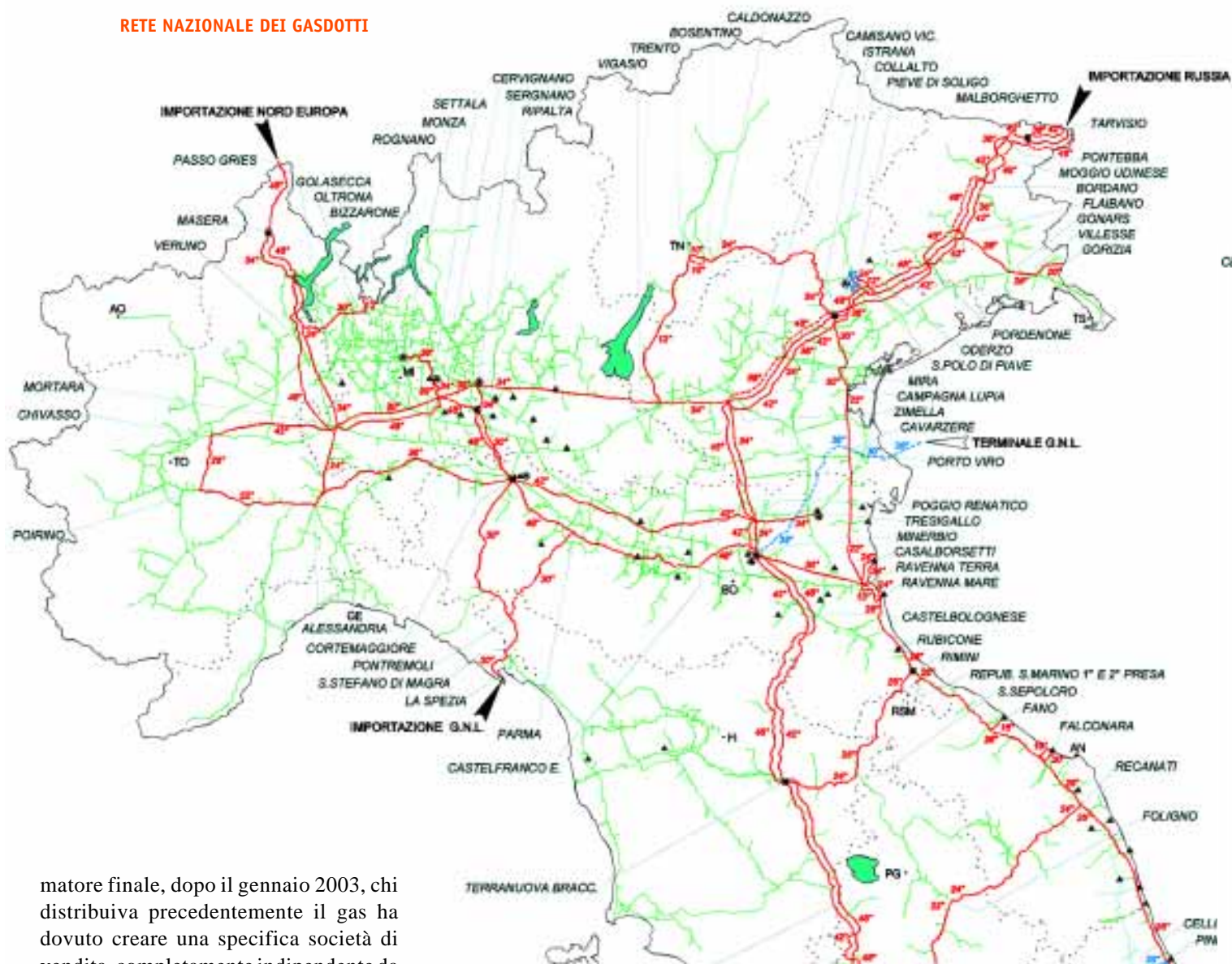
Apertura del mercato per chi vende e chi acquista

Il decreto Letta ha stabilito che a partire dal 1° gennaio 2002 il trasporto e il dispacciamento dovevano essere effettuati da soggetti che non svolgessero altre attività nel settore del gas, ad eccezione di quella di stoccaggio, per la quale doveva essere mantenuta una gestione contabile separata; l'apertura totale del mercato è stata fissata dal 1° gennaio 2003 quando tutti, anche le utenze domestiche e i piccoli consumatori, hanno potuto acquistare liberamente il gas da fornitori di propria scelta.

Come sottolinea l'Autorità per l'energia elettrica e il gas – un'autorità indipendente istituita nel 1995 con funzioni di regolazione e di controllo dei settori dell'energia – dal 2003 il cliente finale non acquista più il gas dall'impresa che lo "distribuisce" (cioè quella che fisicamente porta il gas al contatore), ma dalle aziende che sono state autorizzate alla "vendita" dal ministero delle Attività Produttive.

Con la liberalizzazione, il distributore effettua il solo trasporto del gas per conto delle aziende di vendita ed è obbligato a offrire a tutti i venditori condizioni identiche e senza discriminazioni; le imprese di distribuzione restano responsabili della manutenzione, della sicurezza e dello sviluppo della rete stessa. Per continuare a vendere il gas al consu-

RETE NAZIONALE DEI GASDOTTI



matore finale, dopo il gennaio 2003, chi distribuiva precedentemente il gas ha dovuto creare una specifica società di vendita, completamente indipendente da quella che lo distribuisce.

Il prezzo finale è determinato da diverse componenti e solo per la parte relativa alla vendita può essere fissato dal venditore, perché le altre parti – trasporto, dispacciamento, stoccaggio, distribuzione sulle reti locali – sono vincolate da tariffe fissate dall’Autorità per l’energia elettrica e il gas (quelle per il biennio 2003-2004 hanno portato a una diminuzione di circa l’8 per cento della tariffa complessiva).

Ulteriori passi avanti per la libertà d’accesso

Nei mesi scorsi sono diventati operativi il Codice di rete e il Punto di scambio virtuale, due strumenti la cui importan-

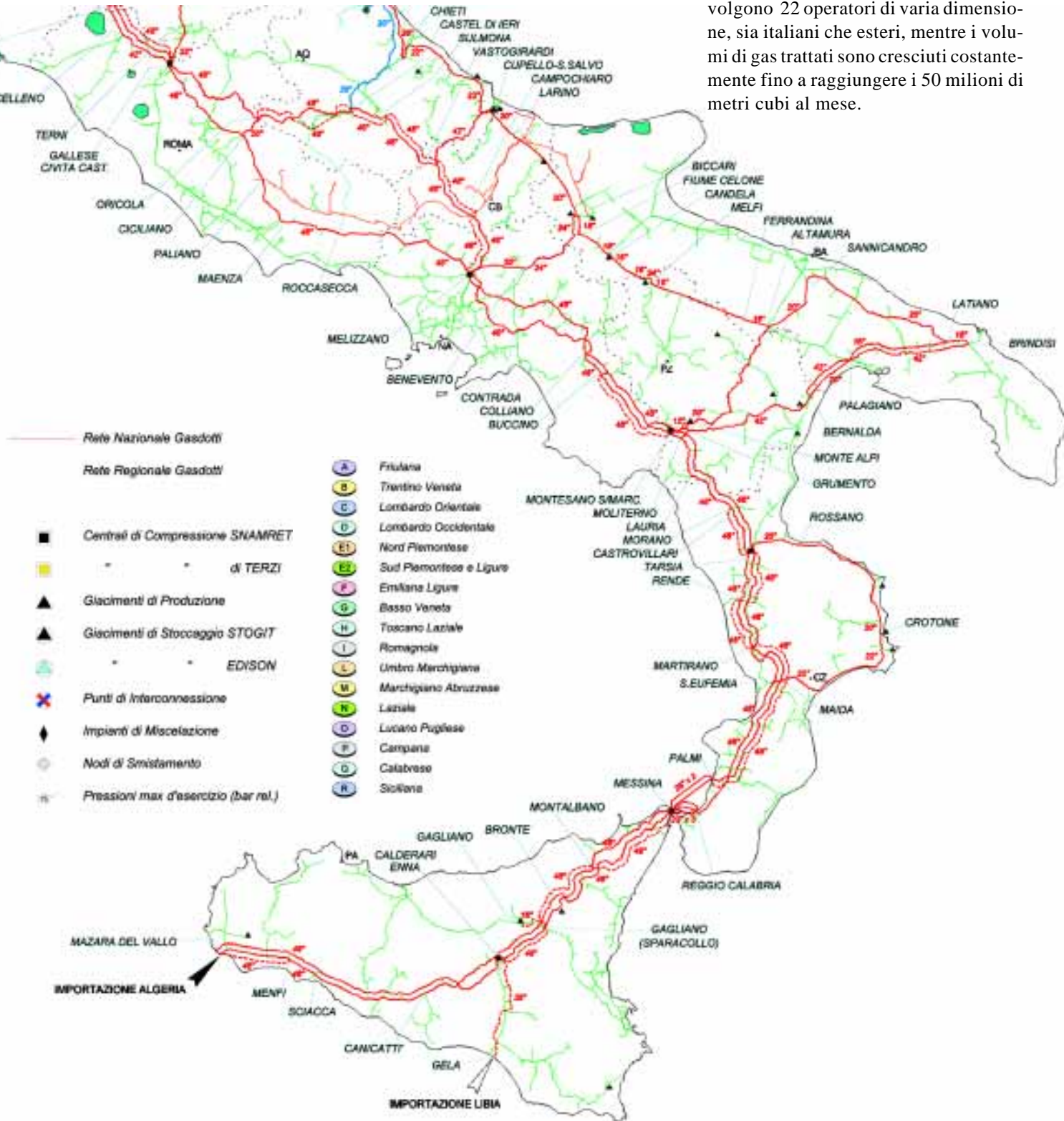
za tenderà ad aumentare nel tempo. Il Codice di rete, predisposto da Snam Rete Gas e approvato dall’Autorità nel luglio 2003, è il sistema di regole per la gestione del servizio di trasporto e per l’accesso alle reti nazionali e regionali da parte degli utilizzatori. Il codice di rete (il primo a entrare in vigore in Europa) prevede una serie di clausole che dovranno essere recepite sia dal gestore del servizio sia dagli utenti (i cosiddetti “shipper”), cioè le controparti che sottoscriveranno i contratti di trasporto. Oltre che da esigenze di governo del sistema di trasporto del gas nel passag-

gio da un mercato monopolistico a uno aperto e concorrenziale, il Codice di rete ha l’obiettivo di tutelare i nuovi entranti nel mercato del gas, che devono utilizzare un’infrastruttura di trasporto controllata quasi interamente da un unico soggetto (Snam Rete Gas), interessato all’utilizzo della stessa infrastruttura per le proprie attività di approvvigionamento e vendita. Come secondo passo, il Codice di rete introduce nel sistema di trasporto italiano il Punto di scambio virtuale, un mercato telematico – avviato il 1° ottobre 2003 e operativo sul sito internet di Snam Rete Gas – dove ogni giorno è

possibile effettuare la compravendita di gas, consentendo di aumentare la liquidità dei mercati del gas e la capacità di trasporto, oltre a far crescere il livello di sofisticazione delle transazioni sul mer-

cato primario e secondario. L'esperienza di questi pochi mesi mostra che sin da subito si sono registrate transazioni dirette di volumi residuali dei gas disponibili, ma progressivamen-

te si è affermato anche un mercato secondario di contratti bilaterali, cosa che – secondo l'Autorità dell'energia elettrica e del gas – segnala un forte interesse da parte degli operatori: oggi le transazioni sono più di 15 al giorno e coinvolgono 22 operatori di varia dimensione, sia italiani che esteri, mentre i volumi di gas trattati sono cresciuti costantemente fino a raggiungere i 50 milioni di metri cubi al mese.



Borsa del gas

Sulla base dell'esperienza del Punto di scambio virtuale, nel febbraio 2004 l'Autorità ha adottato un provvedimento che favorisce le cessioni e gli scambi di gas naturale e di capacità di trasporto sui metanodotti e ha fissato le tappe per la realizzazione in Italia di un mercato organizzato: la borsa del gas.

Per l'Autorità la borsa rappresenta uno strumento essenziale per il proseguimento del processo di liberalizzazione e lo sviluppo di un mercato concorrenziale, e al suo sviluppo dovrebbe contribuire anche la posizione geografica dell'Italia, che si pone come punto di passaggio naturale per lo sviluppo dei flussi di gas (e quindi delle infrastrutture) che interesseranno sempre di più il bacino mediterraneo, l'Europa sud-orientale e il Medio oriente verso l'Europa comunitaria. Per la realizzazione della borsa sono state fissate quattro principali fasi: le nuove regole varate a febbraio dall'Autorità, per rendere il sistema di transazioni secondarie più ampio e flessibile; l'introduzione di contratti standard che definiranno tutte le clausole generali di compravendita, lasciando alle controparti la definizione del prezzo; la realizzazione di un mercato giornaliero del bilanciamento che permetterà agli operatori di acquistare o vendere gas e capacità di trasporto (superando il sistema di penali previsto per gli sforamenti della capacità effettivamente utilizzata rispetto a quella assegnata, oltre che per sbilanciamenti tra i quantitativi di gas immessi e prelevati giornalmente); infine la fase finale del processo – che dovrà essere graduale e basato sull'esperienza che maturerà con l'attuazione dei vari provvedimenti – porterà alla realizzazione di un mercato centralizzato, basato non più su prezzi concordati bilateralmente dagli operatori ma su di un prezzo ufficiale di riferimento che si formerà nella borsa, quindi un sistema automatico di incrocio tra domanda e offerta gestito in modo indipendente.

Caratteristiche di un processo in evoluzione

I giudizi sull'efficacia della liberalizzazione sono diversi e non sempre concordi. Salvatore Russo, Presidente di Snam rete Gas, in una recente intervista alla rivista CH4 (gennaio 2004) ha affermato che l'Italia si è caratterizzata, fin dall'avvio del processo di costruzione del mercato unico europeo dell'energia, per un approccio proattivo e anticipatore, scegliendo, tra le opzioni possibili per l'applicazione della prima direttiva gas europea (98/30), quelle più dirette ed efficaci per una rapida apertura del mercato: la separazione societaria tra reti e attività commerciali (attuata poi da Eni con l'avvio anche di una separazione proprietaria), un sistema tariffario regolato, l'introduzione di limitazioni su importazioni e quote di mercato.

Di fatto – sottolinea Russo – la nuova direttiva UE sul gas (approvata nel 2003), e i regolamenti interpretativi proposti dalla Commissione e attualmente in discussione, fanno proprie scelte che in

Italia sono operative da tre anni.

Decisamente più pessimista è invece Nicola Tognana, che intervenendo nel marzo scorso alla presentazione del rapporto Prometeia dedicato all'Industria italiana Gas Intensive (le imprese manifatturiere per le quali il gas rappresenta un input rilevante nella struttura dei costi), ha sostenuto che la liberalizzazione non è riuscita, perchè le infrastrutture sono insufficienti a garantire una libera concorrenza ed esiste un conflitto d'interessi in seno al ministero dell'Economia, che vede crescere le proprie entrate attraverso la sua controllata (il gruppo Eni), un operatore dominante che può decidere chi far entrare e a quali condizioni.

La stessa Autorità per l'energia elettrica e il gas ha osservato come il settore sia ben lontano dal presentare caratteristiche concorrenziali, facendo presente che per consentire l'ingresso di una pluralità di fornitori, in grado di creare un'effettiva concorrenza, occorre superare ostacoli e impedimenti di natura politica proprietaria e contrattuale.

L'Autorità ha in particolare sottolineato la necessità di creare nuove infrastrutture, in primo luogo terminali di rigassificazione del gas naturale liquefatto (Gnl), necessità che del resto trova concorde anche l'Autorità garante della concorrenza e del mercato.

Tutti sono quindi concordi nel dire che servono nuove infrastrutture, non tanto per soddisfare la domanda attuale ma per coprire l'aumento previsto e dare più spazio a nuovi soggetti. Il Ministro Marzano ha precisato, nel 2002, in un'audizione in Parlamento, che in mancanza di nuovi investimenti le attuali strutture di importazione non sarebbero in grado, tra quattro o cinque anni, di assicurare il soddisfacimento della domanda. Già oggi, inoltre, secondo il Ministro, gli stoccaggi non risultano sufficienti a garantire la modulazione invernale.



Investimenti

Investimenti per almeno 5 miliardi di euro

Per rispondere alla necessità di nuove infrastrutture che trova tutti concordi, esistono una serie di importanti programmi d'investimento, specie a partire dal 2001, quando nella Legge obiettivo hanno trovato posto interventi per circa 3,8 miliardi di euro (quasi 7.500 miliardi di lire), ai quali si aggiungono quelli per la metanizzazione del Mezzogiorno, per almeno 1,2 miliardi di euro (circa 2.400 miliardi di lire).

Questo senza contare i Piani d'investimento dei singoli operatori, visto che il gruppo Eni dichiara 1,7 miliardi di euro d'investimenti nel 2003 (circa 3.300 miliardi di lire), una parte dei quali in nuove centrali elettriche a ciclo combinato (542 milioni di euro, 1.000 miliardi di lire), mentre Snam Rete Gas prevede una spesa di circa 3,5 miliardi di euro (6.777 miliardi di lire) dal 2004 al 2008, ed Edison Gas, insieme ad altri operatori italiani e stranieri, sta sviluppando progetti (in parte inseriti nella Legge obiettivo), per quasi un miliardo di euro.

Le infrastrutture inserite nella Legge Obiettivo

La delibera Cipe del 21 dicembre 2001, con il primo elenco di infrastrutture strategiche finanziate o agevolate dalla Legge obiettivo, nel settore del gas individua come strategici lo sviluppo della ricerca e coltivazione di idrocarburi sul territorio nazionale, il potenziamento della rete nazionale di gasdotti e la costruzione di nuovi terminali di Gnl. Per queste opere in genere non esiste un problema di finanziamenti, perchè sono a carico dei privati che le realizzeranno, anche se è previsto l'utilizzo di contributi già disposti da leggi di incentivazione del settore industriale e per la metanizzazione del Mezzogiorno.

Quadro degli investimenti principali nelle infrastrutture per il gas

	milioni di euro	miliardi di lire
Legge obiettivo	3.868,88	7.491
Progetto di metanodotto Algeria-Italia*	231,60	448
Metanizzazione del Sud	1.251,66	2.424
TOTALE	5.352,14	10.363
Nuovo terminal Edison Gnl alto Adriatico**	615,72	1.192
Nuovo terminal Edison Gnl di Rosignano	320,00	620
Piano investimenti Snam Rete Gas 2004-2008	3.500,00	6.777

* Delibera Cipe del 29/9/2003: 46,32 Milioni di euro per studi di fattibilità, compresi i servizi di ingegneria di base, 185,28 Milioni di euro per interventi relativi al potenziamento e alla realizzazione di infrastrutture di approvvigionamento, trasporto e stoccaggio di gas naturale, compresi i servizi di ingegneria connessi.

** In Legge obiettivo

Fonte: elaborazione da dati Cipe, ministero delle Attività produttive, Edison Spa e Snam Rete Gas

I nuovi terminali di rigassificazione Gnl, e le relative opere di interconnessione alla rete nazionale dei gasdotti, sono quattro, per una spesa totale di circa 2 miliardi di euro, a partire dal terminale off-shore che Edison Gas ha in corso di realizzazione nell'alto Adriatico, 17 chilometri al largo di Porto Viro (RO); gli altri riguardano le richieste di autorizzazione presentate da Enel per un terminale a Taranto e un secondo a Vado Ligure, e da British Gas per un terminale a Brindisi.

Per il potenziamento della rete nazionale sono inseriti progetti per circa 680 milioni di euro, che comprendono il potenziamento delle interconnessioni con la rete di approvvigionamento dall'est europeo, la connessione alla rete nazionale

del terminale Gnl dell'alto Adriatico e la realizzazione di un gasdotto d'importazione dalla Libia, oltre a una serie di altri interventi minori e due varianti necessarie per la realizzazione delle linee dell'Alta velocità Bologna-Milano e Torino-Milano.

Il potenziamento e realizzazione di ulteriori capacità di stoccaggio in sotterraneo di gas naturale (in genere ripompano gas in giacimenti esauriti) comprende tre progetti, per un totale di circa 308 milioni di euro, mentre la realizzazione di infrastrutture per la messa in produzione di nuovi giacimenti di idrocarburi (in terraferma, in mare e nella piattaforma continentale italiana) riguarda altri tre progetti e un costo totale di circa 970 milioni di euro.



Infrastrutture per il gas inserite nella Legge obiettivo

Metanodotti d'interesse strategico

Regione	Società	Infrastruttura	Intervento	km	milioni di euro
Calabria	Snam Rete Gas	Variante tr. 9 S. Vincenzo C.-Tarsia	Variante metanodotto d'import. dall'Algeria	0,5	
Friuli V.G.	Snam Rete Gas	Metanodotto Tarvisio-Malborghetto, Malborghetto-Bordano, Bordano-Flaibano	Potenziamento importazione dalla Russia	101,4	
Lombardia	Snam Rete Gas	Varianti TAV Bologna-Milano	Varianti per la realizzazione della linea AV	2,2	
Piemonte	Snam Rete Gas	Varianti TAV Milano-Torino	Varianti per la realizzazione della linea AV	4,9	
Puglia	Snam Rete Gas	Metanodotto Bernalda - Palagiano	Completamento rete interregionale	6,8	
Sicilia	Snam Rete Gas	Metanodotto importazione Libia - tratto offshore entro 12 miglia, e tratto Gela-Enna	Nuovo Gasdotto di importazione dalla Libia	91,0	
Sicilia	Snam Rete Gas	Metanodotto Gagliano - Sparacollo	Collegamento di un giacimento alla rete naz.	15,9	
Toscana-Emilia Romagna	Snam Rete Gas	Metanodotto Pontremoli-Parma	Collegamento terminale Gnl di Panigaglia alla rete nazionale gasdotti	70,4	
Veneto	Snam Rete Gas	Metanodotto Istrana-Camisano	Potenziamento importazione dalla Russia	37,0	
Veneto	Edison Gas	Allacciamento del giacimento di Collalto	Collegamento di uno stoccaggio alla rete naz.	15,1	
Veneto - Emilia Romagna	Edison Gas	Metanod. Porto Viro-Cavarzere-Minerbio	Collegamento alla rete nazionale del nuovo terminale Gnl offshore dell'alto Adriatico	130,0	
	Altri metanodotti			366,4	
TOTALE				475,1	679,65

Terminali di rigassificazione d'interesse strategico

Regione	Società	Infrastruttura	Capacità massima (miliardi/mc/anno)	milioni di euro da a	
Veneto	Edison Gas	Terminale offshore Gnl alto Adriatico (1)	8	615,720	615,720
Puglia	Enel	Terminale di Taranto	Da 5 a 8,9	417,81	495,79
Puglia	British Gas	Terminale di Brindisi (2)	4 espandibili a 12	330,53	330,53
Liguria	Enel	Terminale di Vado Ligure	Da 5 a 9	545,89	647,12
TOTALE				1.909,96	2.089,17

Potenziamento stoccaggi nazionali di gas in sottterraneo

Regione	Società	Infrastruttura	Intervento	milioni di euro
Veneto	Edison Gas	Centro di Collalto	Incremento capacità stoccaggio	49,063
Emilia Romagna	Stoccaggi Gas	Centro di Alfonsine	Utilizzo di giacimento per stoccaggio	142,026
Lombardia	Stoccaggi Gas	Centro di Bordolano	Utilizzo di giacimento per stoccaggio	117,752
TOTALE				308,841

Progetti per la coltivazione di giacimenti di idrocarburi

Regione	Società	Infrastruttura	Riserve stimate recuperabili	milioni di euro
Abruzzo	Eni (Div. Agip)	Giacimento di Miglianico (Chieti) (3) (su circa 77 milioni stimati)	Circa 31 milioni barili equivalenti di olio	68,689
Basilicata	Eni (Div. Agip), Enterprise Oil, TotalFinaElf	Giacimento di Tempa Rossa (Corleto Perticara) (4)	Circa 100 milioni barili equivalenti di olio (su circa 420 milioni stimati)	230,340
Veneto - Emilia Romagna	Eni (Div. Agip), Edison Gas, British Gas	Offshore dell'Alto Adriatico (5)	Portata di picco: circa 3 miliardi mc gas/anno (su circa 28 miliardi di mc stimati)	671,394
TOTALE				970,423

(1) Con delibera CIPE 13/11/2003 è stata stabilita un'agevolazione finanziaria di 66,576 milioni di euro, e una scadenza di realizzazione entro il 31/12/2007.

(2) Relativi alla prima fase di 4 miliardi di mc/anno.

(3) Investimento espresso in valori 2001 e riferito alla fase I, comprensiva dell da costruzione di un Centro di raccolta e trattamento dei prodotti e basata sull'ipotesi di trasporto dell'olio con autobotti e del gas mediante linea di collegamento del Centro con Metanodotto SNAM già esistente.

(4) Investimento minimo, riferito a valori 1999, comprensivo di linea di collegamento del costituendo Centro olio con l'esistente oleodotto della Val d'Agri, nonché dei serbatoi e dei lavori al pontile presso la raffineria di Taranto.

(5) Il progetto prevede lo sviluppo e la messa in coltivazione di circa 15 giacimenti gassiferi attraverso la perforazione di circa 83 pozzi e l'installazione di 19 piattaforme fisse per la produzione, l'iniezione e il monitoraggio della subsidenza. La realizzabilità del progetto è sottoposta ai vincoli a tutela della subsidenza, imposti dal Decreto del Ministero dell'ambiente d'intesa con la Regione Veneto in data 3.12.1999, emanato a seguito della L. 31.5.1995 n. 206.

Fonte: Allegato 4 della delibera Cipe del 21 dicembre 2001.

Programma d'investimenti del gruppo Eni

Per il gruppo Eni, nel 2003 gli investimenti tecnici del settore Gas & Power sono stati 1.760 milioni di euro, che comprendono il programma di costruzione delle centrali elettriche a ciclo combinato (542 milioni di euro), la realizzazione del gasdotto "Greenstream" (in corso) che trasporterà in Sicilia il gas estratto dai giacimenti libici (460 milioni di euro), lo sviluppo e mantenimento della rete di trasporto primaria del gas in Italia (434 milioni di euro) e l'estensione e il mantenimento della rete di trasporto secondaria (292 milioni di euro). Quanto a Snam Rete Gas – la ex Rete Gas Italia di Eni, oggi quotata in borsa – il presidente Salvatore Russo segnala che il piano di investimenti prevede un impegno di spesa di 3,5 miliardi di euro nel periodo 2004-2008, quasi il doppio rispetto al periodo precedente, con oltre l'80 per cento destinati allo sviluppo delle infrastrutture.

In particolare la società del gruppo Eni sta completando il potenziamento della dorsale che consentirà di trasportare il gas dal nuovo gasdotto dalla Libia (dovrebbe essere completato nel 2004), e sono in fase avanzata di costruzione le opere collegate ai potenziamenti di capacità del punto d'ingresso di Tarvisio. Sono stati inoltre avviati gli studi di ingegneria per i potenziamenti della rete per il trasporto del gas dai nuovi terminali di rigassificazione, in particolare quelli dell'alto Adriatico e di Brindisi.



Investimenti Gruppo Eni nel settore Gas (2003)

	milioni di euro	miliardi di lire
Gasdotto Greenstream Italia-Libia	460,00	891
Sviluppo e mantenimento della rete di trasporto primaria	434,00	840
Estensione e mantenimento della rete di trasporto secondaria	292,00	565
Centrali elettriche a ciclo combinato	542,00	1.049
TOTALE	1.728,00	3.346

Fonte: Eni spa

L'attività del gruppo Edison

Il secondo operatore italiano nel settore – Edison Gas – dispone di circa 1.200 chilometri di metanodotti ad alta pressione, prevalentemente nel Centro e nel Sud, e di oltre 2.000 chilometri di metanodotti a bassa pressione; all'estero opera nell'esplorazione e produzione in Egitto, nel settore britannico del mare del Nord, in Iran, Croazia ed in Algeria;

Schema dell'attuale rete di Edison Gas



dal febbraio 2001, sempre in Egitto, insieme con British gas e Shell, ha in produzione il giacimento di Rosetta, al largo del delta del Nilo e destinato al mercato interno grazie ad un accordo venticinquennale firmato con l'ente petrolifero di Stato egiziano.

Il piano industriale prevede l'acquisizione di contratti di importazione di gas a lungo termine sia attraverso gasdotti che via nave, connessi a nuovi impianti di rigassificazione Gnl, che rappresentino l'investimento infrastrutturale di maggiore rilievo.

Il più importante terminale Gnl è quello off-shore dell'alto Adriatico, la cui ulti-

mazione è prevista entro il 2007: un impianto con una capacità di rigassificazione che può raggiungere gli 8 miliardi di metri cubi l'anno, realizzato in joint-venture con ExxonMobil e Qatar Petroleum, con un investimento di 615 milioni di euro (circa 1.192 miliardi di lire), supportato da un contributo statale di 66,58 milioni di euro (129 miliardi di lire) deciso dal Cipe nel novembre scorso.

Integrato con il terminale off-shore è il progetto del gasdotto di circa 17 chilometri che lo collegherà alla terraferma, presso Porto Viro (RO), e da qui a Minerbio (BO), per altri 130 chilometri, dove si collegherà alla rete nazionale.

Un secondo progetto, promosso da Edison insieme a Solvay e British Petroleum, riguarda un terminale di rigassificazione a Rosignano Marittimo (Livorno), all'interno del complesso industriale Solvay, con una capacità di circa 3 miliardi di metri cubi l'anno e un investimento complessivo di 320 milioni di euro (620 miliardi di lire), che prevede anche il potenziamento dell'impianto di etilene esistente.

Metanizzazione del Mezzogiorno

Un altro intervento infrastrutturale consistente, anche se costituito da tante piccole opere, è rappresentato dal proseguimento della metanizzazione del Mezzogiorno, che negli obiettivi fissati dalla legge 784/80 prevede il raggiungimento del 98 per cento degli abitanti, in 2.220 comuni servibili su 2.358. Secondo gli elenchi dei Comuni finanziabili, messo a disposizione dal ministero delle Attività produttive e aggiornato al febbraio 2004, sono 721

Metanizzazione del sud

Comuni che hanno ottenuto il diritto ai finanziamenti statali

	comuni	euro	lire
Puglia	132	420.645.715,00	814.483.678.583
Calabria	192	348.360.513,00	674.520.010.507
Campania	135	152.396.371,00	295.080.521.276
Lazio	62	95.888.624,00	185.666.265.992
Sardegna	3	57.524.788,00	111.383.521.261
Basilicata	30	47.395.984,00	91.771.421.940
Abruzzo	77	46.040.480,00	89.146.800.210
Molise	55	39.218.753,00	75.938.094.871
Sicilia	35	44.190.353,00	85.564.454.803
Comuni che hanno rinunciato (Sicilia)	30		
TOTALE	751	1.251.661.581	2.423.554.769.443

Fonte: elaborazione da dati del ministero delle Attività produttive, aggiornamento al 16 febbraio 2004

quelli che hanno avuto diritto ai finanziamenti, per un investimento complessivo di almeno 1,2 miliardi di euro (2.400 miliardi di lire), ai quali vanno aggiunti altri finanziamenti stanziati nel lungo periodo o specifici interventi da parte della Regione Sicilia, che ha varato un proprio programma di metanizzazione. Il Programma è stato finanziato nel corso degli anni da diverse leggi e oggi – come dichiarato dal Governo in Parlamento – sembra in fase avanzata di attuazione, utilizzando appunto fondi già stanziati

negli anni scorsi: circa 15 milioni di euro (30 miliardi di lire) a integrazione degli interventi già finanziati nell'ambito del quadro comunitario di sostegno (1989-1993), ma non completati entro la data di scadenza per l'effettivo utilizzo dei contributi comunitari (31 dicembre 1996); circa 13 milioni di euro (25 miliardi di lire) alla regione Sicilia per gli interventi di metanizzazione inseriti nel Programma operativo (Pop) 1994-1999; 591 milioni di euro (1.145 miliardi di lire) per le nuove reti comunali di distribuzione del

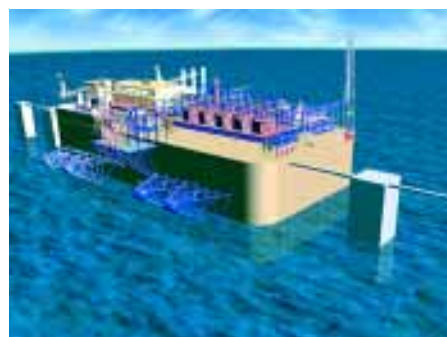
gas metano con priorità per i comuni del cosiddetto "triennio operativo" e a bacini di utenza già parzialmente finanziati; 359 milioni di euro dalla legge 266 del 1997 e 231 milioni di euro per il triennio 2001-2003, stanziati dalla legge 388 del 2000; 52 milioni di euro (100 miliardi di lire) per l'ampliamento della rete di adduttori secondari; infine, 77 milioni di euro (150 miliardi di lire) per l'avvio del programma di metanizzazione della Sardegna, come previsto nell'Accordo di programma quadro siglato fra Governo e Regione il 21 aprile 1999.



Progetti

Il terminal off-shore dell'Alto Adriatico

Il nuovo terminale off-shore di rigassificazione del gas naturale liquefatto (Gnl) nell'alto Adriatico rappresenta una fra le più importanti opere infrastrutturali previste per i prossimi anni, inserito nella Legge obiettivo sia per la dimensione economica che per il suo ruolo centrale nella diversificazione delle fonti di approvvigionamento e quindi di un'effettiva liberalizzazione del mercato.



Come già ricordato, il terminale è stato approvato definitivamente dal Cipe nel novembre scorso, modificando una delibera del 2002 in considerazione della necessità di ulteriori approfondimenti tecnico-economici per adeguarsi ad aggiornamenti normativi del 2003, in particolare le direttive dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas.

La nuova delibera Cipe approva un allungamento dei tempi, portando il termine dei lavori al 31 dicembre 2007, ma soprattutto prende atto di un aumento degli investimenti da parte dei privati e della diminuzione dei contributi statali, oltre che delle ottimizzazioni del progetto, dove a un deciso aumento della capacità produttiva, portata a un massimo di 8 miliardi di metri cubi (praticamente il doppio del progetto originale), e parità di volumi di stoccaggio autorizzato (250 mila metri cubi) fa riscontro la riduzione della superficie occupata e

quindi l'impatto ambientale. Gli investimenti ammessi dal Cipe, tutti di carattere industriale, sono di 615,720 milioni di euro (circa 1.200 miliardi di lire), con 66,576 milioni di euro (circa 129 miliardi di lire) di onere massimo a carico dello Stato per la concessione delle agevolazioni finanziarie. L'accelerazione del progetto è stata confermata nel marzo scorso quando, con l'affidamento alla società Aker Kvaerner, si è conclusa la gara internazionale per una prima serie di attività di ingegneria. Il terminale è di fatto un molo attrezzato o piccola "isola artificiale" per l'attracco e lo scarico delle navi metaniere, costituita da una struttura di calcestruzzo posata sul fondo marino, a circa 30 metri di profondità; nella parte immersa si trova il serbatoio di stoccaggio del gas liquefatto, mentre quella emersa ospita gli impianti, le apparecchiature di controllo, gli alloggi per il personale ecc.

L'essere collocato a 17 chilometri dalla costa, contrariamente a quanto avviene per i terminali Gnl esistenti – situati in genere in zone portuali, a terra, e in alcuni casi in prossimità di centri abitati – mette in evidenza un'altro tratto distintivo dell'impianto, che riduce ulteriormente l'impatto ambientale.

Le navi di rifornimento del terminale avranno una capacità di circa 135 mila metri cubi di gas liquefatto; quindi, considerando la capacità di 250 mila metri cubi è previsto l'attracco al massimo due navi alla settimana.

Il Gnl, dopo essere stato rigassificato sul terminale verrà inviato a terra mediante un gasdotto interrato, a circa un metro sotto il fondo marino, fino a raggiungere la costa a sud della bocca del Po di Levante e da qui la cabina di misura di Cavarzere, per poi proseguire per 130 chilometri, sempre interrato, fino a Minerbio (BO), dove si collega alla rete nazionale.



Vista prospettica del terminale Gnl progettato da Edison Gas nell'alto Adriatico

Nuovo terminale di rigassificazione a Rosignano

Un ulteriore progetto di terminale di rigassificazione del Gnl, non compreso fra quelli previsti dalla Legge obiettivo, è stato avviato nel 2003 da Edison, Solvay e British Petroleum: si tratta di un'impianto da circa 3 miliardi di metri cubi l'anno da realizzare all'interno del complesso industriale Solvay di Vada, a Rosignano Marittimo (LI).

Il progetto prevede l'impiego del pontile Solvay di Vada – oggi utilizzato dalle navi etileniere che riforniscono lo stabilimento – per consentire l'attracco anche delle navi metaniere. Il Gnl verrà

inizialmente stoccato all'interno di un serbatoio da 160.000 metri cubi, successivamente rigassificato e immesso nella rete di trasporto nazionale attraverso un metanodotto di 6,5 chilometri. Il progetto comprende anche il potenziamento dell'impianto di etilene esistente, attraverso la creazione di un nuovo serbatoio di stoccaggio a pieno contenimento ed alta sicurezza, oltre a nuove zone verdi e al recupero delle strutture adiacenti l'area industriale, nonché l'eventuale svilup-

po di un polo tecnologico del "freddo" mediante impianti di produzione di gas tecnici per via criogenica.

Il potenziamento dell'impianto di stoccaggio e rigassificazione di etilene, di proprietà di BP e Solvay, prevede la sostituzione con uno nuovo di capacità doppia, che consentirà di migliorare le condizioni di sicurezza dell'intera area, attualmente definita in un raggio di 500 metri dal serbatoio, limitandola solamente al perimetro del sito industriale.

Questo – secondo Edison – permetterà il recupero di una vasta area del territorio, finora soggetta ai vincoli di sicurezza, per una migliore e più ampia valorizzazione turistica e sociale.

Simulazione del nuovo terminale Gnl progettato da Edison Gas, Solvay e British Petroleum (BP) a Rosignano



Nuovi gasdotti sottomarini fra l'Italia e il nord Africa

Per quanto riguarda i nuovi gasdotti internazionali, se ne segnalano due: il Greenstream fra l'Italia e la Libia, già quasi completato, e un collegamento fra l'Algeria e il continente europeo attraverso la Sardegna, attualmente in fase di progetto ma inserito nei progetti strategici a livello europeo.

Il "Greenstream", è in costruzione da alcuni anni da parte del gruppo Eni e dovrebbe essere completato entro il 2004, collegando Mellitah, sulla costa libica, con Gela, in Sicilia, con una condotta dal diametro di 32 pollici e lunga 520 chilometri, posata dal mezzo navale "Castoro 6" della Saipem, alla profondità massima di circa 1.130 metri; a regime trasporterà in Italia 8 miliardi di metri cubi/anno (di cui 4 miliardi in quota Eni) provenienti dai giacimenti libici.

Parallelamente, sulla rete nazionale sarà posata una condotta di raccordo da Gela a Enna del diametro di 36 pollici e della lunghezza di 67 chilometri, con tre nuovi gruppi di compressione, che consentirà di convogliare il gas nel gasdotto Mazara del Vallo - Minerbio.

Il gasdotto previsto fra l'Algeria e la Sardegna e da qui al continente europeo, al quale partecipa Edison, ha avuto un primo stanziamento da parte del Cipe nel settembre 2003, per un totale di 231,6 milioni di euro (circa 448 miliardi di lire) distribuiti negli anni 2002-2004.

Di questi il 20 per cento (46,32 milioni di euro), è destinato agli studi di fattibilità, compresi i servizi di ingegneria di base, mentre l'80 per cento (185,28 milioni di euro), riguarda il potenziamento e la realizzazione di infrastrutture di approvvigionamento, trasporto e stoccaggio di gas naturale, compresi i servizi di ingegneria connessi.

La prima relazione dovrà essere presentata entro dicembre 2004.



Infrastrutture programmate da Snam Rete Gas

Il programma di realizzazione di nuova capacità e di potenziamento della rete di Snam Rete Gas riguarda essenzialmente opere che consentiranno nei prossimi anni di immettere sulla rete italiana importanti quantitativi di gas dalle principali direttrici di approvvigionamento.

La rete dei gasdotti dovrebbe aumentare dagli attuali 30.160 chilometri a 31.700 entro il 2006, con un incremento ulteriore negli anni successivi, fino a circa 31.900 chilometri, a supporto soprattutto del sistema d'importazione, in particolare con il completamento di quello dalla Russia e dal terminale Gnl di Panigaglia, oltre al proseguimento degli interventi legati al nuovo gasdotto Gela - Enna, ai potenziamenti della direttrice da Sud e al potenziamento della dorsale Transmed che attraversa l'Italia da nord a sud.

Altri progetti di sviluppo sono destinati a potenziare le direttrici di trasporto nazionale nella Puglia, nel basso Piemonte e nel Nord-Est; tra queste è in corso di completamento il metanodotto Bernalda-Palagiano e il potenziamento del sistema d'accesso fra lo stoccaggio di Collalto e il metanodotto Verona-Trento

Schema dei principali interventi in corso di realizzazione da parte di Snam Rete Gas



(tratto Bosentino-Aldeno); da avviare sono inoltre le opere di potenziamento dei metanodotti Alessandria-Oviglio e Verona-Trento (tratto Vigasio-Sona). Il programma di sviluppo della rete regionale comprende il completamento del metanodotto della Valtellina e di quelli Bolzano-Bressanone-Brunico e Contursi-Battipaglia.

Sono state avviate le opere del metanodotto Giarratana-Solarino, del potenziamento dell'alimentazione del polo industriale di Brindisi e del potenziamento della derivazione per Abbadia Lariana.

Sono inoltre programmati potenziamenti nell'area del basso Piemonte (metanodotto Oviglio-Ponti e Cherasco-Cuneo), in Lombardia (metanodotto Casaletto-Chiuduno, Mornico al Serio-Zanica e Mornico al Serio-Ospitaletto), in Puglia (metanodotto Triggiano-Locorotondo), il potenziamento della rete umbra (metanodotto Pietrafitta-Perugia), il raddoppio del metanodotto Forlì-Faenza e il metanodotto Palaia-Livorno. Infine sono stati individuati numerosi allacciamenti alla rete di nuove centrali termoelettriche, impianti industriali e reti di distribuzione. ■