

Nel dicembre, Eni ha firmato un *transition agreement* con la società di Stato *Petróleos de Venezuela SA* (PDVSA) con il quale le parti si impegnano a negoziare le condizioni per determinare il passaggio al nuovo regime contrattuale di "empresa mixta", a maggioranza PDVSA, alla quale saranno trasferiti i titoli e gli asset minerari relativi al giacimento Dación; fino al perfezionamento di tale accordo, le attività continuano a essere regolate dall'attuale *Operating Service Agreement*. Le negoziazioni sono in corso; allo stato non è possibile prevederne l'esito.

ITALIA

In Italia l'attività di sviluppo ha riguardato in particolare: (i) la prosecuzione del programma di sviluppo dei giacimenti *onshore* Candela e Miglianico e il completamento dello sviluppo di Naide; (ii) l'avanzamento del programma di perforazione e di allacciamento dei pozzi di sviluppo in Val d'Agri; (iii) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di *sidetrack* e di *infilling* (Annabella, Armida, Barbara, Garibaldi per il gas e Rospo per il petrolio); (iv) l'avvio della realizzazione di una *sea-line* addizionale per la gestione ottimale dei campi collegati alla centrale di Fano; (v) l'avvio della fase di sviluppo del campo di Annamaria.

Nell'ambito dello sviluppo sui temi a gas dell'*onshore* siciliano sono in fase di avanzata realizzazione i progetti: (i) Pizzo Tamburino, è previsto l'avvio del primo pozzo PT1 nella seconda metà del 2006 con una produzione attesa di circa 1.000 boe/giorno; nel 2007 è previsto l'allacciamento di un secondo pozzo PT2 in funzione dell'andamento produttivo del primo pozzo PT1; (ii) Fiumetto, è prevista l'entrata in produzione del

pozzo di *infilling* F4 nella prima metà del 2007 con una portata di picco attesa di circa 1.200 boe/giorno; (iii) Samperi 1, è previsto l'avvio nella seconda metà del 2006 con picco produttivo di circa 1.300 boe/giorno.

Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato essenzialmente l'Italia settentrionale, dove è iniziata la perforazione di 3 pozzi dei quali 2 conclusi nell'anno (6 conclusi nel 2004). L'attività esplorativa ha dato esito positivo con il pozzo Mezzocolle 1 (Eni 100%) mineralizzato a gas nel permesso Imola sull'Appennino emiliano.

Nel dicembre è stato acquistato per il corrispettivo di 90 milioni di euro (incluso l'indebitamento finanziario netto trasferito di 17 milioni di euro) il 90% delle azioni possedute dall'Ente Minerario Siciliano in Liquidazione della Sarcis SpA, titolare di permessi/concessioni *onshore* in Sicilia.

Investimenti tecnici

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (4.964 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (3.952 milioni di euro; 4.310 milioni nel 2004), realizzati prevalentemente (3.541 milioni di euro) all'estero, in particolare in Kazakhstan, Libia, Angola ed Egitto. In Italia gli investimenti di sviluppo (411 milioni di euro) hanno riguardato in particolare il completamento dei lavori in Val d'Agri, nonché interventi di *sidetrack* e di *infilling* nelle aree mature.

Gli investimenti di ricerca esplorativa ammontano a 656 milioni di euro (499 milioni nel 2004), di cui circa il 96% all'estero. All'estero l'attività esplorativa ha riguardato in particolare le seguenti aree: Norvegia, Egitto, Stati Uniti, Brasile e Indonesia. In Italia l'attività è stata svolta prevalentemente nell'area settentrionale.

Gli investimenti per l'acquisto di riserve *proved and unproved* (301 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente l'acquisto: (i) dell'1,85% del giacimento Kashagan con un esborso di 200 milioni di dollari; (ii) di 104 blocchi esplorativi e di due giacimenti in pre-sviluppo in Alaska; (iii) del 40% delle concessioni di sviluppo OML 120 e OML 121 in Nigeria; (iv) del 50% del permesso WA-313-P e del 53,85% del permesso WA-280-P in Australia.

Gli investimenti per l'acquisto di dotazioni patrimoniali sono stati di 55 milioni di euro.

Attività di stoccaggio

Lo stoccaggio di gas naturale è svolto dalla Stoccaggi Gas Italia SpA ("Stogit"), cui il 31 ottobre 2001 è stata conferita da Eni SpA e dalla Snam SpA la relativa attività, in ottemperanza all'obbligo, previsto dall'art. 21 del D.Lgs. 23 maggio 2000 n. 164, di separazione societaria dello stoccaggio dalle altre attività del settore del gas.

I servizi di stoccaggio sono prestati mediante otto campi di stoccaggio distribuiti sul territorio nazionale, sulla

base di dieci concessioni di stoccaggio⁵ rilasciate dal Ministero delle attività produttive.

Nel 2005 la quota di capacità utilizzata dai clienti terzi è incrementata ulteriormente raggiungendo il 56% (53% nel 2004). Dall'inizio dell'attività, la società ha aumentato considerevolmente il numero dei clienti e la quota dei ricavi verso terzi; quest'ultima, da valori iniziali non significativi, è passata al 44%.

(5) Di cui due attualmente non operative.

		2002	2003	2004	2005
Capacità disponibili:					
modulazione e minerario	(miliardi di metri cubi)	7,1	7,1	7,5	7,5
- di cui quota utilizzata da Eni	(%)	66	53	47	44
strategico	(miliardi di metri cubi)	5,1	5,1	5,1	5,1
Clienti totali	(numero)	20	30	39	44
Clienti servizio modulazione e minerario	(numero)	14	24	29	35

Regolamentazione

Delibera n. 119/2005 "Adozione di garanzie di libero accesso al servizio di stoccaggio del gas naturale, obblighi dei soggetti che svolgono le attività di stoccaggio e norme per la predisposizione dei codici di stoccaggio"

La delibera n. 119/2005 stabilisce i criteri per la definizione del Codice di Stoccaggio, che disciplina le modalità con le quali l'impresa di stoccaggio eroga i servizi di stoccaggio di modulazione, minerario e strategico, nonché il servizio per il bilanciamento operativo delle imprese di trasporto, conferiti agli utenti per un periodo non superiore a un anno termico secondo un ordine di priorità stabilito.

La delibera stabilisce obblighi di pubblicazione e di comunicazione nei confronti dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e degli utenti dei servizi di stoccaggio.

Delibera n. 266/2005 "Avvio di istruttoria formale nei confronti della società Stogit SpA per l'irrogazione di una sanzione amministrativa"

Con delibera n. 266/2005 l'Autorità per l'energia elettri-

ca e il gas ha avviato un'istruttoria formale per l'eventuale irrogazione di una sanzione amministrativa pecuniaria (ai sensi della legge 481/1995) nei confronti della Società, contestando la difformità della condotta commerciale di quest'ultima rispetto alla disciplina definita dalla delibera n. 119/2005 in materia di condizioni di accesso e di erogazione del servizio di stoccaggio.

Delibera n. 50/2006 "Criteri per la determinazione delle tariffe per l'attività di stoccaggio" e delibera n. 56/2006 "Approvazione dei corrispettivi d'impresa e determinazione dei corrispettivi unici per l'attività di stoccaggio, relativi all'anno termico 2006-2007"

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha pubblicato il 3 marzo la delibera n. 50/2006 che stabilisce i criteri per la determinazione delle tariffe di stoccaggio per il secondo periodo di regolazione. Tale delibera modifica radicalmente la regolazione in vigore nel primo periodo di cui alla delibera n. 26/2002, introducendo il vincolo sui ricavi sulla componente capacità (di spazio e di erogazione) e confermando il meccanismo del *price cap* sulla componente *commodity*. Inoltre è stabilita una tariffa unica nazionale.

Sono confermati i meccanismi di valutazione del capitale investito netto previsti nel primo periodo di regolazione; il tasso di remunerazione si riduce dall'8,33% al 7,1% (ante imposte).

Sulla base del nuovo regime tariffario e tenuto conto che tutte le capacità messe a disposizione nel 2006 sono considerate per la determinazione tariffaria, i ricavi attesi nell'anno termico 1° aprile 2006-31 marzo 2007 sono nell'ordine dei 280 milioni di euro, con una riduzione di oltre il 20% rispetto al precedente anno termico.

La delibera prevede incentivi agli investimenti di sviluppo dello stoccaggio attraverso il riconoscimento di un tasso di remunerazione incrementale del 4% rispetto al tasso base per una durata pari a 8 anni per i potenzia-

menti di capacità esistente e per una durata di 16 anni per lo sviluppo di nuovi campi.

La delibera modifica alcune disposizioni della delibera n. 119/2005. In particolare prevede il conferimento di una capacità di iniezione e l'attribuzione agli utenti della prestazione di erogazione a fine svaso del working gas e sostituisce integralmente le disposizioni in merito ai corrispettivi di bilanciamento e uso dello stoccaggio strategico.

La delibera n. 56/2006 del 16 marzo 2006 ha approvato la proposta tariffaria della Società per l'anno termico 2006-2007.

Gas & Power

	(milioni di euro)	2004	2005
Ricavi ⁽¹⁾		17.302	22.969
Utile operativo		3.428	3.321
Utile operativo a valori correnti		3.416	3.194
Utile operativo <i>adjusted</i>		3.448	3.531
Investimenti tecnici		1.451	1.152
Dipendenti a fine periodo	(numero)	12.843	12.324

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

› Le vendite di gas naturale (91,15 miliardi di metri cubi) sono aumentate dell'8,8% a seguito della maggiore domanda registrata in Italia per la produzione di energia elettrica e l'acquisizione di nuovi clienti, nonché della crescita nei mercati del resto d'Europa in relazione alla strategia di espansione attuata

› L'accordo definito tra Eni, Amorim Energia e Rede Electrica Nacional – azionisti di Galp rispettivamente con il 33,34%, 13,312% e 18,30% – conferisce stabilità all'assetto partecipativo della società energetica portoghese e pone le premesse per lo sviluppo futuro nell'ottica di valorizzare al meglio l'investimento di Eni. Entro il 2006 è prevista la riduzione della partecipazione dello Stato portoghese nel capitale di Galp attraverso un collocamento in borsa

- › Nell'ambito della strategia di espansione internazionale delle attività gas, sono stati acquistati 6 miliardi di metri cubi/anno per venti anni della capacità di rigassificazione del terminale di Cameron sulla costa statunitense in Louisiana con *start-up* atteso nel 2008-2009. L'iniziativa consentirà di commercializzare negli Stati Uniti parte delle riserve di gas Eni localizzate in Nord Africa e in Nigeria
- › Prosegue il programma di sviluppo nel settore dell'energia elettrica con l'obiettivo di raggiungere 5,5 gigawatt di potenza installata nel 2009; a fine 2005 la potenza installata è di 4,5 gigawatt. I nuovi impianti a ciclo combinato consentiranno, in piena marcia commerciale, di assorbire oltre 6 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale provenienti dal portafoglio di Eni
- › Sono stati definiti i programmi di potenziamento della capacità di trasporto dei gasdotti di importazione provenienti dall'Algeria e dalla Russia. A regime, nell'anno termico 2009-2010, i potenziamenti programmati consentiranno di incrementare la capacità di importazione di circa 13 miliardi di metri cubi/anno. Tutta la nuova capacità sarà messa a disposizione del mercato

GAS NATURALE

Approvvigionamenti di gas naturale

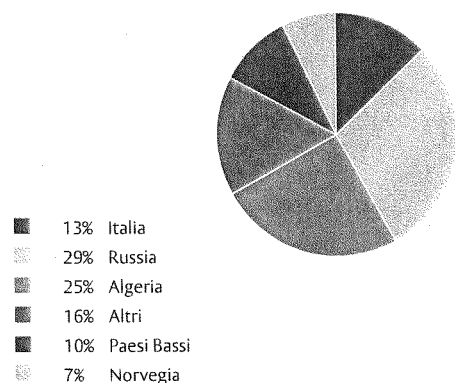
Nel 2005 i volumi di gas naturale approvvigionati sono stati di 82,56 miliardi di metri cubi con un aumento di 6,47 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari all'8,5%, sostanzialmente in linea con la crescita delle vendite. I volumi di gas approvvigionati all'estero (71,83 miliardi di metri cubi) hanno rappresentato l'87% del totale (85% nel 2004).

Gli approvvigionamenti dall'estero (71,83 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 7,04 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari al 10,9%, a seguito dell'entrata a regime delle forniture di gas di produzione Eni proveniente dalla Libia (3,29 miliardi di metri cubi) e dei maggiori acquisti dall'Algeria (0,72 miliardi di metri cubi). In aumento le importazioni di GNL per l'Italia (0,18 miliardi di metri cubi) a seguito del ripristino parziale delle forniture provenienti dall'impianto di liquefazione Sonatrach di Skikda, dopo il grave incidente verificatosi all'inizio del 2004. Anche gli acquisti dalla Croazia regi-

Approvvigionamenti di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	2003	2004	2005	Var. ass.	Var. %
Italia		12,16	11,30	10,73	(0,57)	(5,0)
Russia per Italia		18,92	20,62	21,03	0,41	2,0
Russia per Turchia		0,63	1,60	2,47	0,87	54,4
Algeria		16,53	18,86	19,58	0,72	3,8
Paesi Bassi		7,41	8,45	8,29	(0,16)	(1,9)
Norvegia		5,44	5,74	5,78	0,04	0,7
Libia			0,55	3,84	3,29	n.s.
Croazia		0,65	0,35	0,43	0,08	22,9
Regno Unito		1,98	1,76	2,28	0,52	29,5
Algeria (GNL)		1,98	1,27	1,45	0,18	14,2
Altri (GNL)		0,72	0,70	0,69	(0,01)	(1,4)
Ungheria		3,56	3,57	3,63	0,06	1,7
Altri acquisti Europa		0,04	0,12	1,18	1,06	n.s.
Extra Europa		1,14	1,20	1,18	(0,02)	(1,7)
Estero		59,00	64,79	71,83	7,04	10,9
Totale approvvigionamenti		71,16	76,09	82,56	6,47	8,5
Prelievi da stoccaggio		0,84	0,93	0,84	(0,09)	(9,7)
Perdite di rete e differenza di misura		(0,61)	(0,53)	(0,78)	(0,25)	47,2
Disponibilità per la vendita		71,39	76,49	82,62	6,13	8,0

Approvvigionamenti di gas naturale

82,56 miliardi di metri cubi



strano un aumento (0,08 miliardi di metri cubi) in relazione all'avvio dal novembre 2004 delle forniture dal giacimento Marica nell'*offshore* croato. In flessione le forniture dai Paesi Bassi (-0,16 miliardi di metri cubi).

Gli approvvigionamenti di provenienza nazionale (10,73 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 0,57 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari al 5,0%, a seguito della flessione della produzione del settore Exploration & Production.

Nel 2005 i prelievi al netto delle immissioni presso il sistema di stoccaggio di Stoccaggi Gas Italia SpA e in territorio francese presso Gaz de France sono stati di 0,84

miliardi di metri cubi (0,93 miliardi di metri cubi nel 2004).

TAKE-OR-PAY

Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo termine, in particolare del mercato italiano, Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali con una durata residua media di circa 15 anni. I contratti in essere, che contengono clausole *take-or-pay*, assicureranno dal 2008 circa 67,3 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale (Russia 28,5, Algeria 21,5, Paesi Bassi 9,8, Norvegia 6 e Nigeria - GNL 1,5). I prelievi minimi contrattuali (*take-or-pay*) rappresentano mediamente l'85% dei volumi indicati. Nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, nel medio e lungo termine lo sviluppo previsto della domanda e dell'offerta di gas in Italia e l'evoluzione della regolamentazione del settore costituiscono un elemento di rischio nella gestione dei contratti di *take-or-pay*.

Nel 2005 i ritiri di gas di Eni in esecuzione dei contratti *take-or-pay* sono stati di circa 3,8 miliardi di metri cubi superiori agli obblighi minimi di prelievo.

Vendite di gas naturale

Nel 2005 le vendite di gas naturale (91,15 miliardi di metri cubi, inclusi gli autoconsumi e la quota Eni delle vendite delle società collegate e di imprese rilevanti)¹

(1) Allo stato le imprese rilevanti sono rappresentate solo dalla Nigeria LNG Ltd (Eni 10,4%).

Vendite di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	2003	2004	2005	Var. ass.	Var. %
Italia		50,86	50,08	52,47	2,39	4,8
Grossisti (aziende distributrici)		15,36	13,87	12,05	(1,82)	(13,1)
Gas release			0,54	1,95	1,41	261,1
Clienti finali		35,50	35,67	38,47	2,80	7,8
Industriali		13,17	12,39	13,07	0,68	5,5
Termoelettrici		15,03	15,92	17,60	1,68	10,6
Residenziali		7,30	7,36	7,80	0,44	6,0
Resto d'Europa		17,54	21,54	23,44	1,90	8,8
Extra Europa		1,09	1,17	1,17	..	..
Totale vendite a terzi		69,49	72,79	77,08	4,29	5,9
Autoconsumi Eni		1,90	3,70	5,54	1,84	49,7
Vendite a terzi e autoconsumi Eni		71,39	76,49	82,62	6,13	8,0
Vendite di gas naturale delle società collegate e di imprese rilevanti (quota Eni)		6,94	7,32	8,53	1,21	16,5
Europa		6,23	6,60	7,85	1,25	18,9
Extra Europa		0,71	0,72	0,68	(0,04)	(5,6)
		78,33	83,81	91,15	7,34	8,8

sono aumentate di 7,34 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari all'8,8%. L'aumento ha riguardato tutti i mercati di attività, in particolare i mercati del resto d'Europa (+3,15 miliardi di metri cubi pari all'11,2%), il mercato Italia (+2,39 miliardi di metri cubi, pari al 4,8%) e le forniture di gas principalmente per la produzione di energia elettrica nelle centrali EniPower (1,84 miliardi di metri cubi, pari al 49,7%).

Le vendite di gas naturale in Italia (52,47 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 2,39 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari al 4,8%, per effetto degli incrementi, anche a seguito dell'effetto climatico, registrati nelle vendite ai clienti finali che hanno riguardato il settore termoelettrico (1,68 miliardi di metri cubi, pari al 10,6%), industriale (0,68 miliardi di metri cubi, pari al 5,5%) e residenziale (0,44 miliardi di metri cubi, pari al 6%). Questi incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione delle vendite ai grossisti (-1,82 miliardi di metri cubi, pari al 13,1%) connessa essenzialmente all'effetto del provvedimento dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato (la cosiddetta *gas release*)².

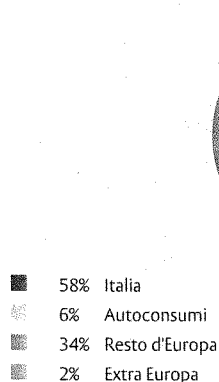
Le vendite nel resto d'Europa (23,44 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 1,9 miliardi di metri cubi, pari all'8,8%, per effetto degli incrementi registrati: (i) nelle forniture al mercato turco (0,86 miliardi di metri cubi) attraverso il gasdotto Blue Stream; (ii) nelle vendite con contratti di fornitura di lungo termine a importatori in Italia (0,57 miliardi di metri cubi), anche in relazione alla progressiva entrata a regime delle forniture di gas prodotto dai giacimenti libici; (iii) in Francia (0,5 miliardi di metri cubi), in relazione alla crescita delle forniture a clienti industriali e grossisti; (iv) in Germania e in Austria (0,3 miliardi di metri cubi), in relazione alla crescita delle forniture alla collegata GVS (Eni 50%) e ad altri operatori di mercato.

Gli autoconsumi³ (5,54 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 1,84 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari al 49,7%, per effetto essenzialmente dei maggiori consumi di EniPower in relazione all'entrata in esercizio di nuova capacità produttiva.

Le vendite di gas naturale delle società collegate e di imprese rilevanti (in quota Eni e al netto delle forniture Eni) sono state di 8,53 miliardi di metri cubi e hanno riguardato: (i) la GVS (Eni 50%) con 3,29 miliardi di metri cubi; (ii) la Galp Energia (Eni 33,34%) con 1,56 miliardi di metri cubi; (iii) la Unión Fenosa Gas (Eni 50%) con 1,52

Vendite di gas naturale e autoconsumi

91,15 miliardi di metri cubi



miliardi di metri cubi; (iv) i volumi (1,45 miliardi di metri cubi) trattati presso l'impianto di liquefazione della Nigeria LNG Ltd (Eni 10,4%) e da questa commercializzati sui mercati europeo e statunitense. Rispetto al 2004, le vendite sono aumentate di 1,21 miliardi di metri cubi, pari al 16,5%, a seguito in particolare delle maggiori vendite di Unión Fenosa Gas.

Trasporto e rigassificazione di gas naturale

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (85,10 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 4,69 miliardi di metri cubi rispetto al 2004, pari al 5,8%, a seguito della crescita della domanda connessa all'incremento della produzione di energia elettrica e alla crescita dei consumi del mercato residenziale dovuta alle più rigide condizioni climatiche dei mesi invernali del 2005.

I volumi di gas naturale trasportati per conto terzi (30,22 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 1,96 miliardi di metri cubi, pari al 6,9%.

Nel 2005 il terminale GNL di Panigaglia (La Spezia) ha rigassificato 2,49 miliardi di metri cubi di gas naturale (2,07 miliardi di metri cubi nel 2004), effettuando 79 scarichi da navi metaniere (68 nel 2004). L'incremento dei volumi rigassificati è attribuibile alla maggiore disponibilità di gas liquefatto sul mercato.

(2) Nel giugno 2004 è stata concordata con l'Autorità garante della concorrenza e del mercato la cessione da parte di Eni, al punto di entrata di Tarvisio della rete nazionale di gasdotti, di un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas naturale (2,3 miliardi di metri cubi l'anno) nei quattro anni termici del periodo 1° ottobre 2004-30 settembre 2008.

(3) Ai sensi dell'art. 19 comma 4 del D.lgs. 164/2000, le quantità di gas autoconsumato direttamente dall'impresa o da società controllate sono escluse dal calcolo dei tetti sulle vendite ai clienti finali e sulle immissioni nella rete nazionale di gasdotti ai fini della vendita in Italia.

Volumi di gas naturale trasportati ⁽¹⁾	(miliardi di metri cubi)	2003	2004	2005	Var. ass.	Var. %
Per conto di Eni		51,74	52,15	54,88	2,73	5,2
Per conto terzi		24,63	28,26	30,22	1,96	6,9
Enel		9,18	9,25	9,90	0,65	7,0
Edison Gas		7,49	8,00	7,78	(0,22)	(2,7)
Altri		7,96	11,01	12,54	1,53	13,9
		76,37	80,41	85,10	4,69	5,8

(1) Comprendono le quantità immesse negli stoccaggi nazionali.

Iniziative di sviluppo

GNL Stati Uniti

Nell'ambito della strategia di espansione nel *business* del GNL, il 1° agosto 2005 è stato firmato con la società statunitense Cameron LNG LLC (gruppo Sempra Energy) il contratto per l'acquisto di una quota della capacità di rigassificazione del terminale di Cameron in fase di realizzazione sulla costa statunitense della Louisiana, con completamento atteso nel 2008-2009. La capacità acquistata è di 6 miliardi di metri cubi/anno, per il periodo di venti anni, corrispondente a circa il 40% della capacità iniziale del terminale (15,5 miliardi di metri cubi/anno). L'operazione consentirà la commercializzazione negli Stati Uniti di parte delle riserve di gas naturale di Eni in Nord Africa e in Nigeria.

GNL Egitto

Nel gennaio 2005 è stato effettuato il primo carico di GNL prodotto dall'impianto di liquefazione di Damietta (Eni 40% attraverso la partecipazione del 50% in Unión Fenosa Gas) che, a regime, produrrà circa 7 miliardi di metri cubi/anno. I *partner* del progetto (Unión Fenosa Gas e la società egiziana EGAS con i produttori Eni e BP) stanno negoziando le condizioni per un'espansione che prevede il raddoppio della capacità dell'impianto attraverso la realizzazione di un secondo treno di liquefazione. Eni fornirà al primo treno circa 3 miliardi di metri cubi/anno per il periodo di venti anni; ulteriori volumi potranno essere forniti al secondo treno sulla base del protocollo d'intesa firmato con il Governo egiziano nel marzo 2005.

Galp

Il 29 dicembre 2005 è stato sottoscritto un patto parasociale della durata di otto anni tra Eni, l'Amorim Energia (società controllata dal gruppo portoghese privato Amorim e partecipata dalla società Sonangol, società petrolifera di Stato angolana) e Rede Electrica Nacional (REN) per la gestione congiunta della Galp Energia (Galp). Il patto è entrato in vigore il 29 marzo 2006 a seguito del verificarsi di tutte le condizioni sospensive, tra cui: (i) l'autorizzazione della Commissione europea, rilasciata il 24

marzo 2006; (ii) l'acquisto il 28 marzo 2006 da parte della Caixa (primario istituto bancario portoghese) di una quota di partecipazione in Galp dell'1%, con la prevista adesione della Caixa al patto parasociale sottoscritto il 29 dicembre 2005; (iii) la modifica dei poteri detenuti dallo Stato portoghese nella Galp (*golden share*) realizzata con l'approvazione, da parte dell'assemblea degli azionisti del 29 marzo 2006, del nuovo statuto di Galp coerente con il patto parasociale tra Eni, Amorim Energia, REN e Caixa. Pertanto a oggi gli azionisti di Galp sono: Eni (33,34%), Stato Portoghese (17,711%), Parpublica (12,293%), REN (18,30%), Amorim Energia (13,312%), Iberdrola (4%), Caixa (1%) e Setgas (0,044%).

I principali termini del patto sono: (a) regole sulla *corporate governance* della società e sulle maggioranze qualificate per le decisioni rilevanti; (b) definizione di un piano strategico volto: (i) al conseguimento da parte della Galp di posizioni di *leadership* nei settori del gas naturale, della raffinazione e della vendita di prodotti petroliferi nella Penisola Iberica; (ii) all'aumento del peso dell'attività *upstream*; (iii) all'ingresso nel settore dell'energia elettrica nazionale; (c) conferma da parte dello Stato portoghese dell'intenzione di collocare in borsa una parte della quota posseduta in Galp entro la fine del 2006; (d) cessione a REN delle attività gas di Galp in Portogallo svolte in regime di regolazione (rete ad alta pressione, siti di stoccaggio e terminale di rigassificazione del GNL di Sines), possibilmente entro il 2006; (e) cessione della quota posseduta da REN in Galp a favore di Amorim Energia entro il termine massimo di 18 mesi dall'efficacia dell'accordo; (f) un periodo di *lock in* (vincoli alla cessione di azioni) della durata di cinque anni.

Il patto parasociale del 29 dicembre 2005 sostituisce quello vigente tra Eni e lo Stato.

Germania

Nel gennaio 2005 è stato perfezionato un contratto di lungo termine, con avvio nel 2006, per la fornitura di 1,2 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale all'operatore tedesco Wingas. Il gas sarà consegnato a Eynatten al confine tedesco-belga.

Francia

Nel luglio 2005 è stato firmato un contratto di lungo termine, con avvio della fornitura in ottobre, di 860 milioni di metri cubi/anno alla società francese EDF.

Blue Stream

In novembre è entrata in esercizio la prima sezione della stazione di compressione di Dzhubga, sulla costa russa del Mar Nero, costituita da tre turbocompressori e tre turbogeneratori che consentiranno di aumentare i volumi di gas trasportato. Il gasdotto Blue Stream – di proprietà della Blue Stream Pipeline Co, *joint venture* paritetica tra Eni e Gazprom – trasporta gas russo in Turchia attraverso il Mar Nero con due condotte sottomarine lunghe ciascuna circa 390 chilometri raggiungendo la profondità di 2.150 metri. Nel 2005 sono stati trasportati in Turchia 5,03 miliardi di metri cubi di gas (Eni 50%). A regime la fornitura attraverso il Blue Stream raggiungerà i 16 miliardi di metri cubi/anno, di cui 8 in quota a Eni.

Potenziamenti dei gasdotti di importazione

È stato avviato il programma di potenziamento della capacità di trasporto dei gasdotti di importazione dall'Algeria e dalla Russia.

La capacità di trasporto del TTPC, il gasdotto di importazione dall'Algeria, sarà aumentata di 6,5 miliardi di metri cubi/anno, di cui 3,2 miliardi dal 1° aprile 2008 e 3,3 miliardi dal 1° ottobre 2008, con investimenti previsti di 345 milioni di euro; sarà conseguentemente resa disponibile la capacità di trasporto del TMPC, il gasdotto a valle del TTPC che realizza l'attraversamento sottomarino del Canale di Sicilia. La prima tranche di potenziamento è stata assegnata a terzi nel novembre 2005.

La capacità di trasporto del TAG, il gasdotto di importazione dalla Russia, sarà aumentata di 6,5 miliardi di metri cubi/anno, di cui 3,2 miliardi dal 1° ottobre 2008 e 3,3 miliardi dal 1° aprile 2009, con investimenti previsti di 275 milioni di euro. La prima tranche di potenziamento è stata assegnata a terzi nel febbraio 2006.

Considerata anche l'entrata a regime nel 2006 delle importazioni dalla Libia attraverso il Greenstream (8 miliardi di metri cubi/anno), nonché l'adeguamento in corso di realizzazione della capacità di trasporto del gasdotto TAG, a fronte del *build-up* del IV contratto di importazione gas dalla Russia (+4 miliardi di metri cubi/anno dal 2007), dal 2009 saranno disponibili complessivamente circa 25 miliardi di metri cubi/anno di nuova capacità di importazione; salvo i 4 miliardi legati al *build-up* del IV contratto russo, questa nuova capacità è stata (14,4 miliardi di metri cubi) o sarà (6,6 miliardi di metri cubi) messa a disposizione del mercato con procedure di vendita non discriminatorie.

Accordo Eni - Gazprom/Gazexport

Nell'ottobre 2005 Eni e Gazprom hanno concordato di promuovere nuovi accordi, in corso di negoziazione, per una collaborazione più ampia tra le due società, superando così le precedenti intese di metà 2005 (per il cui contenuto v. Relazione semestrale di Eni al 30 giugno 2005 - Andamento operativo - Gas & Power - Accordo Eni-Gazprom/Gazexport).

Vendita del business idrico

Nel marzo 2005, a seguito dell'autorizzazione da parte dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, l'Italgas ha ceduto il pacchetto di maggioranza della Società Azionaria per la Condotta di Acque Potabili (67,05%) alle società Amga SpA di Genova e Smat SpA di Torino per il corrispettivo di 85 milioni di euro (euro 15,57 per azione).

Nel maggio 2005, a seguito dell'autorizzazione da parte dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato, l'Italgas ha ceduto la partecipazione del 100% nell'Acquedotto Vesuviano SpA alla Gori SpA per il corrispettivo di 20 milioni di euro.

Le cessioni si inquadrano nella strategia di concentrazione delle risorse nel *core business* del gas naturale.

Acquisto della Siciliana Gas

In data 28 dicembre 2005 è stato stipulato il contratto di acquisto, per il corrispettivo di 98 milioni di euro, del 50% delle azioni della Siciliana Gas SpA e di 1 azione della Siciliana Gas Vendite SpA possedute dall'Ente Siciliano per la Promozione Industriale in liquidazione (ESPI). Il 1° febbraio 2006, l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha autorizzato l'operazione. Con l'acquisto Eni diverrà azionista unico della Siciliana Gas SpA e possiederà direttamente e tramite la Siciliana Gas il 100% delle azioni della Siciliana Gas Vendite SpA.

La Siciliana Gas SpA è attiva nel settore della distribuzione del gas naturale nell'isola dal 1979 ed è titolare delle concessioni per la distribuzione del gas in 76 comuni, tra i quali Agrigento, Enna, Trapani e Gela, di cui 70 in esercizio, con una rete di circa 2.600 chilometri e 186 dipendenti. Controlla la Siciliana Gas Vendite SpA, attiva nella vendita del gas naturale al mercato finale con circa 215 mila clienti, vendite di circa 190 milioni di metri cubi/anno e 50 dipendenti.

Toscana Energia SpA

Il 24 gennaio 2006, Eni, Italgas e i soci pubblici di Fiorentina Gas SpA e di Toscana Gas SpA, hanno sottoscritto l'Accordo Quadro per lo sviluppo dell'alleanza nei settori della distribuzione e della vendita gas. Contestualmente è stato sottoscritto anche l'atto costi-

tutivo di Toscana Energia SpA, cui sono state conferite le partecipazioni possedute dai soci nelle società di distribuzione Fiorentina Gas e Toscana Gas. Le due società sono attive in 97 Comuni con una rete di distribuzione di 7.900 chilometri e con 1,6 milioni di clienti.

Toscana Energia SpA, con 120 milioni di capitale sociale, posseduto per il 51,3% da 90 Comuni toscani e da alcune banche locali e per il 48,7% da Italgas, è azionista totalitario delle due società di distribuzione che, in base al citato Accordo Quadro, saranno incorporate entro due anni. La parte pubblica di Toscana Energia SpA svolge il ruolo di indirizzo strategico e controllo; a Italgas è attribuito il ruolo di *partner* industriale con le relative responsabilità operative e gestionali.

Nell'ambito del citato Accordo, è prevista inoltre la costituzione di un'unica società regionale di vendita (600 mila clienti, 1,1 miliardi di metri cubi di gas venduti in 147 Comuni toscani), con maggioranza azionaria posseduta da Eni, attraverso la fusione della Toscana Gas Clienti SpA, posseduta dall'Italgas con il 46,1% e dai comuni toscani con il restante 53,9%, e della Fiorentina Gas Clienti SpA (100% Eni).

Regolamentazione

Interventi dell'Autorità garante della concorrenza e del mercato e dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

TTPC

Il 15 febbraio 2006 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha notificato a Eni il provvedimento finale di chiusura del procedimento istruttorio avviato nel febbraio 2005 per accertare l'eventuale sussistenza di un abuso di posizione dominante. I fatti che avevano portato all'avvio dell'istruttoria si riferivano ai comportamenti della Trans Tunisian Pipeline Co Ltd (TTPC), interamente posseduta da Eni, che considerò risolti di diritto i contratti di trasporto *ship-or-pay* stipulati il 31 marzo 2003 con quattro *shipper* aggiudicatari di nuova capacità sul gasdotto TTPC per il mancato avverarsi delle condizioni sospensive, ritenendo perciò di non dover procedere al prospettato potenziamento del gasdotto medesimo entro il 2007.

Nel gennaio 2006 Eni ha proposto, nell'ambito del procedimento, l'adozione di misure pro-concorrenziali, a mitigazione degli effetti dell'asserito abuso di posizione dominante, tra cui in particolare il potenziamento del gasdotto TTPC (Tunisia) per l'importazione in Italia del gas naturale algerino: 3,2 miliardi metri cubi/anno dal 1° aprile 2008 e per ulteriori 3,3 miliardi metri cubi/anno dal 1° ottobre 2008.

Con il provvedimento notificato il 15 febbraio 2006 l'Autorità ha deliberato che la condotta posta in essere da Eni SpA, tramite la propria controllata TTPC, costituisce abuso di posizione dominante ai sensi dell'articolo 82 del Trattato UE. L'Autorità ha pertanto inflitto a Eni una sanzione amministrativa. L'entità di tale sanzione è stata ridotta da 390 milioni a 290 milioni di euro in considerazione dell'impegno della società di attuare le misure pro-concorrenziali proposte secondo gli impegni assunti.

La società intende presentare ricorso avverso il provvedimento dell'Autorità avanti al Tribunale Amministrativo del Lazio.

Determinazione del prezzo di riferimento per i clienti non idonei alla data del 31 dicembre 2002 - delibera n. 248/2004 e delibera n. 298/2005 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

L'Autorità per l'energia elettrica ed il gas con delibera n. 248 del 29 dicembre 2004 ha inteso modificare la disciplina di aggiornamento della componente materia prima prevista dalla delibera dell'Autorità n. 195/2002 relativa alle tariffe praticate ai clienti finali che alla data del 31 dicembre 2002 erano qualificati, ai sensi del D.Lgs. 164/2000, come clienti non idonei. Le modifiche introdotte sono le seguenti: (i) variazioni della componente materia prima, ridotte a un valore pari al 75%, qualora le quotazioni del Brent ricadano al di fuori dell'intervallo 20-35 dollari/barile; (ii) modifica del peso relativo dei tre prodotti che compongono l'indice di riferimento dei prezzi dell'energia le cui variazioni – qualora superiori o inferiori del 5% rispetto allo stesso indice del periodo precedente – determinano l'adeguamento del costo della materia prima; (iii) ingresso nell'indice di riferimento del greggio Brent in sostituzione di uno dei tre prodotti che compongono l'indice (un *pool* di greggi); (iv) la riduzione del valore del corrispettivo variabile di commercializzazione all'ingrosso dei venditori nella misura di 0,26 centesimi di euro/metro cubo al fine di incentivare nei contratti di importazione del gas la negoziazione di prezzi coerenti con il prezzo medio europeo a partire dal 1° ottobre 2005. Inoltre, la delibera 248/2004 impone ai venditori che forniscono gas a grossisti in virtù di contratti che non prevedono clausole di aggiornamento o revisione dei prezzi in caso di modifiche nella disciplina di aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura, l'obbligo di offrire a tali soggetti nuove condizioni economiche di fornitura coerenti con le modalità di aggiornamento introdotte con la delibera in oggetto.

Eni, così come molti altri operatori e associazioni di categoria, ha presentato ricorso al giudice amministrativo avverso la delibera 248/2004 ritenendola illegittima. Con sentenza n. 3711 depositata il 6 ottobre 2005 il TAR per la Lombardia ha annullato la delibera 248/2004 nei confron-

ti di Eni. L'Autorità ha proposto appello contro la predetta sentenza, chiedendone la sospensione; l'udienza per la discussione della sospensione è fissata al 4 aprile 2006. Il 21 marzo 2006 sono state discusse nel merito di fronte al Consiglio di Stato le sentenze di identico contenuto del TAR per la Lombardia pronunciate nei confronti di Anigas e di Hera Trading SpA (sentenza sospesa dal Consiglio di Stato con ordinanza n. 4921 del 14 ottobre 2005). Eni è intervenuta ad adiuvandum nell'appello davanti al Consiglio di Stato sulla sentenza Hera Trading. Con dispositivo in data 21 marzo 2006, il Consiglio di Stato ha accolto l'appello sulla sentenza Hera Trading. Con dispositivo in pari data è stato dichiarato improcedibile l'appello principale sulla sentenza Anigas, rimettendo all'esame dell'Adunanza Plenaria del Consiglio di Stato l'appello proposto da Adiconsum intervenuta nel giudizio.

L'Autorità il 29 dicembre 2005 ha pubblicato la delibera n. 298/2005 con la quale ha disposto l'aggiornamento delle condizioni economiche di fornitura per il trimestre gennaio-marzo 2006 sulla base dei criteri contenuti nella delibera 248/2004 in forza della sospensiva ottenuta sulla sentenza Hera Trading. Avverso tale provvedimento Eni ha presentato ricorso davanti al TAR per la Lombardia per ottenerne l'annullamento previa sospensiva. Con ordinanza n. 255 del 31 gennaio 2006 il TAR per la Lombardia ha sospeso nei confronti di Eni SpA la delibera 298/2005, in attesa della decisione del Consiglio di Stato sul ricorso avverso la delibera 248/2004. Analoghe ordinanze di sospensione sono state pronunciate sui ricorsi di tutti gli altri operatori che hanno impugnato la delibera. Il 28 febbraio il Consiglio di Stato, con ordinanza 1076/2006, ha accolto il ricorso dell'Autorità e ha riformato l'ordinanza di sospensione resa nei confronti di uno degli operatori (la Soenergy SpA).

Richieste di informazioni sui prezzi

- Istruttoria dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Con delibera n. 107/2005 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha avviato un'istruttoria per l'irrogazione di una sanzione amministrativa nei confronti di Eni SpA e di altri operatori del settore importatori di gas naturale, ai sensi della legge 481/1995 (legge istitutiva dell'Autorità), per inottemperanza alla deliberazione 27 ottobre 2004 n. 188 che richiedeva la trasmissione all'Autorità di informazioni, tra le quali in particolare: (i) date e controparte di ciascun contratto di importazione; (ii) prezzi base di acquisto FOB; (iii) le formule di aggiornamento dei prezzi di acquisto; (iv) relativamente al periodo ottobre 2002-settembre 2004, per ogni contratto di importazione i prezzi medi di acquisto FOB e i volumi acquistati su base mensile.

Contro la delibera 188/2004 Eni ha proposto ricorso avanti al TAR per la Lombardia che, con sentenza del 22 marzo 2005, ha annullato la delibera 188/2004 nella parte in cui chiedeva di comunicare data di attivazione e fornitore di ciascun contratto, nonché il prezzo base di acquisto FOB. Con lettera del 14 maggio 2005, Eni ha quindi trasmesso all'Autorità le informazioni chieste ai sensi della delibera 188/2004 per quanto non annullata dal giudice amministrativo con la predetta sentenza. In particolare, Eni non ha fornito i prezzi FOB e i volumi di acquisto su base mensile, al fine di non consentire il calcolo, per induzione, del prezzo base di acquisto FOB che, in base alla decisione del TAR, Eni non è tenuta a fornire. Con la delibera 107/2005 in oggetto l'Autorità ha ritenuto le informazioni trasmesse da Eni, con la citata lettera del 14 maggio 2005, non sufficienti a ottemperare alla delibera 188/2004 e ha aperto un'istruttoria che è anco-

ra in corso. La legge 481/1995 prevede che in caso di inosservanza dei propri provvedimenti, l'Autorità possa irrogare sanzioni pecuniarie comprese tra un minimo di 25 mila e un massimo di 150 milioni di euro. Con atto di appello notificato nel mese di dicembre 2005, l'Autorità ha impugnato al Consiglio di Stato la sentenza del TAR per la Lombardia relativa alla delibera 188/2004, chiedendone la riforma, onde ottenere esplicitamente anche il prezzo FOB. Eni si è costituita nel giudizio di appello, presentando appello incidentale. Si è in attesa della fissazione dell'udienza di discussione.

Istruttoria dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas sui comportamenti posti in essere dagli operatori nel mercato della vendita di gas naturale ai clienti finali

Con delibera 28 ottobre 2005, n. 225, l'Autorità ha avviato un'istruttoria conoscitiva sul comportamento commerciale posto in essere dalle società esercenti attività di vendita di gas naturale ai clienti finali nell'acquisizione di nuovi clienti o nella riacquisizione di clienti trasferiti ad altro venditore, nonché sull'esistenza di barriere poste in essere dai distributori che ostacolano l'uscita del cliente finale o l'entrata di un operatore concorrente della società di vendita societariamente collegata o controllata. L'istruttoria ha lo scopo di verificare i presupposti per l'eventuale adozione di interventi di competenza dell'Autorità. Il termine per la conclusione dell'istruttoria è fissato al 31 luglio 2006.

Eni SpA - GNL Italia SpA

Il 18 novembre 2005 l'Autorità garante della concorrenza e del mercato ha notificato a Eni e alla controllata GNL Italia l'avvio del procedimento istruttorio, ai sensi dell'articolo 14 della legge 287/1990, per accertare l'eventuale sussistenza di un abuso di posizione dominante. I fatti che hanno portato all'avvio dell'istruttoria sono relativi all'assegnazione e all'utilizzo dell'intera capacità continua di rigassificazione presso il terminale di Panigaglia (di GNL Italia), in relazione agli anni termici 2002-2003 e 2003-2004 e risalgono a un'istruttoria avviata dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas e conclusasi con una segnalazione all'Autorità garante della concorrenza e del mercato. Il termine per la chiusura dell'istruttoria è fissato al 31 ottobre 2006.

Delibera n. 137/2002 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas - Accesso al servizio di trasporto e Codice di rete di Snam Rete Gas

L'Autorità con la delibera n. 137/2002 ha stabilito i criteri di accesso al sistema nazionale di gasdotti e in particolare le priorità di accesso. Avverso tale delibera Eni ha presen-

tato ricorso al TAR per la Lombardia che con sentenza del dicembre 2004 ha parzialmente accolto il ricorso presentato da Eni. L'Autorità ha impugnato la sentenza avanti al Consiglio di Stato con atto notificato a Eni il 19 febbraio 2004, si è in attesa della fissazione dell'udienza.

Istruttoria dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas in relazione all'utilizzo delle capacità di stoccaggio conferite per gli anni di stoccaggio 2004-2005 e 2005-2006

Con delibera 23 febbraio 2006, n. 37, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha avviato nei confronti di alcuni esercenti l'attività di vendita del gas, tra cui Eni SpA, un'istruttoria per l'eventuale irrogazione di sanzioni amministrative pecuniarie in relazione all'utilizzo delle capacità di stoccaggio conferite per gli anni di stoccaggio 2004-2005 e 2005-2006.

Per l'anno termico di stoccaggio 2004-2005 e per il periodo 1° ottobre 2005-31 dicembre 2005 dell'anno termico 2005-2006 l'Autorità ipotizza, in particolare, un utilizzo del servizio di stoccaggio di modulazione caratterizzato da un prelievo superiore ai quantitativi che, in ragione dell'effettivo andamento climatico, sarebbero stati necessari per soddisfare le esigenze per le quali l'impresa di stoccaggio ha riconosciuto priorità nel conferimento della capacità di stoccaggio.

Decreto legislativo n. 164/2000

Il decreto legislativo n. 164/2000 impone, fino al 31 dicembre 2010, limiti dimensionali a tutti gli operatori del mercato del gas naturale commisurati a una percentuale dei consumi nazionali fissata rispettivamente: (i) al 75%, a decorrere dal 1° gennaio 2002, per le immissioni di gas nella rete nazionale di gasdotti sia di importazione sia di produzione nazionale ai fini della vendita; la percentuale si riduce annualmente di 2 punti percentuali a partire dal 2003 fino a raggiungere il 61% nel 2009; (ii) al 50%, a decorrere dal 1° gennaio 2003, per le vendite ai clienti finali. Le percentuali sono calcolate al netto della quota di autoconsumo di gas naturale e, per le vendite, anche delle perdite di sistema. Il decreto prevede un meccanismo di verifica triennale del rispetto dei tetti. La verifica è effettuata di anno in anno dall'Autorità garante della concorrenza e del mercato confrontando la media triennale della percentuale consentita dal decreto con quella effettivamente conseguita da ciascun operatore. Il 2005 chiude il secondo triennio di regolamentazione delle immissioni in rete, nel quale la percentuale media consentita è pari al 71% dei consumi nazionali di gas naturale, e il primo triennio di regolamentazione delle vendite ai clienti finali. La presenza di Eni nel mercato italiano è risultata entro i detti limiti.

Attività di trasporto

Delibera n. 166/2005

dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas

Con delibera 29 luglio 2005, n. 166 l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha approvato i criteri per la definizione delle tariffe di trasporto del gas naturale sulla rete nazionale e regionale dei gasdotti per il secondo periodo regolatorio di quattro anni termici (1° ottobre 2005-30 settembre 2009). Il nuovo impianto tariffario conferma l'articolazione della tariffa di trasporto nelle due componenti *capacity* e *commodity* nel rapporto 70/30 e il modello tariffario *entry-exit* per la determinazione del corrispettivo *capacity* sulla rete nazionale di gasdotti già presenti nel precedente regime tariffario stabilito dalla delibera 120/2001.

Le principali novità del nuovo regime tariffario sono:

- la riduzione del tasso di remunerazione del capitale investito dal 7,94% al 6,7% pre-tasse;
- il riconoscimento di incentivi ai nuovi investimenti. Nel precedente regime tariffario la remunerazione riconosciuta agli investimenti di estensione e di incremento della capacità era pari al 7,47% applicato per un solo anno al fine del calcolo della componente *capacity* della tariffa di trasporto e nella misura del 4,98% applicato per sei anni al fine del calcolo della componente *commodity*. Il nuovo regime tariffario prevede che i nuovi investimenti siano remunerati a un tasso di remunerazione del capitale che, rispetto a quello riconosciuto al capitale esistente, risulta maggiorato di una componente aggiuntiva, differenziata in funzione della tipologia dell'investimento. Tale remunerazione aggiuntiva varia da un minimo dell'1% per gli investimenti destinati alla sicurezza che non comportano incrementi di capacità, applicato per 5 anni, a un massimo del 3% per gli inve-

stimenti che aumentano la capacità in corrispondenza dei punti d'ingresso al sistema nazionale di trasporto, applicato per 15 anni. La remunerazione aggiuntiva sui nuovi investimenti contribuisce alla determinazione del vincolo sui ricavi al fine del calcolo della componente *capacity* della tariffa di trasporto e pertanto non è influenzata dalla variazione dei volumi trasportati;

- l'aggiornamento tramite *price cap* della parte del vincolo sui ricavi riconducibile ai costi operativi e quote di ammortamento (in precedenza era applicato al totale del vincolo) e ricalcolo annuale della parte riconducibile ai costi di capitale. È stato confermato al 2% il tasso annuale prefissato di recupero della produttività che riduce l'effetto della variazione dell'indice Istat dei prezzi al consumo nell'aggiornamento del vincolo dell'anno precedente;
- la riduzione dal 4,5% al 3,5% del tasso annuale prefissato di variazione del recupero di produttività al fine dell'aggiornamento della componente *commodity* della tariffa;
- l'eliminazione dalla tariffa del corrispettivo fisso di abbonamento, sostituito da un corrispettivo per la misura, determinato in modo tale da incentivare l'attività di misura e rilevazione dati;
- sono state confermate le disposizioni delle delibere 5/2005 e 6/2005 che prevedono una riduzione tariffaria in caso di avviamenti (realizzazione/potenziamento di impianti a ciclo combinato per la produzione di energia elettrica) e di prelievi nel periodo fuori punta (dal 1° maggio al 31 ottobre).

Le imprese esercenti l'attività di trasporto di gas naturale sottopongono all'approvazione dell'Autorità le proposte tariffarie formulate nel rispetto dei criteri definiti dalla delibera entro il 31 marzo di ogni anno.

Legge finanziaria per il 2006

La legge 266/2005 (Legge finanziaria 2006) ha prorogato dal 1° luglio 2007 al 31 dicembre 2008 il termine fissato dal D.L. 239/2003 convertito con modificazioni dalla legge 290/2003, che non consente alle società operanti nei settori della produzione, importazione, distribuzione e vendita di gas e di energia elettrica, di detenere, anche attraverso società controllate, quote superiori al 20% del capitale di società che sono proprietarie e che gestiscono reti nazionali di trasporto di gas naturale e di energia elettrica. Al 31 dicembre 2005 Eni possiede il 50,05% del capitale sociale di Snam Rete Gas.

Nuovi criteri fiscali per la determinazione degli ammortamenti delle imprese operanti nel trasporto e nella distribuzione del gas naturale

I criteri per la determinazione della quota annua di ammortamento deducibile ai fini delle imposte sul reddito delle immobilizzazioni materiali utilizzate per l'esercizio dell'attività di distribuzione e trasporto di gas naturale sono stati modificati per l'esercizio 2005 e per gli esercizi successivi rispettivamente dal decreto legge 30 settembre 2005, n. 203, convertito nella legge 2 dicembre 2005, n. 248, e dalla legge 23 dicembre 2005, n. 266 (Legge finanziaria 2006). Per effetto di tali modifiche, la quota annua di ammortamento di queste immobilizzazioni, prima calcolata sulla base dei coefficienti previsti dal decreto del Ministro delle finanze del 31 dicembre 1988, si determina ora dividendo il costo al lordo del fondo di ammortamento per gli anni di vita utile determinati dall'Autorità per l'energia elettrica e il gas e riducendo il risultato così ottenuto del 20%. L'allungamento della vita fiscale comporta l'anticipazione del pagamento delle imposte correlate al rinvio nel tempo della deducibilità degli ammortamenti senza produrre impatti sul conto economico delle società del Gruppo interessate (principalmente Snam Rete Gas e Italgas), salvo gli oneri finanziari connessi a tale anticipazione.

Attività di distribuzione**Modifica delibera 237/2000 e nuovi criteri tariffari**

La delibera 25 giugno 2004 n. 104 ha modificato la delibera 237/2000 prorogando al 30 settembre 2004 il termine di durata del primo periodo di regolazione dell'attività di distribuzione del gas e di validità delle opzioni tariffarie base approvate dall'Autorità per l'anno termico 2004.

Con la delibera 29 settembre 2004 n. 170, l'Autorità ha definito le tariffe di distribuzione del gas per il periodo regolatorio 1° ottobre 2004-30 settembre 2008, fissando al 7,5% il tasso di remunerazione del capitale investi-

to delle imprese di distribuzione (contro l'8,8% del precedente periodo di regolazione). Il tasso di recupero della produttività – una delle componenti del meccanismo annuale di aggiornamento delle tariffe – è pari al 5% dei costi di gestione e di ammortamento (in luogo del 3% applicato ai costi complessivi dell'attività nel precedente sistema tariffario).

I Comuni possono chiedere un contributo nel limite dell'1% dei ricavi delle imprese di distribuzione destinato alla copertura dei costi di fornitura sostenuti da particolari categorie di clienti.

Su ricorso di alcune società di distribuzione, il 16 febbraio 2005 il Tribunale Amministrativo Regionale per la Lombardia (TAR) ha annullato la delibera n. 170/2004 nella parte in cui definisce criteri che: (i) non prevedono che il vincolo sui ricavi di distribuzione per il secondo periodo di regolazione sia calcolato tenendo conto degli investimenti che sono stati, e che saranno, effettuati dalle imprese successivamente a quelli considerati per l'approvazione del vincolo relativo all'anno termico 2003-2004; (ii) prevedono, ai fini dell'aggiornamento del vincolo sui ricavi, una percentuale di recupero di produttività costante per l'intera durata del periodo regolatorio. L'Autorità ha fatto ricorso con urgenza al Consiglio di Stato che, con decisione sul merito, ha confermato la predetta sentenza del TAR per la Lombardia.

In ottemperanza della predetta sentenza del TAR del febbraio 2005, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas: (i) con la delibera 21 giugno 2005 n. 122 ha integrato e modificato la delibera n. 170/2004 definendo nuove modalità di determinazione delle tariffe di distribuzione che tengono conto degli investimenti effettuati dalle imprese di distribuzione; (ii) con la delibera 3 agosto 2005 n. 171/2005 ha definito le modalità applicative del regime individuale di cui alle delibere n. 170/2004 e n. 173/2004.

Attività di rigassificazione**Delibera n. 197/2005 dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas (tariffe di rigassificazione)**

Con delibera n. 197/2005, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas ha rigettato la proposta tariffaria presentata dalla società GNL Italia SpA per il servizio di rigassificazione del GNL del terminale di Panigaglia, relativa all'anno termico 1° ottobre 2005-30 settembre 2006. L'Autorità ha determinato d'ufficio le tariffe asserendo l'incoerenza della proposta tariffaria di GNL Italia SpA con i criteri fissati dalla delibera 178/2005. Avverso tale delibera, GNL Italia SpA, nel dicembre 2005, ha presentato ricorso amministrativo avanti al TAR per la Lombardia.

La tariffa per il servizio di rigassificazione, sia esso continuativo o su base *spot*, include un "corrispettivo unitario di impegno" associato alle capacità di rigassificazione

impegnate contrattualmente, un "corrispettivo unitario" associato ai volumi trattati e due corrispettivi specifici associati all'energia associata ai gas rigassificati. Il corrispettivo di impegno del servizio di rigassificazione su base *spot* è scontato del 30% rispetto a quello su base continuativa.

ENERGIA ELETTRICA

Il *business* dell'energia elettrica è svolto da EniPower e sue società controllate che possiedono le centrali elettriche situate presso i siti di Ferrara Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi e Ferrara con una potenza installata al 31 dicembre 2005 di 4,5 gigawatt (+1,3 gigawatt rispetto al 2004).

Eni sta completando il programma di espansione della capacità di generazione di energia elettrica con l'obiettivo di raggiungere entro il 2009 una potenza in esercizio di 5,5 gigawatt con una produzione dal 2008 di 30 terawattora, corrispondenti a oltre il 10% della produzione di energia elettrica prevista in Italia. Gli investimenti programmati ammontano a circa 2,4 miliardi di euro, di cui circa 1,8 già realizzati.

I nuovi impianti utilizzano la tecnologia del ciclo combinato a gas naturale (CCGT) che consente di ottenere elevati livelli di efficienza e un basso impatto ambientale. L'EniPower stima che a parità di energia (elettricità e calore) prodotta, l'adozione della tecnologia CCGT su una produzione di 30 terawattora consentirà di ridurre le emissioni di anidride carbonica di circa 11 milioni di tonnellate rispetto alle emissioni di centrali termoelettriche convenzionali.

Il programma di sviluppo è stato completato con esclusione della centrale di Ferrara (Eni 51%) dove in *partnership* con la società EGL AG (Svizzera), è stata avviata la realizzazione di due nuovi cicli combinati da 390 megawatt ciascuno che porteranno la capacità installata della centrale di Ferrara a 840 megawatt. L'entrata in esercizio è prevista nel 2007.

Nel 2005 la produzione venduta di energia elettrica (22,8 terawattora) è aumentata di 8,9 terawattora rispetto al 2004, pari al 64,4%, essenzialmente a seguito

dell'entrata in esercizio dei nuovi gruppi di potenza delle centrali di Mantova (+3,9 terawattora) e di Brindisi (+1,9 terawattora), nonché della piena marcia commerciale delle centrali di Ravenna (+1,6 terawattora) e di Ferrara Erbognone (+1,1 terawattora). Inoltre sono stati acquistati 4,8 terawattora da terzi in Italia e all'estero. Le vendite di vapore (10,7 milioni di tonnellate) sono aumentate di 620 mila tonnellate rispetto al 2004, pari al 6,2%. Le vendite sono ripartite come segue: 57% a clienti finali, 28% Borsa dell'elettricità, 8% GRTN/Terna (per contratti CIP 6/92 e sbilanciamenti in immissione) e 7% grossisti. Tutto il vapore è stato venduto a clienti utilizzatori finali.

Investimenti tecnici

Nel 2005 gli investimenti tecnici del settore Gas & Power (1.152 milioni di euro; 1.451 milioni di euro nel 2004) riguardano in particolare: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto del gas naturale in Italia (643 milioni di euro); (ii) la prosecuzione del programma di espansione della capacità di generazione di energia elettrica (239 milioni di euro); (iii) l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione in Italia (182 milioni di euro); (iv) lo sviluppo della rete di trasporto estero (48 milioni di euro). La riduzione di 299 milioni di euro rispetto al 2004, pari al 20,6%, è conseguente al completamento del progetto Greenstream e alla finalizzazione del programma di espansione della capacità di generazione elettrica.

		2003	2004	2005	Var. ass.	Var. %
Acquisti						
Gas naturale	(milioni di metri cubi)	940	2.617	4.384	1.767	67,5
Altri combustibili	(migliaia di tep)	847	695	563	(132)	(19,0)
Vendite						
Produzione venduta di energia elettrica	(terawattora)	5,55	13,85	22,77	8,92	64,4
Trading di energia elettrica	(terawattora)	3,10	3,10	4,79	1,69	54,5
Vapore	(migliaia di tonnellate)	9.303	10.040	10.660	620	6,2

Refining & Marketing

	(milioni di euro)	2004	2005
Ricavi ⁽¹⁾		26.089	33.732
Utile operativo		1.080	1.857
Utile operativo a valori correnti		687	793
Utile operativo <i>adjusted</i>		923	1.214
Investimenti tecnici		693	656
Dipendenti a fine periodo	(numero)	9.224	8.894

(1) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

› In un contesto di mercato caratterizzato dal calo dei consumi nazionali di carburanti, la quota di mercato della rete a marchio Agip è aumentata di 0,2 punti percentuali (dal 29,5 al 29,7%) per effetto del maggiore livello di efficienza della rete, anche in relazione al successo dell'iniziativa promozionale "Club Fai da Te" che al 31 dicembre 2005 ha 3,8 milioni di aderenti

› È stata venduta la partecipazione totalitaria nella società Italiana Petroli SpA, attiva nella distribuzione di carburanti sul mercato nazionale attraverso una rete di stazioni di servizio convenzionata con il marchio IP

› Nonostante la flessione dei consumi, le vendite di carburanti sulla rete nel resto d'Europa (3,67 milioni di tonnellate) sono aumentate del 6% per effetto della strategia di sviluppo selettivo attuata in mercati con interessanti opportunità di crescita dove Eni ha fatto leva sulla notorietà del marchio e sulla vicinanza delle proprie strutture produttive e logistiche