

ta nell'ambito dell'operazione Burren. La produzione è venduta alla società di Stato del Paese.

Indonesia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas di Jangkrik localizzata nel Blocco Muara Bakau (Eni 55%) nell'*offshore* dell'Isola del Borneo.

Sono allo studio importanti progetti di sviluppo delle scoperte a olio e gas del permesso di Bukat (Eni 66,25%, operatore) e delle cinque scoperte a gas localizzate nell'area del Kutei Deep Water Basin (Eni 20%). Le altre attività dell'anno hanno riguardato la presentazione alle competenti autorità del piano di sviluppo del giacimento di Jau localizzato nel Blocco Krueng Mane (Eni 75%) nell'*offshore* dell'isola di Sumatra.

Nel novembre 2009, Eni si è aggiudicata una quota di partecipazione del 37,8% nel PSC di Sanga Sanga relativo al *coal-bed methane* (CBM). Il contratto regola i diritti di esplorazione, sviluppo e produzione di gas da livelli superficiali di carbone da un'area contrattuale che coincide con quella coperta dal PSC di Sanga Sanga per lo sfruttamento di idrocarburi convenzionali. In caso di esito positivo dell'attività esplorativa, con avvio atteso nel 2010, sarà possibile sfruttare le importanti sinergie con gli impianti di produzione e trattamento esistenti, oltre che alimentare l'esistente impianto di liquefazione di gas naturale di Bontang e Sanga Sanga.

Iraq Il 22 gennaio 2010 Eni, capofila con il 32,8% di un consorzio di compagnie internazionali, e le compagnie di stato irachene South Oil Company e Missan Oil Company, hanno ratificato il *Technical Service Contract* per lo sviluppo del giacimento di Zubair, offerto in gara pubblica il 30 giugno 2009. Lo sviluppo, della durata di 20 anni estendibili per ulteriori 5, prevede il raggiungimento progressivo del *target* di produzione di 1,2 milioni di barili/giorno nel corso dei prossimi sei anni. Il contratto prevede che il consorzio riceverà una *remuneration fee* calcolata sulla produzione incrementale una volta raggiunto un aumento produttivo del 10% rispetto al livello di produzione corrente, pari a circa 180 mila barili/giorno. Le spese sostenute dal consorzio saranno recuperate attraverso un meccanismo di *cost recovery* dal valore della produzione del campo.

Iran Nel 2009 sono iniziate le attività di *commissioning* e *start-up* degli impianti di Darquain, unica attività ancora condotta da Eni nel Paese, in preparazione del formale *hand over* ai *partner* locali.

Pakistan L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con scoperte nelle aree di Badhra (Eni 40%, operatore), Kadanwari (Eni 18%, operatore) e Miano (Eni 15%). L'avvio produttivo delle recenti scoperte ha beneficiato delle sinergie con le *facility* produttive presenti nell'area.

Le attività di sviluppo dell'anno hanno riguardato: (i) il giacimento Bhit (Eni 40%, operatore), ove è in fase di realizzazione l'installazione di un sistema di compressione per il mantenimento degli attuali livelli produttivi; (ii) il giacimento Sawan (Eni 23,68%), dove è in corso la realizzazione di un sistema di compressione; (iii) il permesso di Zamzama (Eni 17,75%), dove sono stati eseguiti interventi sulla terza linea di trattamento per la produzione del gas ad alto potere calorifico (HVC) per aumentare l'efficienza. Inoltre, nel corso dell'anno sono stati realizzati interventi di ottimizzazione della produzione, in particolare su Bhit, Sawan e Kadanwari, attraverso la perforazione di pozzi addizionali.

Russia Nel settembre 2009 Eni ed Enel *partner* al 60%-40% rispettivamente nella società OOO SeverEnergia hanno perfezionato la cessione del 51% della *joint venture* a Gazprom, in forza dell'esercizio della *call option* da parte della società russa. Il corrispettivo della cessione di 940 milioni di dollari in quota Eni è stato incassato per il 25% alla *transaction date* e per il restante 75% il 31 marzo 2010. Il conto economico dell'esercizio ha beneficiato del provento di 100 milioni di euro relativo alla remunerazione pattuita contrattualmente nella misura del 9,4% sul capitale investito inizialmente all'atto dell'acquisizione della *joint venture* il 4 aprile 2007. I tre *partner* hanno confermato l'impegno a produrre il primo gas del progetto Samburskoye entro giugno 2011 e a raggiungere il *plateau* produttivo di 150 mila boe/giorno entro 2 anni.

Nell'aprile 2009 Gazprom ha esercitato l'opzione di acquisto del 20% di OAO Gazprom Neft posseduto da Eni sulla base degli accordi contrattuali in essere tra i due *partner*. Il prezzo di esercizio dell'opzione incassato da Eni il 24 aprile pari a 3.070 milioni di euro corrisponde al prezzo di aggiudicazione in asta (3,7 miliardi di dollari), nell'ambito della liquidazione della società russa Yukos, detratti i dividendi distribuiti e aumentato della remunerazione finanziaria prevista contrattualmente nella misura del 9,4% annuo maturata fino alla data di pagamento e dei costi accessori di finanziamento. Nella stessa occasione Eni e Gazprom hanno firmato nuovi accordi di collaborazione per l'avvio di programmi di sviluppo nel settore energetico in Russia e all'estero.

AMERICA

Stati Uniti L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: (i) nel Blocco *offshore* Green Canyon 859 (Eni 12,5%), con la scoperta a petrolio e gas di Heidelberg-1; (ii) nel Blocco Keathley Canyon 919 (Eni 25%), con la scoperta a petrolio e gas di Hadrian West.

Nel maggio 2009 Eni ha firmato un'alleanza strategica con Quicksilver Resources Inc., compagnia indipendente

americana, per l'acquisto della quota del 27,5% nell'area Alliance, nel bacino di Fort Worth nel Texas. L'operazione, del valore complessivo di 280 milioni di dollari, comprende asset con produzione di gas da argille (*gas shale*⁹) e riserve recuperabili pari a 40 milioni di barili. La produzione è prevista raggiungere il *plateau* di circa 10 mila boe/giorno in quota Eni nel 2011.



Stati Uniti (Golfo del Messico) - piattaforma di produzione di Allegheny.

Nel 2009 è stata avviata la produzione di: (i) Thunderhawk (Eni 25%), attraverso la perforazione di pozzi sottomarini collegati a un'unità di produzione semisommersibile con una capacità di trattamento di 45 mila barili/giorno di petrolio e circa 2 milioni di metri cubi/giorno di gas; (ii) Longhorn (Eni 75%), attraverso la perforazione di pozzi sottomarini e l'installazione di una piattaforma con una capacità di trattamento di circa 7 milioni di metri cubi/giorno; (iii) Leo (Eni 75%), attraverso il collegamento alle *facility* di produzione di Longhorn.

È stato sanzionato il programma di sviluppo della scoperta Appaloosa (Eni 100%), in sinergia con le *facility* di Longhorn. L'avvio della produzione è atteso nel 2010, con un picco produttivo di circa 1,5 mila boe/giorno.

Le altre attività in corso riguardano essenzialmente il proseguimento del progetto della scoperta di petrolio Nikaitchuq (Eni operatore con il 100%), situato nel North Slope, in Alaska. Lo sviluppo avverrà per fasi con avvio atteso ad inizio 2011 con un picco di 28 mila barili/giorno.

Trinidad e Tobago Il principale progetto in corso riguarda lo sviluppo dei giacimenti Poinsettia, Bougainvillea e Heliconia nel Blocco North Coast Marine Area 1 (Eni 17,4%).

Il progetto prevede l'installazione di una piattaforma produttiva su Poinsettia e il collegamento alle *facility* di trattamento su Hibiscus, di cui è stato realizzato l'*upgrading*. Lo sviluppo di Heliconia e Bougainvillea è in corso con le attività di perforazione, con *start-up* atteso nel 2010. Lo *start-up* produttivo di Poinsettia è avvenuto come previsto nell'anno.

Venezuela L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la grande scoperta a gas di Perla, localizzata nel blocco Cardon IV (Eni 50%), nel Golfo del Venezuela, che ha erogato in fase di test circa 600.000 metri cubi/giorno (pari a circa 3.700 boe/giorno). Il giacimento si stima possa contenere risorse potenziali superiori a 160 miliardi di metri cubi di gas (pari a 1 miliardo di barili di petrolio equivalente).

Il 26 gennaio 2010 Eni e la società di Stato venezuelana PDVSA hanno siglato un accordo per lo sviluppo congiunto del giacimento *giant* a olio pesante Junin 5, nella Faja dell'Orinoco, che contiene riserve *in place* certificate di 35 miliardi di barili. La produzione è prevista in avvio nel 2013 con un *plateau* produttivo nella prima fase di 75 mila barili/giorno al 100%, e un *plateau* di lungo termine di 240 mila barili/giorno. L'accordo, che sarà sottoposto alle necessarie ratifiche entro la prima metà del 2010, prevede la costituzione di un'*Empresa Mixta* (Eni 40%, PDVSA 60%) con il contestuale pagamento da parte di Eni di un *bonus* di 300 milioni di dollari. Ulteriori 346 milioni di dollari saranno corrisposti al raggiungimento di tappe definite del progetto. L'accordo prevede inoltre la possibilità di impiego di tecnologia Eni di idrogenazione per la conversione degli oli pesanti. Nell'ambito dell'accordo Eni presenterà un progetto per la costruzione di una centrale elettrica nella penisola di Guiria.

AUSTRALIA E OCEANIA

Australia Nel corso dell'anno è stato avviato il giacimento a gas Blacktip (Eni 100%), localizzato nell'*offshore* nord occidentale nel Southern Bonaparte Basin. Lo sfruttamento del giacimento avviene tramite una piattaforma di produzione collegata attraverso una *pipeline* della lunghezza di 108 chilometri a un impianto *onshore* di trattamento del gas. Il gas è fornito alla società australiana Power & Water Utility Co per l'alimentazione di una centrale di generazione elettrica sulla base di un contratto della durata di 25 anni. Il picco produttivo di 740 milioni di metri cubi/anno è atteso nel 2010.

È in fase di realizzazione un'ulteriore fase di sviluppo (fase 2) del giacimento Bayu Undan (Eni 10,99%), con l'obiettivo di incrementare la produzione di liquidi associati e mantenere l'attuale profilo produttivo gas del giacimento.

(9) Il *gas shale* è rappresentato da un accumulo continuo di gas naturale in formazioni rocciose essenzialmente di natura argillosa.

Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (9.486 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (7.478 milioni di euro), realizzati prevalentemente all'estero, in particolare in Kazakhstan, Stati Uniti, Egitto, Congo e Angola. In Italia, gli investimenti di sviluppo hanno riguardato in particolare il proseguimento del programma di perforazione pozzi di sviluppo e completamento in Val d'Agri, nonché interventi di *sidetrack* e di *infilling* nelle aree mature. Gli investimenti di ricerca esplorativa hanno riguardato per il 97% le attività all'estero, in particolare Stati Uniti, Libia, Egitto, Norvegia e Angola. Le attività di

ricerca in Italia hanno riguardato essenzialmente l'area della Sicilia *offshore*.

L'acquisto di riserve *proved* e *unproved* ha riguardato essenzialmente l'acquisizione del 27,5% degli asset della Quicksilver Resources Inc. e l'estensione della durata dei titoli minerari in Egitto a seguito dell'accordo siglato nel maggio 2009.

Nel 2009 gli investimenti tecnici aumentano di 205 milioni di euro rispetto al 2008 (+2,2%) per effetto della maggiore attività di sviluppo in Congo, Algeria, Nigeria, Kazakhstan, Italia, Australia e India.

Investimenti tecnici	(milioni di euro)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Acquisto di riserve <i>proved</i> e <i>unproved</i>		96	836	697	(139)	(16,6)
Africa Settentrionale		11	626	351		
Africa Occidentale			210	73		
Resto dell'Asia				94		
America		85		179		
Esplorazione		1.659	1.918	1.228	(690)	(36,0)
Italia		104	135	40	(95)	(70,4)
Resto d'Europa		195	227	113	(114)	(50,2)
Africa Settentrionale		373	379	317	(62)	(16,4)
Africa Occidentale		246	485	284	(201)	(41,4)
Kazakhstan		36	16	20	4	25,0
Resto dell'Asia		162	187	159	(28)	(15,0)
America		505	441	243	(198)	(44,9)
Australia e Oceania		38	48	52	4	8,3
Sviluppo		4.643	6.429	7.478	1.049	16,3
Italia		461	570	689	119	20,9
Resto d'Europa		429	598	673	75	12,5
Africa Settentrionale		948	1.246	1.381	135	10,8
Africa Occidentale		1.343	1.717	2.105	388	22,6
Kazakhstan		733	968	1.083	115	11,9
Resto dell'Asia		238	355	406	51	14,4
America		345	655	706	51	7,8
Australia e Oceania		146	320	435	115	35,9
Altro		82	98	83	(15)	(15,3)
		6.480	9.281	9.486	205	2,2

Gas & Power



Principali indicatori di performance ^(a)		2007	2008	2009
Ricavi della gestione caratteristica ^(b)	(milioni di euro)	27.793	37.062	30.447
Utile operativo		4.465	4.030	3.687
Utile operativo <i>adjusted</i>		4.414	3.564	3.901
Mercato		2.284	1.309	1.721
Business regolati Italia		1.685	1.732	1.796
Trasporto internazionale		445	523	384
Utile netto <i>adjusted</i>		3.127	2.648	2.916
EBITDA pro-forma <i>adjusted</i>		5.029	4.310	4.403
Mercato		3.061	2.271	2.392
Business regolati Italia		1.248	1.284	1.345
Trasporto internazionale		720	755	666
Investimenti tecnici		1.511	2.058	1.686
Capitale investito netto <i>adjusted</i> a fine periodo ^(c)		21.364	22.273	25.024
ROACE <i>adjusted</i> ^(c)	(%)	15,2	12,2	12,3
Vendite gas mondo ^(d)	(miliardi di metri cubi)	98,96	104,23	103,72
Vendite di GNL ^(e)		11,7	12,0	12,9
Clienti in Italia	(milioni)	6,61	6,63	6,88
Volumi trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	83,28	85,64	76,90
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	33,19	29,93	33,96
Dipendenti a fine periodo	(numero)	11.893	11.692	11.404

(a) A partire dal 1° gennaio 2009, per effetto della ristrutturazione delle attività regolate Eni nel settore del gas Italia, i risultati della Stoccaggi Gas Italia confluiscono nel settore Gas & Power nel raggruppamento "Business regolati Italia" che quindi dalla stessa data comprende le seguenti attività: trasporto, distribuzione, rigassificazione e stoccaggio del gas. I periodi di confronto sono stati coerentemente riclassificati. Inoltre l'entità "Mercato" include l'attività della Generazione elettrica in quanto ancillare all'attività "Mercato".

(b) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(c) Per la definizione e la metodologia di calcolo si veda di seguito il paragrafo "Return On Average Capital Employed (ROACE)".

(d) Include le vendite di gas di E&P pari a 6,17 miliardi di metri cubi (5,39 e 6,00 miliardi di metri cubi nel 2007 e 2008) di cui 2,57 miliardi di metri cubi in Europa (3,59 e 3,36 miliardi di metri cubi nel 2007 e 2008) e 3,60 miliardi di metri cubi nel Golfo del Messico (1,8 e 2,64 miliardi di metri cubi nel 2007 e 2008).

(e) Si riferiscono alle vendite di GNL delle società consolidate e collegate del settore Gas & Power (già incluse nelle vendite gas mondo) e del settore Exploration & Production.

Proposta di impegni nel settore dei gasdotti internazionali alla Commissione Europea

Il 4 febbraio 2010 Eni ha presentato alla Commissione Europea una serie di impegni di carattere strutturale per la dismissione delle partecipazioni detenute nel gasdotto tedesco TENP, in quello svizzero Transigaz e in quello austriaco TAG, previo il consenso dei rispettivi partner. La Commissione Europea ha annunciato che intende sottoporre gli impegni presentati ad un market test, ad esito del quale, qualora la Commissione accettasse gli impegni presentati, si definirebbe un'indagine avviata nel maggio 2006 per presunta violazione della normativa europea sulla concorrenza che ha coinvolto i principali operatori

del settore gas europeo. Eni aveva ricevuto una comunicazione di addebiti da parte della Commissione Europea con la quale si attribuiva alla società la responsabilità di aver limitato, nel periodo 2000-2005, l'accesso da parte di operatori terzi ai gasdotti TAG, TENP e Transigas. Considerata la rilevanza strategica del gasdotto TAG, che attraversa l'Austria trasportando il gas russo in Italia, la relativa partecipazione sarà trasferita a un soggetto controllato dallo Stato italiano. I rimedi negoziati con la Commissione lasciano inalterati i diritti di trasporto di gas contrattualizzati da Eni.

Per maggiori informazioni si veda il paragrafo "Garanzie impegni e rischi" delle note al bilancio consolidato.

Business europeo del gas

- › Nel 2009 è stata completata l'acquisizione di Distrigas con l'OPA obbligatoria sulle azioni di minoranza cui è seguito il *delisting* del titolo Distrigas da Euronext Brussels. L'operazione ha rappresentato per Eni un importante passo avanti nel consolidamento della propria *leadership* nel mercato europeo del gas grazie alle significative sinergie da integrazione.
- › Nonostante il deterioramento della domanda gas, nel 2009 è stata perseguita la strategia di crescita organica all'estero, con un incremento delle quote di mercato sostanzialmente in tutti i mercati *target* europei. Questo fattore, unitamente al pieno contributo di Distrigas, ha determinato un sostanziale riassetto del portafoglio delle vendite gas rispetto al 2008. Nel 2009 infatti le vendite internazionali, di 63,68 miliardi di metri cubi, hanno rappresentato il 61% del totale vendite gas mondo (49% nel 2008).

Riorganizzazione Business Regolati del gas in Italia

- › Nel 2009 è stata attuata la riorganizzazione delle infrastrutture gas attraverso la cessione di Italgas SpA e Stoccaggi Gas Italia SpA (Stogit) a Snam Rete Gas. L'operazione, finalizzata al conseguimento di importanti sinergie strutturali nel settore dei *business* regolati, consentirà ad Eni di valorizzare al meglio le attività di distribuzione e stoccaggio gas e di rafforzare la struttura patrimoniale consolidata.

Partnership strategica con Gazprom

- › La *partnership* strategica tra Eni e Gazprom, primo produttore mondiale di gas, ha raggiunto nel 2009 il suo 40° anno di attività. I due *partner* intendono proseguire nello sviluppo congiunto di progetti nei settori di interesse dell'*upstream* e del mercato gas. In particolare, per quanto riguarda il mercato del gas è stato previsto l'ampliamento dello *scope of work* originario del progetto di realizzazione del gasdotto South Stream, con un incremento della capacità di trasporto della *pipeline* da 31 a 63 miliardi di metri cubi di gas/anno.

Progetti nell'area Hewett

- › Nell'ottica di rafforzare la propria *leadership* europea nell'attività di stoccaggio, Eni prosegue le attività di pre-sviluppo del progetto di stoccaggio *offshore* di gas nell'area Hewett nei pressi del terminale di Bacton (Mare del Nord). L'obiettivo è di trasformare alcuni giacimenti esauriti dell'area in campi di stoccaggio a supporto della modulazione stagionale della domanda di gas in Regno Unito.

La *sanction* è prevista nel 2010 con *start-up* atteso nel 2015.

Risultati finanziari

- › Nel 2009 l'utile netto *adjusted* è stato di 2.916 milioni di euro con un aumento del 10,1% rispetto al 2008 dovuto alla migliore *performance* operativa del mercato per effetto dello scenario positivo, del pieno contributo dei risultati di Distrigas e delle sinergie dell'acquisizione, nonché dell'impatto della rinegoziazione di contratti di fornitura di lungo termine, che hanno più che compensato gli effetti del calo dei volumi in particolare sul mercato Italia.

I *Business Regolati* Italia hanno confermato una sostanziale tenuta, mentre è risultato in flessione il contributo del Trasporto internazionale.

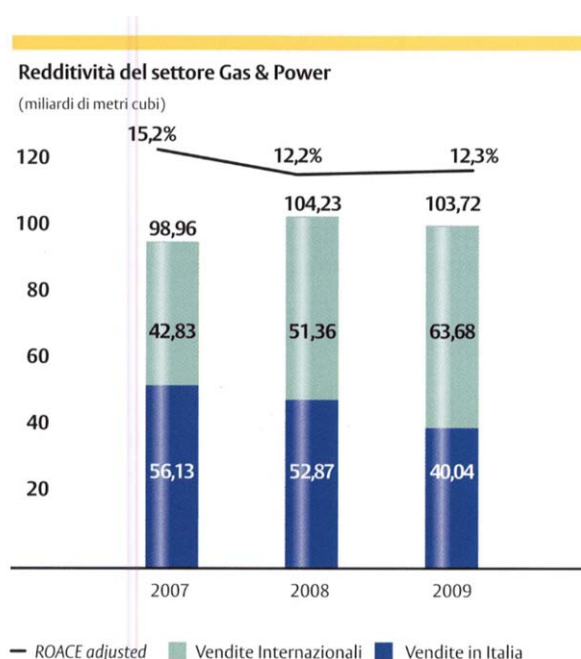
- › Per il 2010 le vendite gas sono attese in linea con il livello 2009, per aumento della pressione competitiva in particolare in Italia compensata dalla leggera ripresa in Europa, dall'effetto delle azioni di integrazione commerciale con Distrigas e della ottimizzazione del portafoglio di approvvigionamento compresa la rinegoziazione di contratti di fornitura di lungo termine.

- › L'obiettivo al 2013 è di conseguire un volume di vendite di circa 118 miliardi di metri cubi per le quali Eni prevede un tasso di crescita medio annuo superiore al 3%.

- › Il *ROACE adjusted* è stato del 12,3% (12,2% nel 2008).
- › Sono stati investiti 1.686 milioni di euro per lo sviluppo e il mantenimento delle reti di trasporto e di distribuzione in Italia, l'incremento della capacità di stoccaggio e il programma di miglioramento degli *standard* di efficienza della generazione elettrica.

Risultati operativi

- › Nel 2009 le vendite di gas naturale di 103,72 miliardi di metri cubi hanno registrato una lieve flessione rispetto al 2008 (-0,5%) per effetto essenzialmente della forte contrazione dei volumi sul mercato nazionale a causa della recessione economica e dell'intensificarsi della pressione competitiva (-12,83 miliardi di metri cubi, pari al 24,3%). Questi effetti negativi sono stati compensati dal pieno contributo dell'acquisizione di Distrigas (+12,02 miliardi di metri cubi nell'anno) e dalla crescita organica in alcuni mercati europei.
- › Le vendite di energia elettrica di 33,96 terawattora sono aumentate di 4,03 terawattora rispetto al 2008, pari al 13,5%.
- › I volumi di gas trasportati sulla rete in Italia di 76,90 miliardi di metri cubi sono diminuiti del 10,2% rispetto al 2008.



GAS NATURALE

Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate, compreso l'approvvigionato Distrigas di 16,91 miliardi di metri cubi, sono stati di 88,65 miliardi di metri cubi con una diminuzione rispetto al 2008 di 1 miliardo di metri cubi, pari all'1,1%.

I volumi di gas approvvigionati all'estero (81,79 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari al 91% del totale, sono aumentati di 0,14 miliardi di metri cubi rispetto al

2008 (+0,2%), per effetto essenzialmente della crescita sui mercati europei dovuto al consolidamento di Distrigas per l'intero anno 2009, con relativi maggiori ritiri dalla Norvegia (+5,68 miliardi di metri cubi), dal Qatar (+2,20 miliardi di metri cubi) in relazione all'entrata a regime delle forniture di lungo termine di GNL, e dai Paesi Bassi (+1,90 miliardi di metri cubi). In flessione i ritiri: (i) dall'Algeria (-5,40 miliardi di metri cubi), a seguito dell'incidente della linea del gasdotto TMPC occorso nel dicembre 2008; (ii) dalla Libia (-0,73 miliardi di metri cubi); (iii) dalla Russia in particolare di gas destinato al mercato italiano (-2,75 miliardi di metri cubi), in forza anche degli accordi intervenuti con Gazprom che prevedono l'ingresso nel mercato delle forniture agli importatori italiani.

Gli approvvigionamenti in Italia (6,86 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 1,14 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 14,3%, per effetto della flessione della produzione nazionale.

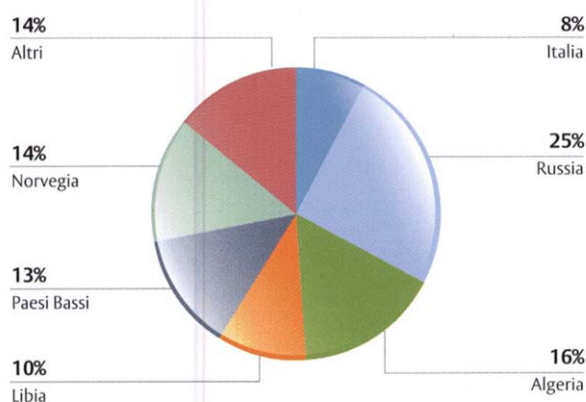
Nel 2009 i principali flussi approvvigionati di gas *equity* derivano dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (6,5 miliardi di metri cubi); (ii) dei giacimenti libici Wafa e Bahr Essalam la cui produzione è in gran parte importata in Italia attraverso il gasdotto GreenStream. Nel 2009 i due giacimenti hanno fornito 2,5 miliardi di metri cubi in quota Eni; (iii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,9 miliardi di metri cubi); (iv) di altre aree europee (in particolare della Croazia per 0,8 miliardi di metri cubi).

Considerando anche le vendite dirette del settore Exploration & Production in Europa e nel Golfo del Messico e il GNL approvvigionato al terminale di liquefazione di Bonny in Nigeria, i volumi di gas *equity* sono stati di circa 20,1 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 19% del totale delle disponibilità per la vendita.

Approvvigionamenti di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
ITALIA		8,65	8,00	6,86	(1,14)	(14,3)
Russia		23,44	22,91	22,02	(0,89)	(3,9)
Algeria (incluso il GNL)		18,41	19,22	13,82	(5,40)	(28,1)
Libia		9,24	9,87	9,14	(0,73)	(7,4)
Paesi Bassi		7,74	9,83	11,73	1,90	19,3
Norvegia		5,78	6,97	12,65	5,68	81,5
Regno Unito		3,15	3,12	3,06	(0,06)	(1,9)
Ungheria		2,87	2,84	0,63	(2,21)	(77,8)
Qatar (GNL)		-	0,71	2,91	2,20	..
Altri acquisti di gas naturale		2,20	4,07	4,49	0,42	10,3
Altri acquisti di GNL		2,32	2,11	1,34	(0,77)	(36,5)
ESTERO		75,15	81,65	81,79	0,14	0,2
Totale approvvigionamenti delle società consolidate		83,80	89,65	88,65	(1,00)	(1,1)
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		1,49	(0,08)	1,25	1,33	..
Perdite di rete, differenze di misura ed altre variazioni		(0,46)	(0,25)	(0,30)	(0,05)	(20,0)
DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA DELLE SOCIETÀ CONSOLIDATE		84,83	89,32	89,60	0,28	0,3
Disponibilità per la vendita delle società collegate		8,74	8,91	7,95	(0,96)	(10,8)
Volumi E&P		5,39	6,00	6,17	0,17	2,8
TOTALE DISPONIBILITÀ PER LA VENDITA		98,96	104,23	103,72	(0,51)	(0,5)

Approvvigionamenti di gas naturale delle società consolidate

(89,65 miliardi di metri cubi)



Vendite di gas naturale

Le vendite di gas naturale del 2009 sono state di 103,72 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, le vendite delle società collegate e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico), in lieve flessione rispetto al 2008 (-0,51 miliardi di metri cubi, pari allo 0,5%). Il contributo dell'acquisizione di Distrigas (+12,02 miliardi di metri cubi) ha permesso di attenuare gli effetti negativi della rilevante riduzione della domanda gas in Italia (-10%) e in Europa (-7,4%), entrambe su base destagionalizzata.

Le vendite in Italia sono state di 40,04 miliardi di metri cubi con un decremento di 12,83 miliardi di metri cubi, pari al 24,3%, dovuto essenzialmente alla significativa ri-

duzione registrata nelle forniture ai termoelettrici (-8,01 miliardi di metri cubi), all'industria (-2,01 miliardi di metri cubi) e al settore grossisti (-1,60 miliardi di metri cubi) per effetto della contrazione dell'attività produttiva e dell'intensificarsi della pressione competitiva, in particolare nell'ultima parte dell'esercizio, anche in funzione di nuova disponibilità di gas sul mercato. In lieve aumento le vendite ai residenziali, per effetto delle condizioni climatiche più rigide registrate in particolare nel primo e quarto trimestre 2009, e i volumi destinati alla produzione interna di energia elettrica.

Le vendite internazionali di 63,68 miliardi di metri cubi sono aumentate di 12,32 miliardi di metri cubi, pari al 24%, per effetto del pieno contributo dell'acquisizione di Distrigas (+12,02 miliardi). Aumenti organici sono stati registrati in Francia (+1,27 miliardi di metri cubi) e Nord Europa (+1,10 miliardi di metri cubi). Tali incrementi sono stati parzialmente assorbiti dalle riduzioni registrate nelle vendite agli importatori in Italia (-0,77 miliardi di metri cubi), nella Penisola Iberica (-0,63 miliardi di metri cubi) e in Ungheria (-0,24 miliardi di metri cubi) dovute essenzialmente al calo della domanda.

Le vendite nei mercati extra europei (2,06 miliardi di metri cubi) sono diminuite di 0,27 miliardi di metri cubi rispetto al 2008.

Le vendite Exploration & Production in Europa e Stati Uniti (6,17 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,17 miliardi di metri cubi, pari al 2,8%.

Vendite di gas per mercato	(miliardi di metri cubi)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
ITALIA		56,13	52,87	40,04	(12,83)	(24,3)
Grossisti		10,01	7,52	5,92	(1,60)	(21,3)
Gas release		2,37	3,28	1,30	(1,98)	(60,4)
PSV e borsa		1,90	1,89	2,37	0,48	25,4
Industriali		11,77	9,59	7,58	(2,01)	(21,0)
PMI e terziario		1,00	1,05	1,08	0,03	2,9
Termoelettrici		17,21	17,69	9,68	(8,01)	(45,3)
Residenziali		5,79	6,22	6,30	0,08	1,3
Autoconsumi		6,08	5,63	5,81	0,18	3,2
VENDITE INTERNAZIONALI		42,83	51,36	63,68	12,32	24,0
Resto d'Europa		35,02	43,03	55,45	12,42	28,9
Importatori in Italia		10,67	11,25	10,48	(0,77)	(6,8)
Mercati europei		24,35	31,78	44,97	13,19	41,5
Penisola Iberica		6,91	7,44	6,81	(0,63)	(8,5)
Germania - Austria		5,03	5,29	5,36	0,07	1,3
Belgio		-	4,57	14,86	10,29	..
Ungheria		2,74	2,82	2,58	(0,24)	(8,5)
Nord Europa		3,15	3,21	4,31	1,10	34,3
Turchia		4,62	4,93	4,79	(0,14)	(2,8)
Francia		1,62	2,66	4,91	2,25	84,6
Altro		0,28	0,86	1,35	0,49	57,0
Mercati extra europei		2,42	2,33	2,06	(0,27)	(11,6)
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		5,39	6,00	6,17	0,17	2,8
TOTALE VENDITE GAS MONDO		98,96	104,23	103,72	(0,51)	(0,5)

Vendite di gas per entità	(miliardi di metri cubi)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate		84,83	89,32	89,60	0,28	0,3
Italia (inclusi autoconsumi)		56,08	52,82	40,04	(12,78)	(24,2)
Resto d'Europa		27,86	35,61	48,65	13,04	36,6
Extra Europa		0,89	0,89	0,91	0,02	2,2
Vendite delle società collegate (quota Eni)		8,74	8,91	7,95	(0,96)	(10,8)
Italia		0,05	0,05	-	(0,05)	(100,0)
Resto d'Europa		7,16	7,42	6,80	(0,62)	(8,4)
Extra Europa		1,53	1,44	1,15	(0,29)	(20,1)
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		5,39	6,00	6,17	0,17	2,8
TOTALE VENDITE GAS MONDO		98,96	104,23	103,72	(0,51)	(0,5)

Fattori di rischio del mercato gas

Rischi e incertezze associati con i trend in atto della domanda e offerta di gas in Europa ed Italia

Nel 2009 la domanda europea di gas ha registrato una significativa flessione (-7,4% rispetto al 2008 su base destagionalizzata) a causa dell'impatto della recessione economica sull'attività produttiva e sulla richiesta di energia elettrica. La contrazione della domanda è stata particolarmente severa sul mercato nazionale che ha registrato una diminuzione di circa 9 miliardi di metri cubi rispetto al 2008 (-10%) e di 10 miliardi rispetto al livello pre-crisi del 2007 (-12%), entrambi i casi calcolati a temperature destagionalizzate. La situazione nel mercato italiano è stata aggravata dalla contemporanea rilevante crescita dell'of-

ferta di gas in relazione al completamento dei piani di espansione della capacità di importazione da parte di Eni e di operatori terzi. In particolare nel 2009 Eni ha finalizzato/portato a regime gli *upgrading* delle due principali linee di importazione da Russia e Algeria (i gasdotti TAG e TTPC) per un totale di nuova capacità di 13 miliardi di metri cubi/anno interamente messi a disposizione di terzi. Inoltre nell'ultima parte del 2009 è stato avviato il nuovo terminale di rigassificazione *offshore* di Rovigo della capacità di 8 miliardi di metri cubi/anno da parte di un consorzio di *competitor*. Pertanto la capacità di approvvigionamento gas è aumentata in misura massiccia in un periodo di forte calo della domanda creando una condizione di significativa *overcapacity*. In tale contesto, i risultati operativi del bu-

siness gas di Eni sono stati penalizzati in termini di minori volumi di vendita e di riduzione dei margini unitari a causa della crescente pressione competitiva e del calo della domanda sia in Italia, sia in Europa dove l'offerta abbondante ha limitato la capacità di Eni di allocare le proprie disponibilità di gas. Le prospettive della domanda e dell'offerta di gas in Italia e in Europa restano sfidanti. La ripresa della domanda si stima graduale a causa delle incertezze macroeconomiche. Infatti, la crescita economica – principale driver della domanda gas – nell'Europa dei 27 Stati è prevista debole sul breve medio termine. Inoltre la crescente adozione di modelli di consumo energetico maggiormente improntati all'efficienza e al risparmio, nonché la competizione proveniente dalle fonti di energia rinnovabile o alternativa limiteranno ulteriormente le prospettive di ripresa della domanda di gas. A tale riguardo è importante ricordare che nel Consiglio europeo del marzo 2007, i capi di Stato hanno adottato un pacchetto di interventi in tema di cambiamento climatico ed energie rinnovabili ("The Climate Change and Renewable Energy Package", noto anche come "PEE 20-20-20") che stabilisce il conseguimento entro il 2020 dei seguenti target di sostenibilità: (i) un impegno a ridurre le emissioni di gas serra (GHG) del 20% rispetto al livello del 1990, elevabile fino a un massimo del 30% in caso di ratifica di accordi internazionali; (ii) un miglioramento dell'efficienza energetica del 20%; (iii) una produzione di energia da fonti rinnovabili del 20%. Tali interventi sono stati ratificati dal Parlamento Europeo nel dicembre 2008.

Sulla base dei trend in atto sul lato domanda, il management Eni ha rivisto al ribasso le previsioni di crescita di lungo termine della domanda europea di gas, portandole da un precedente c.a.g.r. (compound average growth rate – tasso di crescita medio composto) del 2% fino al 2020 a un più modesto c.a.g.r. dell'1,5% che implica un volume di consumi di poco inferiore ai 600 miliardi di metri cubi al 2020 rispetto alla precedente stima di 720 miliardi. Per il mercato italiano, le previsioni di lungo termine sono per un c.a.g.r. di poco inferiore al 2%, applicato al livello di domanda 2009, che comporta un consumo di gas al 2020 di 94 miliardi di metri cubi rispetto alla stima precedente di 107 miliardi. Tale scenario di scarsa dinamicità della domanda associato all'offerta abbondante di gas potrà penalizzare i risultati e il cash flow del business del marketing del gas nei prossimi anni.

I trend negativi in atto nella domanda e offerta di gas rappresentano un fattore di rischio nell'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti di acquisto take-or-pay

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas sul medio-lungo termine, in particolare per coprire la domanda di gas in Italia, Eni ha stipulato contratti di acquisto

di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti che dal 2010 assicureranno circa 62,4 miliardi di metri cubi/anno di gas (escluso l'approvvigionamento delle altre società consolidate e collegate) hanno una vita residua media di circa 20 anni. I contratti prevedono clausole di *take-or-pay* in base alle quali l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, avendo la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo già corrisposto. La clausola "take-or-pay" stabilisce che, in caso di mancato prelievo del volume annuo minimo (*Annual Minimum Quantity* – AMQ), Eni paghi, per la quantità in difetto, una quota (variabile da contratto a contratto generalmente compresa in un intervallo 10%-100%), del prezzo contrattuale calcolato come media aritmetica dei prezzi-base mensili con riferimento all'anno di mancato prelievo. A fronte di ciò, Eni ha la facoltà di prelevare nel corso degli anni contrattuali successivi la quantità parzialmente pagata, purché sia stata prelevata l'AMQ dell'anno. Il limite temporale di recupero varia da contratto a contratto (per alcuni entro i dieci anni successivi, per altri entro la durata residua del contratto). In tal caso, Eni pagherà la parte residua del prezzo, calcolando quest'ultima come la percentuale complemento a 100 sulla media aritmetica dei prezzi base mensili in vigore nell'anno dell'effettivo prelievo. Considerazioni analoghe valgono per gli impegni contrattuali *ship-or-pay*.

Il management ritiene che gli attuali trend di mercato di scarsa dinamicità della domanda e offerta abbondante, unitamente alla possibile evoluzione della regolamentazione del settore, costituiscono dei fattori di rischio per l'adempimento delle obbligazioni derivanti dai contratti *take-or-pay*. Nel 2009 Eni ha rilevato debiti verso fornitori a fronte del valore delle quantità di gas relativamente alle quali, ancorché non ritirate, è sorto l'obbligo di corrispondere il prezzo contrattuale in base alle attuali clausole di *take-or-pay*. Nei prossimi tre anni il management ritiene che Eni incorrerà in mancati adempimenti di ritiro delle AMQ contrattuali per volumi significativi a meno di un rapido rientro dell'attuale situazione di *oversupply* sul mercato nazionale ed europeo, allo stato non prevedibile. Inoltre il meccanismo degli anticipi espone l'impresa sia a un rischio prezzo (e conseguentemente anche ad un'opportunità), tenuto conto che una porzione significativa di questo si forma nell'anno di mancato prelievo, sia a un rischio volume, nel caso di effettiva impossibilità a recuperare i volumi pre-pagati. Questa situazione potrebbe comportare il rischio di impatti negativi su margini unitari, risultati operativi e cash flow.

Sulla base dei volumi e dei prezzi di vendita del gas pre-

visti dal *management* nel quadriennio di piano ed oltre, le quantità relativamente alle quali potrà rendersi dovuto l'anticipo previsto dalle clausole di *take or pay* saranno ritirate entro i termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto. Pur considerando l'anticipazione finanziaria, il valore attuale dei flussi relativi a questi contratti, attualizzato al WACC di settore, è comunque positivo e quindi non si realizza la fattispecie del contratto oneroso prevista dallo IAS 37.

Eni attuerà le necessarie azioni per preservare la redditività e il *cash flow* dell'attività commerciale di gas naturale. Le principali iniziative identificate nei piani aziendali riguarderanno:

- azioni volte a massimizzare i volumi facendo leva sulla presenza contemporanea su più mercati, il *know-how* nella vendita, l'integrazione con le strutture commerciali e il portafoglio di approvvigionamento di Distrigas (che non prevede di avere obbligazioni di *take-or-pay* neanche nei prossimi anni) e le politiche commerciali di incremento della quota di mercato nelle principali aree di consumo europee;
- la rinegoziazione dei principali contratti di fornitura di lungo termine sulla base del diritto contrattualmente previsto di rinegoziare condizioni e termini al verificarsi di mutamenti rilevanti di mercato quali sono quelli in corso dal secondo semestre 2008. Nei primi mesi del 2010 si sono concluse alcune rinegoziazioni con un impatto positivo sia sui risultati dell'esercizio 2009 sia in chiave prospettica, assicurando a Eni una maggiore flessibilità per i propri programmi commerciali;
- nel mercato italiano, azioni di proposizione di formule di *pricing* innovative e di miglioramento della qualità del servizio;
- azioni di riduzione dei costi delle attività di vendita, servizio e delle attività di supporto al *business*;
- azioni di controllo ed efficiente gestione del circolante commerciale.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas in Italia

Il Decreto Legislativo 23 maggio 2000, n. 164 ha dettato norme per la liberalizzazione del mercato interno del gas naturale con un impatto significativo sull'operatività di Eni, che è presente in Italia in tutte le attività della filiera del gas naturale. L'apertura alla concorrenza del mercato del gas è stata accompagnata anche dai tetti normativi sui volumi immessi nella rete nazionale di trasporto e su quelli venduti ai clienti finali, che hanno comportato l'ingresso sul mercato di nuovi operatori con la conseguente progressiva erosione dei margini di vendita del gas. Gli altri aspetti di rilievo della regolamentazione del settore del gas in Italia sono l'accesso regolato alle infrastrutture, la separazione societaria e l'autonomia gestionale dei gestori di sistemi

di trasporto, stoccaggio e distribuzione gas facenti parte di gruppi di imprese verticalmente integrate con decorrenza 1° luglio 2008 (ai sensi delle disposizioni di cui alla delibera 11/07 così come modificata dalla delibera 253/07) e il riconoscimento all'AEEG di poteri di regolamentazione, recentemente estesi a tutte le attività della filiera gas ed energia elettrica e in particolare in materia di fissazione dei prezzi per le forniture ai clienti del mercato domestico e di determinazione delle tariffe per l'uso delle infrastrutture di trasporto, distribuzione, stoccaggio e rigassificazione del gas naturale e di approvazione dei relativi codici di accesso. In base ai principi della legge istitutiva e ad altre disposizioni normative, l'AEEG ha il potere di monitorare i livelli dei prezzi del gas naturale e di definire le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti del settore residenziale, con consumi inferiori a 200 mila metri cubi/anno. Pertanto le decisioni dell'AEEG in materia possono limitare la possibilità di trasferire sul consumatore finale gli incrementi del costo della materia prima. In tema di poteri della AEEG di fissazione delle condizioni economiche di fornitura si è concluso il lungo e complesso procedimento amministrativo avviato nel 2004 e finalizzato nel marzo 2007 con la delibera n. 79/2007, che ha previsto l'obbligo, a carico degli importatori di gas naturale, compresa Eni, di rinegoziare tutti i contratti di compravendita all'ingrosso sulla base di condizioni coerenti con le nuove modalità di indicizzazione del costo della materia prima. Nel corso del 2009, infine, con la delibera ARG/gas 64/09, l'AEEG ha determinato un nuovo meccanismo di indicizzazione del costo della materia prima applicato ai volumi consumati dai clienti che hanno diritto al servizio di tutela (i condomini ad uso domestico con consumi inferiori ai 200 mila metri cubi/anno e i clienti domestici). Tale meccanismo prevede essenzialmente il trasferimento del prezzo di un paniere di idrocarburi sul prezzo di vendita praticato ai clienti finali e la presenza di una quota fissa che si attiva solo nel caso in cui gli idrocarburi nei mercati europei raggiungano bassi livelli di prezzo.

Anche i provvedimenti di legge possono limitare la capacità commerciale dell'impresa e la politica dei margini. In particolare nel giugno 2008 il Decreto Legge n. 112 che ha introdotto una maggiorazione d'imposta del 6,5% a carico dei soggetti che operano nel settore dell'energia, con un fatturato superiore a 25 milioni di euro, ha istituito il divieto di traslare sui prezzi finali al consumo detta maggiorazione d'imposta attribuendo all'AEEG il compito di vigilare sull'osservanza del divieto. In particolare l'Autorità ha adottato un sistema di vigilanza fondato su una metodologia di analisi che prevede più livelli di approfondimento in sequenza tra loro, attraverso un indicatore che consente di concentrare l'attività di analisi sui soggetti per i quali si possa ragionevolmente ritenere più probabile la violazione del divieto di traslazione.

Ulteriore fattore di incertezza del quadro regolatorio è costituito dai possibili effetti della delibera n. 137/2002 dell'AEEG recepita nel codice di rete vigente in tema di priorità di accesso ai punti di interconnessione della rete nazionale di gasdotti con le principali dorsali di importazione (i cosiddetti punti di entrata al sistema). La delibera stabilisce un ordine di priorità nell'assegnazione della capacità disponibile che tutela gli operatori titolari di contratti di acquisto di lungo termine (i contratti *take-or-pay* nel caso Eni) nei limiti dei volumi corrispondenti al prelievo medio giornaliero a valere su ciascun contratto. Pertanto è negata la priorità ai volumi eccedenti la media giornaliera di prelievo che costituiscono la flessibilità contrattuale normalmente utilizzata nei periodi di picco della domanda. In caso di congestione ai punti di ingresso alla rete nazionale, il meccanismo della delibera prevede che dopo aver soddisfatto la priorità di assegnazione dei contratti di lungo termine, la capacità residua è assegnata su base proporzionale alle richieste in essere, alla quale concorrerebbero i volumi dei contratti di lungo termine eccedenti i quantitativi medi contrattuali. Eni ha impugnato la Delibera n. 137/2002 asserendo la sua illegittimità in quanto viola i principi sanciti dalla direttiva Europea 55/2003/CE in materia di liberalizzazione del mercato del gas. Recentemente il Consiglio di Stato ha confermato la sentenza del TAR che ha in parte accolto i motivi di Eni asserendo che "l'acquisto della flessibilità contrattuale è un obbligo gravante sull'impresa di importazione nell'interesse generale: non si vede, pertanto, come i quantitativi di gas che la rappresentano non debbano trovare accesso prioritario al sistema di trasporto anche in caso di congestione del sistema medesimo". Fino a oggi comunque non si sono verificati casi di congestione ai punti di ingresso alla rete nazionale tali da compromettere i piani commerciali di Eni.

Oltre agli elementi sopra citati, un'ulteriore fonte di incertezza normativo/regolamentare è rappresentata dalle cosiddette *gas release*, misure volte ad aumentare il grado di liquidità e flessibilità del mercato che hanno

inciso in maniera sostanziale sull'attività commerciale di vendita del gas in Italia da parte di Eni. Nel 2004 Eni ha ceduto – conformemente a quanto concordato con l'Autorità garante della Concorrenza e del Mercato (ACGM) – un volume complessivo di 9,2 miliardi di metri cubi di gas naturale ripartiti in quattro anni (2,3 miliardi di metri cubi l'anno nel periodo 1° ottobre 2004 – 30 settembre 2008) con cessione contestuale della capacità di trasporto correlata. Analogamente, nel 2007 Eni si è resa disponibile a vendere a terzi al Punto di Scambio Virtuale (PSV), un volume di gas naturale di 4 miliardi di metri cubi in due anni per il periodo dal 1° ottobre 2007 al 30 settembre 2009. Per l'anno termico 2009/2010 la Legge 99/09 ha imposto ad Eni l'ulteriore obbligo di cedere al Punto di Scambio Virtuale 5 miliardi di metri cubi di gas suddivisi in lotti annuali e semestrali. Nonostante la procedura ad evidenza pubblica si sia basata su un prezzo minimo, fissato dal Ministero dello Sviluppo Economico su proposta dell'AEEG, discriminatorio nei confronti di Eni (e rispetto al quale quest'ultima ha presentato ricorso), sono stati assegnati solo 1,1 miliardi di metri cubi rispetto ai 5 offerti. Per quanto riguarda i prossimi anni, sulla base degli orientamenti espressi ripetutamente dall'AEEG (da ultimo nella relazione al Parlamento sullo stato del mercato dell'energia elettrica e del gas naturale – delibera PAS 3/10), non si può escludere la possibilità di nuove *gas release* a carico di Eni.

GNL

Nel 2009, le vendite di GNL (12,9 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,9 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 7,5%. In particolare le vendite di GNL del settore Gas & Power (9,8 miliardi di metri cubi, incluse nelle vendite gas mondo) sono aumentate di 1,4 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 16,7% essenzialmente per il contributo di Distrigas connesso alla regimazione delle forniture dal Qatar (+2,2 miliardi di metri cubi).

Vendite di GNL	(miliardi di metri cubi)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Vendite G&P		8,0	8,4	9,8	1,4	16,7
Italia		1,2	0,3	0,1	(0,2)	(66,7)
Resto d'Europa		5,6	7,0	8,9	1,9	27,1
Extra Europa		1,2	1,1	0,8	(0,3)	(27,3)
Vendite E&P		3,7	3,6	3,1	(0,5)	(13,9)
<i>Terminali:</i>						
Bontang (Indonesia)		0,7	0,7	0,8	0,1	14,3
Point Fortin (Trinidad & Tobago)		0,6	0,5	0,5		
Bonny (Nigeria)		2,0	2,0	1,4	(0,6)	(30,0)
Darwin (Australia)		0,4	0,4	0,4		
		11,7	12,0	12,9	0,9	7,5

ENERGIA ELETTRICA

Disponibilità di energia elettrica

Eni produce energia elettrica presso i siti di Ferrera Erbognone, Ravenna, Livorno, Taranto, Mantova, Brindisi e Ferrara. Nel 2009 la produzione di energia elettrica è stata di 24,09 terawattora con un incremento di 0,76 terawattora rispetto al 2008, pari al 3,3%, per effetto essenzialmente delle maggiori produzioni presso il sito di Ferrara (Eni 51%), grazie all'entrata in esercizio dei due nuovi gruppi di potenza da 390 megawatt.

Al 31 dicembre 2009 la potenza installata in esercizio è di 5,3 gigawatt (4,9 gigawatt nel 2008).

Nel 2009 a completamento delle disponibilità di energia elettrica ha contribuito la maggiore attività di commercializzazione (+3,27 terawattora, pari al 49,5%) per effetto dei maggiori acquisti in borsa a condizioni favorevoli. Entro il 2013 Eni prevede di completare il programma di espansione della capacità di generazione con l'obiettivo di una potenza installata in esercizio di 5,4 gigawatt¹. Il pro-

gramma di sviluppo è attualmente in corso presso le centrali di Taranto (Eni 100%) e Ferrara (Eni 51%), nonché presso la centrale di Bolgiano (Eni 100%) di recente acquisizione.

Vendite di energia elettrica

Nel 2009 le vendite di energia elettrica (33,96 terawattora) sono state destinate ai clienti del mercato libero (73%), borsa elettrica (14%), siti industriali (9%) e altro (4%).

Nonostante il calo della domanda elettrica, rispetto al 2008, le vendite sono aumentate di 4,03 terawattora, pari al 13,5%, e hanno riguardato principalmente: (i) il mercato libero e in particolare i segmenti *retail*, con un incremento del tasso di penetrazione della base clienti per effetto delle campagne di *marketing* attuate, e grossisti, per l'avvio delle forniture nell'ambito degli accordi VPP (*Virtual Power Plant*) stipulati a fine 2008. In flessione le vendite ai clienti *large* che hanno risentito in parte della diminuzione del portafoglio clienti e della crisi economica; (ii) le vendite in borsa con un incremento di 0,88 terawattora (+23%).

		2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Acquisti di gas naturale	(milioni di metri cubi)	4.860	4.530	4.790	260	5,7
Acquisti di altri combustibili	(migliaia di tep)	720	560	569	9	1,6
Produzione di energia elettrica	(terawattora)	25,49	23,33	24,09	0,76	3,3
Produzione di vapore	(migliaia di tonnellate)	10.849	10.584	10.048	(536)	(5,1)

Disponibilità di energia elettrica	(terawattora)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Produzione di energia elettrica		25,49	23,33	24,09	0,76	3,3
Acquisti di energia elettrica ^(a)		7,70	6,60	9,87	3,27	49,5
		33,19	29,93	33,96	4,03	13,5
Mercato libero		20,73	22,89	24,74	1,85	8,1
Borsa elettrica		8,66	3,82	4,70	0,88	23,0
Siti		2,81	2,71	2,92	0,21	7,7
Altro ^(a)		0,99	0,51	1,60	1,09	..
Vendite di energia elettrica		33,19	29,93	33,96	4,03	13,5

(a) Includono gli sbilanciamenti di rete positivi e negativi.

Trasporto e rigassificazione di gas naturale

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (76,90 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 8,74 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 10,2%, essenzialmente per effetto dei minori volumi trasportati a seguito della contrazione della domanda.

I volumi di gas naturale trasportati per conto terzi (37,27 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 3,43 miliardi di metri cubi rispetto al 2008, pari al 10,1%.

Nel 2009 il terminale GNL di Panigaglia (La Spezia) ha rigassificato 1,32 miliardi di metri cubi di gas naturale (1,52 miliardi di metri cubi nel 2008).

(1) Capacità disponibile a conclusione delle attività di smantellamento degli impianti obsoleti.

Volumi di gas naturale trasportati ^(a)	(miliardi di metri cubi)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Per conto Eni		52,39	51,80	39,63	(12,17)	(23,5)
Per conto terzi		30,89	33,84	37,27	3,43	10,1
		83,28	85,64	76,90	(8,74)	(10,2)

(a) Comprendono le quantità immesse negli stoccaggi nazionali.

Attività di stoccaggio

Nell'ambito dell'attività di stoccaggio sono stati erogati 8,71 miliardi di metri cubi di gas (+3,44 miliardi di metri cubi rispetto al 2008) e sono stati immessi in giacimento 7,81 miliardi di metri cubi (+1,51 miliardi di metri cubi rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente).

Nel 2009 la capacità complessiva di stoccaggio è stata pari a 13,9 miliardi di metri cubi di cui 5 destinata allo stoccaggio strategico.

La quota di capacità di modulazione utilizzata dai clienti terzi è stata pari a circa il 70% (61% nel 2008).

		2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Capacità di stoccaggio complessiva:	(miliardi di metri cubi)	13,6	13,7	13,9	0,2	1,5
- di cui strategico		5,1	5,1	5,0	(0,1)	(2,0)
- di cui disponibile		8,5	8,6	8,9	0,3	3,5
Capacità di stoccaggio: quota utilizzata da Eni	(%)	44	39	30	(9)	(23,1)
Quantitativi di gas naturale movimentati in stoccaggio:	(miliardi di metri cubi)	9,27	11,57	16,52	4,95	42,8
- movimentato in iniezione		4,00	6,30	7,81	1,51	24,0
- movimentato in erogazione		5,27	5,27	8,71	3,44	65,3
Clienti servizi di stoccaggio	(numero)	44	48	56	8	16,7

Principali iniziative di sviluppo

MERCATO

Gas naturale

Perfezionamento dell'acquisizione di Distrigas

A seguito dell'acquisizione della quota di maggioranza di Distrigas da Suez (57,24%), Eni ha lanciato un'offerta pubblica obbligatoria sul restante capitale di Distrigas (42,76%) allo stesso prezzo per azione riconosciuto a Suez (6.809,64 euro)². L'offerta si è conclusa il 19 marzo 2009 con l'adesione del 41,61% del capitale, compresa la quota del 31,25% in mano all'altro azionista di riferimento di Distrigas, Publigaz SCRL. Il restante 1,14% delle azioni ancora in circolazione è stato acquisito da Eni il 4 maggio 2009 in forza della procedura di *squeeze-out*, al perfezionamento della quale il titolo Distrigas è stato oggetto di *delisting* da Euronext Brussels. Il controvalore complessivo dell'offerta pubblica è stato di 2.045 milioni di euro. Al 31 dicembre 2009, Eni è pertanto titolare del 100% del capitale sociale di Distrigas, a eccezione di un'azione con diritti speciali detenuta dallo Stato belga.

L'acquisizione della società belga Distrigas ha comportato una significativa crescita del portafoglio di approvvigionamento di Eni con l'ingresso di forniture di lungo termine di circa 14,7 miliardi di metri cubi/anno (Paesi Bassi, Norvegia e Qatar) aventi una vita residua fino a un massimo di 18 anni. Nel 2009 le vendite di Distrigas sono state pari a 17,25 miliardi di metri cubi.

Progetti nell'area Hewett

A seguito della recente acquisizione della partecipazione nella Hewett Unit, proseguono le attività di pre-sviluppo del progetto di stoccaggio *offshore* di gas nella Hewett area (Eni 89%), situata nel Southern Gas Basin nel Mare del Nord presso il terminale di Bacton. Si stima che il *working gas* massimo raggiungibile sia di 5,6 miliardi di metri cubi con una erogazione di circa 60 milioni di metri cubi/giorno. Tra la fine del 2009 e l'inizio del 2010 verrà perforato un pozzo di *appraisal* i cui esiti forniranno i dati necessari per confermare le stime di cui sopra. La *sanction* del progetto è prevista nel corso del 2010 con *start-up* atteso nel 2015.

(2) In aggiunta al prezzo corrisposto, Eni ha riconosciuto agli azionisti di Distrigas un titolo di credito ("Certificate"), che incorpora il diritto a ricevere pro-quota eventuali integrazioni di prezzo a seguito degli accordi di cessione di Distrigas & Co. a Fluxys SA ed Huberator SA.

BUSINESS DEL GNL

USA

Cameron Nel terzo trimestre del 2009 è entrato in esercizio il terminale di rigassificazione di Cameron realizzato lungo il Calcasieu River, a circa 15 miglia a sud di Lake Charles, in Louisiana.

In considerazione delle mutate condizioni di mercato, il 1° marzo 2010 Eni ha ridefinito con la società americana Cameron LNG i termini del contratto, originariamente stipulato nel 2005, relativo all'acquisto di capacità di rigassificazione presso il terminale. Il contratto prevede che Eni abbia a disposizione un *send-out* giornaliero di 572.000 milioni di btu/g (circa 5,7 miliardi di metri cubi anno) e uno stoccaggio dedicato pari a circa 160.000 metri cubi di GNL, elementi questi che consentiranno a Eni di disporre di una maggiore flessibilità nello sfruttare la stagionalità della domanda.

Inoltre, tenuto conto della situazione di *oversupply* in cui versa attualmente il mercato USA, il progetto Brass di sviluppo delle riserve di gas Eni in Africa Occidentale destinate al terminale di Cameron è stato riprogrammato con *start-up* atteso nel 2015.

Pascagoula Nell'ambito del progetto *upstream* per la realizzazione in Angola di un impianto di liquefazione da 5,2 milioni di tonnellate di GNL (equivalenti a circa 7,3 miliardi di metri cubi annui) destinato al mercato Nord americano, Eni ha sottoscritto con la società Gulf LNG un contratto della durata di vent'anni per l'acquisto di una quota pari a circa 5,8 miliardi di metri cubi/anno della capacità di rigassificazione del terminale che è in fase di costruzione presso Pascagoula in Mississippi. L'avvio dell'attività è previsto a fine 2012 in concomitanza con la partenza del progetto *upstream* in Angola.

Allo stesso tempo Eni Usa Gas Marketing Llc ha sottoscritto un contratto ventennale di acquisto di circa 0,9 miliardi di metri cubi/anno di gas rigassificato a valle del terminale da Angola Supply Services, società controllata dagli stessi azionisti di Angola LNG.

BUSINESS REGOLATI IN ITALIA

Cessione a Snam Rete Gas del 100% di Stogit e Italgas

Il 30 giugno 2009 è stata perfezionata la vendita del 100% di Italgas SpA e di Stoccaggi Gas Italia SpA (Stogit) a Snam Rete Gas (controllata al 50,03%) approvata dal Consiglio di Amministrazione Eni nel febbraio 2009, per il corrispettivo di 4.509 milioni di euro (rispettivamente 2.922 milioni di euro e 1.587 milioni di euro). L'operazione è stata finanziata da Snam Rete Gas attraverso un aumento di capitale di 3,5 miliardi di euro sottoscritto interamente dagli azionisti di minoranza e da Eni per la quota di competenza, e assunzione di debito per la parte restante. Gli effetti sul bilancio consolidato Eni sono i seguenti: (i) al 31 dicem-

bre 2009 la posizione finanziaria netta e il patrimonio netto complessivo registrano una variazione positiva di 1,54 miliardi di euro dovuta alla sottoscrizione pro-quota dell'aumento di capitale di Snam Rete Gas da parte del mercato; (ii) a partire dal terzo trimestre, una riduzione dell'utile netto di pertinenza del Gruppo pari a circa il 45% dell'utile aggregato di Italgas e Stogit con corrispondente incremento dell'utile di pertinenza di terzi. La quota di partecipazione di Eni in Snam Rete Gas è pari al 52,54%.

PROGETTO SOUTH STREAM

Nuova intesa Eni – Gazprom

In base agli accordi tra Italia e Russia del 15 maggio 2009, il progetto di realizzazione del gasdotto South Stream prevede l'ampliamento dello *scope of work* originario incrementando la capacità di trasporto della *pipeline* da 31 a 63 miliardi di metri cubi di gas/anno.

Secondo il progetto, il South Stream sarà costituito da due sezioni: (i) la sezione *offshore*, che prevede l'attraversamento del Mar Nero dalla costa russa, nella stessa area di partenza del Blue Stream, a quella bulgara di Varna; (ii) la sezione *onshore*, che prevede l'attraversamento della Bulgaria con due possibili opzioni: una tratta verso Nord Ovest e una tratta verso Sud Ovest, che realizzerebbe l'attraversamento della Grecia e un tratto *offshore* nell'Adriatico per connettersi alla rete nazionale italiana.

Nel dicembre 2009 Eni e Gazprom hanno firmato un accordo per l'ingresso della compagnia francese EdF nel progetto South Stream. Le condizioni dell'accordo saranno concordate nei prossimi mesi.

TRASPORTO INTERNAZIONALE

Incidente al gasdotto TMPC

Nel corso del 2009 è stata ripristinata la piena operatività della linea del gasdotto TMPC di importazione del gas dall'Algeria che il 19 dicembre 2008 era stata danneggiata dall'ancora di una petroliera nell'attraversamento del Canale di Sicilia. Il trasporto del gas è proceduto sulle restanti linee.

TAG - Russia

Nel 2009 è stato finalizzato l'incremento della capacità di trasporto del gasdotto la cui capacità complessiva è attualmente pari a 37,4 miliardi di metri cubi/anno. La seconda e ultima *tranche* del potenziamento da 3,3 miliardi di metri cubi/anno è entrata in esercizio nel quarto trimestre del 2009 ed è stata interamente allocata a terzi.

Regolamentazione

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 quota dei consumi nazionali fissata rispettivamente: (i) al 61% (nel 2009/2010), per le immissioni di gas nella rete nazionale di gasdotti sia di importazione sia di produzione nazionale ai fini della vendita; (ii) al 50% per le vendite ai clienti finali. Le quote sono calcolate al netto dell'autoconsumo di gas naturale e, per le vendite, anche delle perdite di sistema. Il decreto prevede un meccanismo di verifica del rispetto delle quote. La verifica è effettuata dall'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato a partire dalla chiusura del primo triennio di regolamentazione e, successivamente, su base annuale confrontando la quota media consuntivata da ciascun operatore nel triennio che si chiude con l'anno di verifica con la quota media consentita ai sensi del Decreto nello stesso periodo. Il 2009 chiude il sesto triennio di verifica del rispetto dei limiti alle immissioni in rete e il quinto triennio di verifica delle vendite ai clienti finali. La presenza di Eni nel mercato italiano è risultata entro i detti limiti.

Delibera ARG/gas 64/09: Testo integrato delle attività di vendita al dettaglio di gas naturale e gas diversi

L'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas con la delibera ARG/gas 64/09 ha raccolto le disposizioni relative all'attività di vendita nel mercato *retail* del gas e ha introdotto alcune novità.

Tra le principali novità si segnalano: la definizione di un valore unico nazionale per il corrispettivo dell'attività di vendita al dettaglio, con la contemporanea introduzione di una componente della tariffa di distribuzione finalizzata a ridurre l'impatto del corrispettivo per i clienti con bassi consumi; la progressiva riduzione dell'ambito dei clienti finali tutelati; l'introduzione, dal 1° ottobre 2009, di una nuova formula di calcolo, maggiormente semplificata, della componente a remunerazione dei costi di commercializzazione all'ingrosso.

Delibera ARG/gas 159/08: Definiti i criteri tariffari per il periodo di regolazione 2009-2012 per il servizio di distribuzione e misura del gas e disposizioni transitorie per l'anno 2009

Con delibera ARG/gas 159/08 l'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas ha stabilito una nuova metodologia di determinazione dei ricavi per il servizio di distribuzione e misura del gas. A partire dal 1° luglio 2009 e per l'intero triennio di regolazione che scadrà nel 2012, tale delibera prevede il riconoscimento di un ammontare totale di ricavi di competenza per ciascun anno del periodo di regolazione. Tale ammontare, che coincide con un valore fissato in occasione dell'approvazione da parte dell'Autorità delle richieste tariffarie di distribuzione, è denominato "Vincolo dei Ricavi Totali" (VRT) e rappresenta la remunerazione massima riconosciuta dall'Autorità a ciascun operatore a copertura

dei costi sostenuti. La delibera dispone inoltre che ogni differenza, positiva o negativa, tra il VRT e i ricavi risultanti dalla fatturazione delle quantità effettivamente distribuite venga regolata attraverso un meccanismo di perequazione che prevede partite di credito o debito nei confronti della Cassa Conguaglio del settore elettrico. Per effetto della nuova modalità di determinazione dei ricavi, questi ultimi non sono più correlati alla stagionalità dei volumi erogati. L'introduzione della nuova metodologia tariffaria non determina una riduzione dei ricavi complessivi su base annua.

Legge 23 luglio 2009, n. 99 – Conversione in legge del DL "Disposizioni per lo sviluppo e l'internazionalizzazione delle imprese, nonché in materia di energia"

Nell'ambito dei provvedimenti adottati per fronteggiare la crisi economica, il 26 giugno 2009 il Consiglio dei Ministri ha approvato il cosiddetto "Decreto anti-crisi" il cui articolo 3, relativo agli interventi mirati alla riduzione del costo dell'energia per imprese e famiglie, ha previsto per Eni l'obbligo di nuove vendite al punto di scambio virtuale (PSV) per complessivi 5 miliardi di metri cubi di gas nel periodo ottobre 2009 - settembre 2010 (cosiddetta "gas release"). In particolare il Decreto ha previsto che tali vendite fossero effettuate con procedure concorrenziali non discriminatorie (gare) secondo condizioni e modalità stabilite su proposta dell'Autorità per l'Energia elettrica e il Gas. Il prezzo riconosciuto a Eni è stato fissato con Decreto dal Ministero dello Sviluppo Economico (MSE), sempre su proposta dell'Autorità, tenendo conto dei prezzi medi dei mercati europei più rilevanti, nonché della struttura dei costi di approvvigionamento sostenuti da Eni. La differenza positiva tra il prezzo di vendita emerso dalla procedura di assegnazione dei volumi e quello fissato dal MSE e dall'AEEG è destinata a vantaggio dei clienti finali industriali che hanno evidenziato negli ultimi tre anni un elevato coefficiente di utilizzo nei prelievi gas secondo criteri stabiliti dal MSE. Il Decreto ha previsto inoltre che l'AEEG, entro 90 giorni dalla sua entrata in vigore dovesse: (i) introdurre elementi di degressività nelle tariffe di trasporto per il periodo di regolazione 2010-2013; (ii) riformare la disciplina del bilanciamento adottando meccanismi di flessibilità a vantaggio di tutti i clienti finali compresi quelli industriali; (iii) promuovere l'offerta di servizi di punta e lo stoccaggio per i clienti industriali e termoelettrici.

Deliberazione ARG/gas 184/09 - Approvazione dei criteri per la determinazione delle tariffe per il servizio di trasporto e dispacciamento del gas naturale e regolazione delle tariffe per il servizio di misura del trasporto di gas naturale per il periodo 2010-2013

Con la deliberazione ARG/gas 184/09, pubblicata in data 2 dicembre 2009, l'Autorità per l'Energia Elettrica e il Gas ha definito i criteri per la definizione delle tariffe di trasporto

e di misura del gas naturale sulla rete nazionale e regionale dei gasdotti per il terzo periodo di regolazione (1° gennaio 2010 – 31 dicembre 2013). L'Autorità ha inoltre fissato in 33,6 milioni di euro l'ammontare da riconoscere a Snam Rete Gas per i costi aggiuntivi sostenuti nell'anno termico 2007-2008 per l'acquisto del gas combustibile utilizzato per l'alimentazione delle centrali di spinta.

La valutazione del capitale investito netto (RAB) è effettuata sulla base della metodologia del costo storico rivalutata. Il tasso di remunerazione (WACC) del capitale investito netto è stato fissato pari al 6,4% in termini reali prima delle imposte. Sono stati confermati gli incentivi ai nuovi investimenti, prevedendo una maggiore remunerazione rispetto al tasso base (WACC) variabile, in relazione alla tipologia di investimento, dall'1% al 3% e per un periodo da 5 a 15 anni. Gli ammortamenti delle infrastrutture di trasporto (metanodotti) sono calcolati sulla base di una vita economico-tecnica pari a 50 anni e vengono sottratti dal meccanismo del *price cap*. I costi operativi riconosciuti vengono determinati sulla base dei costi operativi effettivamente sostenuti nell'esercizio 2008 e incrementati del 50% dei maggiori recuperi di produttività realizzati nel secondo periodo di regolazione. Il *fuel gas* viene escluso dal meccanismo del *price cap*. La quota parte dei ricavi correlata ai volumi effettivamente trasportati viene determinata sulla base dei costi operativi riconosciuti e risulta pari a circa il 15% dei ricavi di riferimento.

Terzo Pacchetto Energia: Direttiva 2009/73/CE

Nell'ambito del cosiddetto "Terzo Pacchetto Energia" pubblicato nel corso del 2009, la Direttiva 2009/73/CE disciplina il mercato interno del gas naturale disponendo che gli stati membri, in cui il sistema di trasporto appartenga a un'impresa verticalmente integrata, siano te-

nuti a scegliere la modalità attraverso la quale garantire l'indipendenza del trasportatore.

I modelli di separazione tra cui optare sono:

(i) separazione proprietaria, nelle forme alternative di:

- *Ownership Unbundling* (OU). Le società che detengono la proprietà delle reti e effettuano la gestione delle attività di trasporto sono proprietariamente separate dalle imprese verticalmente integrate che svolgono le attività di approvvigionamento/produzione e vendita;

- *Independent System Operator* (ISO). Le imprese verticalmente integrate mantengono la proprietà delle reti affidandone la gestione ad un soggetto terzo.

(ii) separazione funzionale rafforzata:

- *Independent Transmission Operator* (ITO). Le imprese verticalmente integrate mantengono il controllo delle società che gestiscono l'attività di trasporto e che detengono la proprietà delle reti, purché garantiscano l'indipendenza decisionale e funzionale del trasportatore.

Investimenti tecnici

Nel 2009 gli investimenti tecnici di 1.686 milioni di euro hanno riguardato essenzialmente: (i) lo sviluppo e il mantenimento della rete di trasporto del gas naturale in Italia (1.479 milioni di euro); (ii) l'incremento della capacità di stoccaggio (282 milioni di euro); (iii) l'estensione e il mantenimento della rete di distribuzione del gas naturale in Italia (278 milioni di euro); (iv) il proseguimento del programma di costruzione delle centrali a ciclo combinato per la generazione di energia elettrica (73 milioni di euro), in particolare presso il sito di Ferrara; (v) il proseguimento del programma di potenziamento delle infrastrutture di importazione del gas naturale (32 milioni di euro).

Investimenti tecnici	(milioni di euro)	2007	2008	2009	Var. ass.	Var. %
Italia		1.219	1.750	1.564	(186)	(10,6)
Estero		292	308	122	(186)	(60,4)
		1.511	2.058	1.686	(372)	(18,1)
Mercato		238	198	175	(23)	(11,6)
Mercato		63	91	102	11	12,1
Italia		13	16	12	(4)	(25,0)
Estero		50	75	90	15	20,0
Generazione elettrica		175	107	73	(34)	(31,8)
Business regolati Italia		1.031	1.627	1.479	(148)	(9,1)
Trasporto		691	1.130	919	(211)	(18,7)
Distribuzione		195	233	278	45	19,3
Stoccaggio		145	264	282	18	6,8
Trasporto internazionale		242	233	32	(201)	(86,3)
		1.511	2.058	1.686	(372)	(18,1)