

tivo è in sviluppo il giacimento a gas di Tuomo che verrà collegato all'impianto di trattamento di Ogbainbiri.

Nei Blocchi OML 120/121 (Eni 40%, operatore) è stato approvato il progetto di sviluppo dell'importante scoperta a olio di Oyo. Lo schema di progetto prevede l'installazione di un'unità FPSO con capacità di trattamento di 40 mila barili/giorno e di stoccaggio di 1 milione di barili. Lo *start-up* produttivo è atteso nel 2009.

Prosegue lo sviluppo del giacimento a liquidi e gas Forcados/Yokri, parte del progetto integrato *associated gas gathering* per assicurare le forniture all'impianto di liquefazione di Bonny. Sono state installate le *facility offshore* di produzione; le attività *onshore* riguardano l'*upgrading* delle *flowstation* di Yokri e North/South Bank. Il completamento è previsto nel 2009.

Eni partecipa con il 10,4% nella Nigeria LNG Ltd che gestisce l'impianto di liquefazione di gas naturale di Bonny, nella zona orientale del delta del Niger. L'impianto è in produzione con 6 treni della capacità produttiva di 22 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti a circa 35 miliardi di metri cubi/anno di *feedgas*. La *joint venture* sta pianificando la realizzazione di una settima unità di trattamento concentrata a regime attesa nel 2012. A regime la capacità produttiva dell'impianto sarà di circa 30 milioni di tonnellate/anno di GNL, corrispondenti alla carica di circa 46 miliardi di metri cubi/anno di *feedgas*. Attualmente le forniture di gas all'impianto sono assicurate sulla base di un *gas supply agreement* della durata di venti anni dalle produzioni della SPDC JV (Eni 5%) e della NAOC JV dai Blocchi OML 60, 61, 62 e 63 (Eni 20%) che forniscono circa 98 milioni di metri cubi/giorno (7,6 milioni in quota Eni equivalenti a circa 46 mila boe). La produzione di GNL è venduta in base a contratti di lungo termine sui mercati statunitense ed europeo attraverso la flotta di metaniere della società Bonny Gas Transport, interamente posseduta dalla Nigeria LNG Co. Eni è operatore con il 17% nel progetto Brass LNG Ltd per la realizzazione di un impianto GNL nei pressi dell'esistente terminale di Brass. L'impianto, con avvio atteso nel 2014, avrà a regime una capacità produttiva di 10 milioni di tonnellate/anno di GNL, articolata su due treni di trattamento, corrispondenti al *feedgas* di circa 17,5 miliardi di metri cubi/anno (circa 1,8 miliardi in quota Eni) per venti anni. Le forniture all'impianto saranno assicurate attraverso la raccolta del gas associato proveniente da giacimenti in produzione e lo sviluppo di giacimenti a gas dei Blocchi *onshore* OML 60 e 61. Sono stati stipulati i contratti preliminari di vendita di lungo termine dell'intera disponibilità di GNL, in tale ambito Eni ha acquisito 1,67 milioni di tonnellate/anno di GNL. Proseguono le attività di *front end engineering* e una *final investment decision* è attesa nel 2009.

MARE DEL NORD

Norvegia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nelle aree: a) Prospecting License 312 (Eni 17%) con la scoperta a gas di Gamma a una profondità di circa 2.500 metri. Il gas prodotto sarà trattato presso la *facility* del giacimento Aasgaard (Eni 14,82%); b) Prospecting License 122 (Eni 20%, operatore) con l'*appraisal* positivo di Marulk che ha confermato il potenziale minerario; c) Prospecting License 293 (Eni 45%, operatore) con la scoperta a gas e condensati di Afrodite. Sono in corso le attività di presviluppo al fine di valutare la convenienza economica della successiva fase di sviluppo; d) Prospecting License 128 (Eni 11,5%) con la scoperta a gas di Dompap a una profondità di circa 2.750 metri. Sono in corso attività di *appraisal*.

Nel febbraio 2008, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata l'*operatorship* di 2 licenze esplorative, con quote del 40% e del 65%, nel Mare di Barents; e altre 3 licenze nel Mare di Norvegia, con quote comprese tra il 19,6% e il 29,4%.

L'attività di sviluppo ha riguardato essenzialmente l'ottimizzazione della produzione di Ekofisk (Eni 12,39%) e interventi di *infilling* su Aasgaard (Eni 14,82%), Heidrun (Eni 5,12%) e Norne (Eni 6,9%) al fine di mantenere il livello produttivo.

Nel maggio 2008 è stato approvato dalle competenti autorità il progetto di sviluppo della scoperta Morvin (Eni 30%), che sarà messa in produzione attraverso il collegamento alle *facility* di produzione esistenti, di cui è previsto l'*upgrading*. Lo *start-up* è atteso nel primo trimestre del 2010.

Sono state completate le attività di sviluppo su Yttergryta (Eni 9,8%). Lo *start-up* produttivo con 2,3 milioni di metri cubi/giorno è avvenuto nel 2009.

Proseguono le attività sul giacimento Tyrihans (Eni 6,23%) che sarà sviluppato attraverso le sinergie ottenibili dalle *facility* di produzione di Kristin (Eni 8,25%). L'entrata in produzione è prevista nel 2009 in concomitanza con il declino produttivo di Kristin che renderà disponibile la capacità di trattamento per la produzione di Tyrihans.

Nella Prospecting License 229 (Eni 65%, operatore) continuano le attività di *appraisal* sul potenziale minerario dell'importante scoperta di Goliat. Il progetto sta progredendo secondo i programmi, con *start-up* produttivo atteso nel 2013 e una produzione a regime di 100 mila barili/giorno. Nel 2008 sono stati assegnati i contratti di studio per valutare due soluzioni di sviluppo che prevedono l'impiego di una FPSO cilindrica. La *final investment decision* è attesa nel 2009.

Regno Unito L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nelle aree: (i) Blocco 16/23 (Eni 16,67%) con la scoperta a petrolio e gas di Kinnoul che sarà sviluppata in siner-

gia con le *facility* di produzione di Andrew (Eni 16,21%); (ii) Blocco 30/6 (Eni 33%), le attività di *appraisal* sulla recente scoperta a gas di Jasmine hanno portato ad un'ulteriore scoperta a gas e condensati. Il progetto prevede lo sviluppo congiunto delle due scoperte che saranno collegate alle *facility* esistenti nell'area; (iii) Blocco 22/25a (Eni 16,95%) con la scoperta a gas e condensati di Culzean in prossimità del giacimento in produzione di Elgin/Franklin (Eni 21,87%). Sono in corso studi sulle possibili opzioni di sviluppo.

Nel novembre 2008 Eni ha acquisito dalla compagnia britannica Tullow Oil il 52% della Hewett Unit che comprende alcuni giacimenti prevalentemente a gas del Mare del Nord inglese, le relative infrastrutture di produzione e il terminale di Bacton; incrementando all'89% la propria quota di partecipazione negli *asset*, assumendo l'*operatorship*. Eni ha in programma di trasformare alcuni dei giacimenti semiesauriti della Hewett area in campi di stoccaggio *offshore* del gas della capacità di circa 5 miliardi di metri cubi, facendo leva sulla posizione strategica degli *asset*. Infatti, il terminale di Bacton è limitrofo al punto di arrivo della *pipeline* Interconnector che è un punto nevralgico della rete del gas nel Regno Unito. A tal fine, Eni intende ottenere una licenza di stoccaggio. Nel dicembre 2008, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata quattro blocchi esplorativi con una quota del 22%, situate nell'area delle Isole Shetland. Una delle licenze acquisite è contigua alle recenti scoperte a gas di Tormore (Eni 22,5%) e Laggan (Eni 20%).

Proseguono le attività di pre-sviluppo delle scoperte Burgley (Eni 7,1%) e Suilven (Eni 8,75%) nel Mare del Nord. L'attività di sviluppo ha riguardato: (i) l'ottimizzazione della produzione di J-Block (Eni 33%) e nell'area di Liverpool Bay (Eni 53,9%) attraverso *upgrading* delle *facility*; (ii) interventi di *infilling* su Flotta Catchment Area (Eni 20%) e Mac-Culloch (Eni 40%) per mantenere il livello produttivo. È stato completato lo sviluppo del giacimento West Franklin (Eni 21,87%) attraverso la perforazione del secondo pozzo previsto per il raggiungimento del picco produttivo di 20 mila boe/giorno (4 mila in quota Eni).

AREA CASPIO

Kazakhstan – Kashagan Il 31 ottobre 2008 i *partner* internazionali del consorzio North Caspian Sea Production Sharing Agreement (NCSPSA) e le Autorità Kazake hanno firmato l'accordo definitivo che implementa il nuovo *framework* contrattuale e di *governance* del progetto di sfruttamento del giacimento Kashagan sulla base del *Memorandum of Understanding* del 14 gennaio 2008.

I punti chiave definiti dall'accordo riguardano: (i) la diluizione proporzionale della quota di partecipazione

all'iniziativa dei *partner* internazionali con il trasferimento di quote a beneficio del *partner* Kazakho del consorzio KazMunaiGas che porta la propria quota al 16,81% al pari di quella dei maggiori *partner*, con un esborso di 1,78 miliardi di dollari. Gli effetti economici delle nuove quote di partecipazione sono calcolati con riferimento alla data del 1° gennaio 2008; (ii) un trasferimento di valore dal consorzio alla Repubblica Kazakha da attuarsi attraverso la modifica di alcuni termini del *PSA*. Tale ammontare dipenderà dal livello futuro dei prezzi del petrolio. Eni contribuirà a tale trasferimento di valore in proporzione alla quota di partecipazione all'iniziativa del 16,81%; (iii) l'istituzione di un nuovo modello operativo per la conduzione delle operazioni del progetto, che riconosce un maggiore ruolo al *partner* Kazakho nella gestione operativa e ripartisce tra i principali *partner* internazionali la responsabilità di esecuzione delle successive fasi di sviluppo del progetto. Il nuovo modello operativo prevede la costituzione di North Caspian Operating Company (NCOC) BV, di proprietà dei sette *partner* del consorzio, cui a partire dal gennaio 2009 sono state trasferite le responsabilità dell'Operatore. Le attività di sviluppo, perforazione e produzione sono state delegate da NCOC BV ai principali *partner* del Consorzio: Eni rimane responsabile per l'esecuzione della fase 1 (cosiddetta "*Experimental Program*") e della parte *onshore* della successiva fase di sviluppo (fase 2) del giacimento.

In concomitanza con la firma degli accordi definitivi, le Autorità Kazake hanno approvato il nuovo *budget* dei costi di sviluppo della fase 1 del progetto, il cui scopo è stato ora ampliato, per un ammontare complessivo di 32,2 miliardi di dollari, al netto delle allocazioni di costi generali, amministrativi e per servizi; di questi circa 25,4 miliardi di dollari sono relativi allo "*scope of work*" originario di fase 1 (*tranche* 1&2), mentre i rimanenti fondi si riferiscono alla realizzazione della *tranche* 3 e delle infrastrutture di esportazione dei prodotti via ferrovia. Eni finanzia tali investimenti in base al *working interest* del 16,81%.

Il *management* Eni ritiene che le nuove previsioni di costo di sviluppo e *start-up* del progetto Kashagan abbiano un grado elevato di affidabilità, questo sia sulla base dell'attuale avanzamento dei lavori della fase 1, pari al 55%, che del "*know-how*" maturato. In base ai piani attuali l'avvio della produzione è previsto a fine 2012. Nei successivi 12-15 mesi verrà completato l'avviamento degli impianti di trattamento e di compressione per la re-iniezione del gas in giacimento raggiungendo una capacità produttiva di 370.000 barili/giorno nel 2014. La capacità produttiva della fase 1 (*Experimental Program*) aumenterà infine a 450.000 barili/giorno con l'utilizzo di ulteriore capacità di compressione per la re-iniezione che verrà resa dispo-



Mar Caspio – giacimento di Kashagan (Isola D).

nibile con l'avvio degli impianti *offshore* della fase 2 dello sviluppo. In considerazione sia della dimensione delle riserve disponibili, dei risultati produttivi dei test dei primi pozzi di sviluppo completati, che hanno evidenziato una portata superiore alle aspettative, e delle indicazioni ottenute mediante gli studi di sottosuolo condotti, Eni stima che il *plateau* produttivo possa raggiungere 1,5 milioni di barili/giorno, con un incremento del 25% rispetto a quanto previsto nel 2004 dal piano di sviluppo originario.

Considerando gli ampi tempi di realizzazione del progetto ed il fatto che parte degli investimenti verrà sostenuta dopo l'avvio della produzione, Eni ritiene che l'impegno finanziario per lo sviluppo complessivo del giacimento di Kashagan non avrà impatti significativi sulla liquidità e sulla capacità di Eni di sostenere i futuri piani di investimento richiesti dal progetto. Investimenti addizionali a quelli previsti per la fase 1 saranno necessari anche per la realizzazione delle infrastrutture per l'esportazione della produzione del giacimento verso i mercati internazionali.

Al 31 dicembre 2008 i costi capitalizzati nell'attivo patrimoniale relativi al progetto di Kashagan ammontano a 3,3 miliardi di dollari pari a 2,4 miliardi di euro al cambio euro/dollaro al 31 dicembre 2008 al netto della quota dell'1,71% ceduta al *partner* kazako in esecuzione degli accordi di ottobre (0,4 miliardi di dollari), formati dagli investimenti di sviluppo sostenuti a tutto il 2008 (2,3 miliardi di dollari), dagli oneri finanziari capitalizzati e dall'esborso per l'acquisizione di quote in occasione dell'uscita di altri *partner* in esercizi precedenti (1 miliardo di dollari).

Al 31 dicembre 2008 le riserve certe del giacimento di competenza Eni sono pari a 594 milioni di boe determinate sulla base della quota di partecipazione al progetto del 16,81%. Rispetto al 31 dicembre 2007, le riserve certe

sono aumentate di 74 milioni di boe nonostante la cessione dell'1,71% della quota di partecipazione al progetto alla società di stato Kazakha KazMunayGas in base agli accordi perfezionati in ottobre. Questa diminuzione è stata più che compensata dall'effetto prezzo positivo e da revisioni positive di precedenti stime, che sono state confermate da valutazione indipendente di una società di ingegneri petroliferi (Ryder Scott Petroleum Consultants).

Kazakhstan – Karachaganak Localizzato *onshore* nella parte occidentale del Paese, Karachaganak è un giacimento *giant* che produce petrolio, condensati e gas naturale con riserve recuperabili stimate in 5 miliardi di boe. Un *Production Sharing Agreement* della durata di 40 anni, fino al 2037, regola le operazioni condotte dal consorzio Karachaganak Petroleum Operating (KPO) in cui il ruolo di operatore è attribuito in modo paritetico a Eni e British Gas.

Al momento è in via di completamento una quarta unità di trattamento dei liquidi (che consentirà di aumentare i volumi di olio destinati all'esportazione sui mercati occidentali che oggi vengono consegnati non stabilizzati a Orenburg) mentre prosegue la realizzazione del gasdotto Uralsk Gas Pipeline della lunghezza di 150 chilometri che collegherà entro il 2009 il giacimento alla rete di gasdotti del Kazakhstan.

L'ingegneria preliminare della Fase 3 di Karachaganak ha identificato in una realizzazione a stadi lo schema migliore per completare lo sviluppo del giacimento. Se approvato, lo *start-up* di un primo stadio di sviluppo potrebbe essere realizzato entro la fine del 2013.

Nell'aprile 2008 il Governo del Kazakhstan ha emesso un decreto che introduce una tassa sull'esportazione di greggio. Nel gennaio 2009 l'aliquota applicata per la determinazione della suddetta tassa è stata azzerata. Nello stesso mese è stato emesso un nuovo *Tax Code* il cui regime fiscale non impatta la redditività del progetto in considerazione delle clausole di stabilità fiscali vigenti nel relativo *PSA*.

Al 31 dicembre 2008 le riserve certe del giacimento di competenza Eni erano pari a 740 milioni di boe, in aumento di 200 milioni di boe rispetto al 2007, per effetto di revisioni positive delle precedenti stime connesse all'impatto positivo dei minori prezzi del petrolio di fine esercizio nella determinazione dell'*entitlement* di riserve secondo lo schema di *PSA*.

Turkmenistan Nell'ambito dell'acquisizione della società inglese Burren Energy Plc, Eni è operatore del Blocco in produzione Nebit Dag (Eni 100%). La produzione è fornita essenzialmente dal giacimento a olio di Burun.

Le attività dell'anno hanno riguardato l'ottimizzazione della produzione attraverso la perforazione di pozzi di sviluppo e

il proseguimento del programma di *water injection* e *upgrading* delle *facility*. Sono stati inoltre perforati alcuni pozzi di sviluppo anche nei giacimenti di Uzboy e Balkan, limitrofi al campo Burun, avviati in *early production* dal 2006.

RESTO DEL MONDO

Australia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nel blocco JDA 06-105 (Eni 40%, operatore), amministrato congiuntamente da Timor Est e Australia, con il pozzo esplorativo Kitan-1 che ha rinvenuto una mineralizzazione a petrolio a una profondità di 3.658 metri, erogando in fase di test 6.100 barili/giorno. Nel giugno 2008 le autorità competenti hanno approvato l'area di sviluppo del giacimento a seguito della dichiarazione di scoperta commerciale presentata da Eni. Sono in corso le attività per definire un piano di sviluppo da presentare alle autorità competenti entro il termine di dodici mesi. La *final investment decision* è attesa nel 2009. Nel 2008 è stato completato il programma di sviluppo dell'area sud del giacimento Wollybutt (Eni 65%, operatore) attraverso la perforazione di un nuovo pozzo produttore con collegamento sottomarino alle *facility* di produzione presenti, e conseguente *build-up* della produzione. Prosegue lo sviluppo del giacimento a gas Blacktip (Eni 100%, operatore), che sarà operato da una piattaforma di produzione collegata a un impianto di trattamento *onshore*. Lo *start-up* è atteso nel 2009 con un picco produttivo di 740 milioni di metri cubi/anno nel 2010. Il gas è previsto alimentare una centrale di generazione elettrica.

Colombia Nel 2008 Eni ha firmato un *Memorandum of Understanding* con la compagnia di Stato Ecopetrol con l'obiettivo di individuare opportunità congiunte di esplorazione e produzione in Colombia e in altre aree dell'America Meridionale.

Croazia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con l'*appraisal* sui giacimenti *offshore* a gas di Božica (Eni 50%) e Ika (Eni 50%).

Nel 2008 è stato avviato il giacimento Ana (Eni 50%) attraverso l'installazione di una piattaforma collegata alle *facility* presenti nell'area. Sono in corso di finalizzazione le attività di sviluppo sui giacimenti Irina, Vesna e Annamaria. Lo *start-up* dei tre giacimenti è atteso nel 2009.

India Nell'agosto 2008 è stato acquisito il controllo della società indiana Hindustan Oil Exploration Limited (HOEC), a seguito dell'esecuzione dell'OPA obbligatoria sul 20% del capitale sociale di HOEC. L'obbligo di OPA è scattato per effetto dell'acquisto da parte Eni del 27,18% di HOEC nell'ambito dell'operazione Burren. HOEC pos-

siede licenze minerarie nell'*onshore* indiano, nel Cambay Basin, e nell'*offshore* della costa orientale in corrispondenza di Chennai. Gli asset acquisiti comprendono: (i) giacimenti in sviluppo e in produzione che sono previsti produrre 10 mila boe/giorno dal 2010; (ii) scoperte in fase di *appraisal*/sviluppo. Le principali attività di sviluppo in corso riguardano il completamento del giacimento a gas PY1, con *start-up* atteso nel 2009.

Indonesia Nel maggio 2008, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata l'*operatorship* del blocco esplorativo West Timor che si estende su di una superficie sia *offshore* sia *onshore* di circa 4.000 chilometri quadrati. L'attività di esplorazione ha riguardato: (i) nel permesso Krueng Mane (Eni 85%, operatore) il completamento delle attività per l'avvio del programma di perforazione; (ii) nel permesso Bukat (Eni 66,25%, operatore) il completamento della campagna di acquisizione sismica. Eni come operatore, ha allo studio importanti progetti di sviluppo sia a gas che ad olio relativi alle scoperte fatte nel permesso di Bukat.

Eni partecipa ad altri progetti in via di definizione che riguardano lo sviluppo congiunto delle cinque scoperte a gas localizzate nell'area del Kutei Deep Water Basin (Eni 20%). La produzione sarà trattata presso l'impianto GNL di Bontang.

Pakistan L'attività esplorativa ha avuto esito positivo: a) nel Blocco Mubarak (Eni 38%) con la scoperta a gas di Saquib che ha erogato in fase di test 700 mila metri cubi/giorno; b) nella licenza esplorativa Latif, il pozzo di *appraisal* Latif-2 ha permesso l'accertamento di nuove riserve, confermando le potenzialità minerarie dell'area.

Nell'ambito del piano di sviluppo delle riserve accertate nel permesso Bhit (Eni 40%, operatore), è stata avviata la terza unità di trattamento presso il terminale dell'area che ha aumentato la capacità dell'impianto di 1,3 milioni di metri cubi, consentendo di mettere in produzione il giacimento Badhra. Le altre attività dell'anno hanno riguardato interventi di ottimizzazione in particolare su Kadanwari, Miano, Sawan e Zamzama attraverso la perforazione di pozzi addizionali e *upgrading* delle *facility* finalizzate al mantenimento dei profili produttivi.

Papua Nuova Guinea Nel 2008 Eni ha firmato un *Partnership Agreement* con lo Stato di Papua Nuova Guinea per l'avvio di un programma esplorativo e di identificazione di opportunità di sviluppo di progetti *oil & gas* nel Paese. Inoltre l'accordo prevede il lancio di progetti anche nel campo della generazione elettrica e nelle energie alternative e rinnovabili. Questi progetti consentiranno di alimentare lo sviluppo sostenibile del Paese.

Qatar Nel 2008 Eni ha firmato con la compagnia Qatar Petroleum International un *Memorandum of Understanding* con l'obiettivo di individuare nuove opportunità congiunte di esplorazione e produzione di petrolio e gas naturale. L'accordo prevede anche lo sviluppo di progetti nel settore petrolchimico e della generazione elettrica.

Stati Uniti – Golfo del Messico L'attività esplorativa ha avuto esito positivo nelle aree: a) Blocco *offshore* Mississippi Canyon 771 (Eni 25%), con la scoperta a petrolio e gas di Kodiak nelle vicinanze della piattaforma operata di Devil's Tower (Eni 75%); b) Blocco Walker Ridge 508 (Eni 15%), il pozzo di scoperta Stones-3 ha rinvenuto una mineralizzazione a petrolio. La scoperta Stones rientra negli asset esplorativi acquisiti dalla Dominion Resources; c) Blocco Mississippi Canyon 459 (Eni 100%), con la scoperta Appaloosa mineralizzata a petrolio. A fine 2008 è stata sanzionata la *final investment decision*; d) Blocco Keathley Canyon Block 1008 (Eni 100%) con l'*appraisal* positivo della scoperta a olio Hadrian nell'*offshore* ultraprondo; e) Blocco *offshore* Green Canyon 859 (Eni 12,5%), con la scoperta a petrolio e gas di Heidelberg-1 a una profondità di 9.163 metri.

Nel marzo 2008, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata 32 blocchi esplorativi. L'*acreage* acquisito sarà sviluppato in sinergia con le esistenti *facility* operate da Eni.

Nell'agosto 2008, Eni si è aggiudicata 5 licenze esplorative nella regione del Keathley Canyon, una delle aree *core* per le attività di esplorazione nel Golfo del Messico. I blocchi saranno operati da Eni al 100%. La transazione è soggetta

all'approvazione delle competenti autorità locali.

Nel novembre 2008 Eni ha firmato un accordo di cooperazione con la compagnia di Stato colombiana Ecopetrol per la partecipazione in asset esplorativi nel Golfo del Messico. Secondo i termini dell'accordo Ecopetrol investirà circa 220 milioni di dollari per la partecipazione con una quota del 20-25% in cinque pozzi esplorativi che saranno perforati entro il 2012.

È stato sanzionato il programma di sviluppo della scoperta Longhorn (Eni 75%). Il progetto prevede l'installazione di una piattaforma fissa alla quale saranno collegati tre pozzi sottomarini. Lo *start-up* è previsto nel 2009 con una produzione di picco attesa in 29 mila boe/giorno (circa 20 mila in quota Eni).

Stati Uniti – Alaska Nel febbraio 2008, in esito a gara internazionale, Eni si è aggiudicata 18 blocchi esplorativi *offshore*, di cui 4 come operatore, nel Mare di Chukchi. L'*acreage* acquisito possiede un potenziale minerario significativo e consente ad Eni di consolidare la propria posizione nell'area.

È stato sanzionato il progetto di sviluppo del giacimento Nikaitchuq (Eni 100%, operatore). Lo sviluppo avverrà per fasi con avvio atteso nel 2010 con un *plateau* di 26 mila barili/giorno.

Nel giugno 2008 è stato avviato il giacimento a olio di Oooguruk (Eni 30%) nel Beaufort Sea. Lo sviluppo del giacimento è avvenuto attraverso *facility* installate su di un'isola artificiale. Il picco produttivo di 17 mila boe/giorno è atteso nel 2011.

Venezuela Nel febbraio 2008 Eni e le Autorità venezuelane hanno raggiunto l'accordo risolutivo della disputa sul giacimento di Dación oggetto di esproprio da parte della compagnia di Stato PDVSA il 1° aprile 2006. In base ai termini dell'accordo, Eni ha diritto ad un indennizzo in denaro, in parte già ricevuto, in linea con il valore di libro dell'asset espropriato. Eni ritiene che questo accordo contribuisca a rafforzare la collaborazione con PDVSA. In tale ambito, Eni ha raggiunto due accordi strategici di *partnership* con la compagnia di Stato PDVSA: (i) un *jointly study agreement* per lo sviluppo del Blocco Junin 5 nella Faja dell'Orinoco. L'area che si estende su una superficie di circa 670 chilometri quadrati, presenta risorse potenziali di oltre 2,5 miliardi di barili di olio pesante. Al completamento degli studi e definizione del piano di sviluppo, il progetto sarà realizzato tramite un'Impresa Mista composta da PDVSA ed Eni. Eni intende mettere a disposizione la propria esperienza e tecnologia per valorizzare l'olio pesante che sarà estratto; (ii) l'esplorazione delle due aree *offshore* di Blanquilla e Tortuga, entrambe



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

con una quota del 20%, nel Mar dei Carabi, su di una superficie di circa 5.000 chilometri quadrati. L'eventuale sviluppo delle due aree avverrà attraverso un progetto integrato GNL.

Nel 2008 è stato avviato il giacimento di petrolio Corocoro nel Golfo di PariaWest Block (Eni 26%). Il piano di sviluppo è articolato in due fasi, di cui la seconda dipenderà dai risultati della prima in termini di produttività dei pozzi e di comportamento del giacimento alla iniezione di acqua e gas. Il picco produttivo di 66 mila barili/giorno (17 mila in quota Eni) è atteso nel 2012.

Italia L'attività esplorativa ha avuto esito positivo con la scoperta a gas Cassiopea e l'*appraisal* positivo sul giacimento a gas Argo nell'*offshore* siciliano. Le due scoperte sono operate da Eni con una quota del 60%. In particolare per Cassiopea è previsto un piano di sviluppo accelerato per garantire sinergie ottimali con le recenti scoperte limitrofe di Panda e Argo. Il progetto prevede la perforazione di pozzi produttori sottomarini e l'installazione di una piattaforma produttiva che sarà collegata alle *facility* di trattamento *onshore* esistenti. Lo *start-up* produttivo è atteso nel 2011.

Nel dicembre 2008 sono stati assegnati a Eni due permessi esplorativi nell'*onshore* della Puglia.

Le attività di sviluppo hanno riguardato in particolare: (i) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi di *sidetrack* e di *infilling* (Antares, Cervia,

Emma, Fratello Nord, Giovanna, Hera-Lacinia, Gela, Luna e Fiumetto); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione e di adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (iii) il completamento dello sviluppo di Cascina Cardana e Val d'Agri, fase 1.

Le altre iniziative sui temi a gas riguardano i giacimenti Annamaria e Guendalina nell'*offshore* adriatico. Lo *start-up* di Annamaria è atteso a fine 2009 con un picco produttivo di 4 mila boe/giorno. L'avvio di Guendalina è previsto nel 2010 con un picco produttivo di 3 mila boe/giorno.

Investimenti

Gli investimenti tecnici del settore Exploration & Production (9.545 milioni di euro) hanno riguardato essenzialmente gli investimenti di sviluppo (6.429 milioni di euro), realizzati prevalentemente all'estero, in particolare in Kazakhstan, Egitto, Angola, Congo e Stati Uniti. 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 93% le attività all'estero, in particolare Stati Uniti, Egitto, Nigeria, Angola e Libia. 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'estensione della durata dei titoli minerari in Libia a seguito della firma degli accordi attuativi del *framework agreement* siglato nell'ottobre 2007 con la società di Stato NOC con effetti economici a partire dal 1° gennaio 2008 e l'acquisto dell'ulteriore quota del 34,81% del progetto ABO in Nigeria.

Nel 2008 gli investimenti tecnici aumentano di 2.920 milioni di euro rispetto al 2007 (+44,1%) per effetto essenzialmente della maggiore attività di sviluppo nel Golfo del Messico, Kazakhstan, Italia, Nigeria, Egitto, Australia e Congo.

Nel 2008 il settore Exploration & Production ha acquisito partecipazioni e rami d'azienda per 2,5 miliardi euro riferiti al completamento dell'acquisizione della società inglese Burren Energy Plc e l'acquisto degli *asset upstream* di First Calgary in Algeria, della Hewett Unit⁴ nel Mare del Nord e di Hindustan Oil Exploration Co in India.



Italia (Mare Adriatico) - piattaforma di produzione Barbara.

(4) Le attività di stoccaggio acquisite sono considerate nel settore Gas & Power (v. di seguito).

Investimenti tecnici	(milioni di euro)	2006	2007	2008	Var. ass.	Var. %
Acquisto di riserve <i>proved e unproved</i>		152	96	836	740	..
Italia		139				
Africa Settentrionale		10	11	626		
Africa Occidentale				210		
Area Caspio						
Resto del mondo		3	85			
Esplorazione		1.348	1.659	1.918	259	15,6
Italia		128	104	135	31	29,8
Africa Settentrionale		270	380	398	18	4,7
Africa Occidentale		471	239	460	221	92,5
Mare del Nord		174	193	214	21	10,9
Area Caspio		25	36	28	(8)	(22,2)
Resto del mondo		280	707	683	(24)	(3,4)
Sviluppo		3.589	4.643	6.429	1.786	38,5
Italia		363	461	570	109	23,6
Africa Settentrionale		701	948	1.246	298	31,4
Africa Occidentale		864	1.343	1.717	374	27,8
Mare del Nord		406	397	505	108	27,2
Area Caspio		593	733	997	264	36,0
Resto del mondo		662	761	1.394	633	83,2
Stoccaggio		40	145	264	119	82,1
Altro		74	82	98	16	19,5
		5.203	6.625	9.545	2.920	44,1

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 cam-

pi di stoccaggio distribuiti sul territorio nazionale, sulla base di dieci concessioni di stoccaggio⁵ rilasciate dal Ministero dello Sviluppo Economico.

Nel 2008 la quota di capacità utilizzata dai clienti terzi è stata pari al 61%. Dall'inizio attività, la società ha aumentato considerevolmente il numero dei clienti e la quota dei ricavi terzi; quest'ultima, da valori iniziali non significativi, è passata al 50%.

		2006	2007	2008
Capacità disponibili:				
modulazione e minerari	(miliardi di metri cubi)	8,4	8,5	8,6
- di cui quota utilizzata da Eni	(%)	54	44	39
strategico	(miliardi di metri cubi)	5,1	5,1	5,1
Clienti servizi di stoccaggio	(numero)	38	44	48

(5) Di cui due attualmente non operative.

Gas & Power



Principali indicatori di performance		2006	2007	2008
Ricavi ^(a)	(milioni di euro)	28.368	27.633	36.936
Utile operativo		3.802	4.127	3.933
Utile operativo <i>adjusted</i> ^(b)		3.882	4.092	3.541
Mercato		2.045	2.228	1.469
Business regolati Italia		1.365	1.419	1.549
Trasporto internazionale		472	445	523
Utile netto <i>adjusted</i>		2.862	2.936	2.650
EBITDA pro-forma <i>adjusted</i> ^(b)		4.896	5.077	4.466
Mercato		2.966	3.068	2.310
Business regolati Italia		1.222	1.289	1.401
Trasporto internazionale		708	720	755
Investimenti tecnici		1.174	1.366	1.794
Capitale investito netto <i>adjusted</i>		18.864	20.547	21.333
ROACE <i>adjusted</i>	(%)	15,1	14,9	12,7
Vendite gas mondo	(miliardi di metri cubi)	98,10	98,96	104,23
di cui: vendite E&P ^(c)		4,69	5,39	6,00
Vendite di GNL		9,9	11,7	12,0
Clienti in Italia	(milioni)	6,54	6,61	6,63
Volumi trasportati in Italia	(miliardi di metri cubi)	87,99	83,28	85,64
Vendite di energia elettrica	(terawattora)	31,03	33,19	29,93
Dipendenti a fine periodo	(numero)	12.074	11.582	11.389

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettoriali.

(b) Dall'esercizio 2008 i dettagli per aree di business dell' "utile operativo *adjusted*" sono uniformati a quelli dell'EBITDA proforma *adjusted*. L'entità "Mercato" include l'attività della generazione elettrica in quanto ancillare all'attività Mercato.

(c) Vendite del settore Exploration & Production in Europa e nel Golfo del Messico.

Acquisizione di Distrigas

› L'acquisizione della quota di controllo del 57,243% nella società belga Distrigas NV rappresenta per Eni un risultato di rilevanza strategica che consente di rafforzare la *leadership* nel mercato europeo del gas. In ottemperanza alla normativa belga del 27 aprile 2007, Eni ha lanciato un'OPA incondizionata sulle azioni di minoranza di Distrigas, alle stesse condizioni offerte a Suez. Il periodo di adesione dell'offerta termina il 19 marzo 2009.

› Nell'ultimo trimestre 2008, nell'ottica dell'ottimizzazione del *portfolio* Eni, sono stati perfezionati con Suez gli accordi relativi a forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica.

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

› Il 12 febbraio 2009 il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato la cessione a Snam Rete Gas dell'intero capitale sociale di Italgas SpA e Stoccaggi Gas Italia SpA (Stogit) ad un prezzo di 4,7 miliardi di euro, di cui 3,1 miliardi di euro relativi a Italgas e 1,6 miliardi a Stogit. L'operazione è coerente con gli obiettivi di *unbundling* e si inquadra nell'ottica del conseguimento di importanti sinergie strutturali nel settore dei *business* regolati. L'operazione, il cui perfezionamento è atteso entro luglio 2009, consentirà a Eni di valorizzare al meglio gli asset di Italgas e Stogit che beneficeranno di maggiore visibilità e sinergie all'interno del perimetro di Snam Rete Gas.

Partnership con Altergaz e rafforzamento della presenza in Francia

› Il 23 settembre 2008 per rafforzare ulteriormente la presenza Eni nel settore gas in Francia, Eni e Altergaz, società già partecipata da Eni al 38,91%, hanno acquisito entrambe una quota di partecipazione del 17% nel capitale azionario di Gaz de Bordeaux SAS, società che commercializza gas nell'area urbana di Bordeaux. Eni e Altergaz hanno anche stipulato un contratto per la fornitura di gas di lungo termine per 250 milioni di metri cubi all'anno a Gaz de Bordeaux.

Espansione sul mercato russo del gas naturale

› È stato firmato un contratto per la vendita di gas in Russia per la produzione di energia elettrica. L'accordo segna l'avvio delle attività Eni di commercializzazione del gas in Russia.

Potenziamento TTPC

› Nel corso dell'anno è entrato in esercizio il potenziamento da 6,5 miliardi di metri cubi/anno del gasdotto di importazione TTPC dall'Algeria. La nuova capacità è stata interamente allocata a terzi operatori.

Risultati finanziari

› Nel 2008 l'utile netto *adjusted* è stato di 2.650 milioni di euro con una diminuzione del 9,7% rispetto al 2007 dovuta essenzialmente alla flessione della *performance* operativa del mercato Italia in parte compensata dal contributo positivo dell'acquisizione di Distrigas e dalla crescita organica sui mercati europei.

› Il ROACE *adjusted* è stato del 12,7% (14,9% nel 2007).

› Sono stati investiti 1.794 milioni di euro per lo sviluppo e il mantenimento delle reti di trasporto e di distribuzione in Italia, il potenziamento delle linee di importazione e il programma di espansione della capacità di generazione elettrica.

Risultati operativi

› Nel 2008 le vendite di gas naturale di 104,23 miliardi di metri cubi sono aumentate del 5,3% rispetto al 2007 per effetto essenzialmente dell'acquisizione di Distrigas (+5,23 miliardi di metri cubi) e della crescita organica registrata sui mercati europei, nonché delle condizioni climatiche più rigide registrate nel primo trimestre. Questi effetti sono stati parzialmente compensati dalla *performance* negativa del mercato Italia (-5,8%).

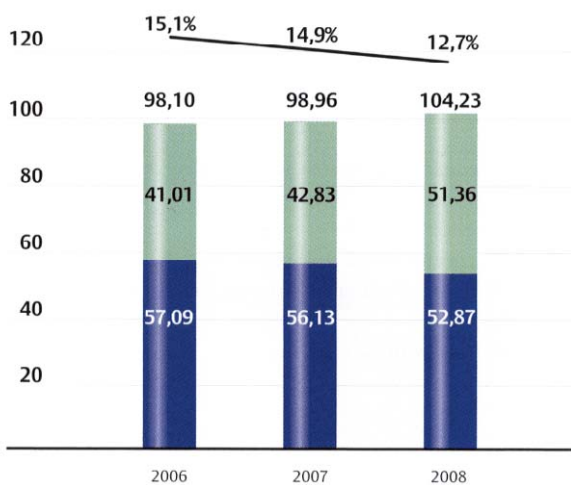
› L'obiettivo al 2012 è di conseguire un volume di vendite di 124 miliardi di metri cubi, facendo leva sulla crescita delle vendite internazionali, per le quali Eni prevede un tasso di incremento medio annuo del 7%.

› Le vendite di energia elettrica di 29,93 terawattora sono diminuite di 3,26 terawattora rispetto al 2007, pari al 9,8%.

› I volumi di gas trasportati sulla rete in Italia di 85,64 miliardi di metri cubi sono aumentati del 2,8% rispetto al 2007.

Redditività del settore Gas & Power

(miliardi di metri cubi)



— ROACE *adjusted* — Vendite internazionali — Vendite in Italia

GAS NATURALE

Approvvigionamenti di gas naturale

I volumi di gas naturale approvvigionati dalle società consolidate, compreso l'approvvigionato Distrigas di 5,15 miliardi di metri cubi, sono stati di 89,65 miliardi di metri cubi con un aumento rispetto al 2007 di 5,85 miliardi di metri cubi, pari al 7%.

A struttura costante, i volumi di gas approvvigionati all'estero (76,50 miliardi di metri cubi dalle società consolidate), importati in Italia o venduti sui mercati esteri, pari al 91% del totale, sono aumentati di 1,35 miliardi di metri cubi rispetto al 2007 (+1,8%), per effetto essenzialmente della crescita sui mercati europei, in particolare nei primi mesi dell'anno, con relativi maggiori ritiri: (i) dall'Algeria via *pipeline* (+1,07 miliardi di metri cubi); (ii) dalla Libia (+0,63 miliardi di metri cubi) in linea con la crescita delle produzioni di gas *equity*; (iii) dai Paesi Bassi (+0,36 miliardi di metri cubi); (iv) dalla Russia di gas destinato alla Turchia (+0,31 miliardi di metri cubi) in linea con l'incremento della domanda di gas del mercato turco.

Gli approvvigionamenti in Italia (8 miliardi di metri cubi) sono diminuiti di 0,65 miliardi di metri cubi rispetto al 2007, pari al

7,5%, per effetto della flessione della produzione nazionale.

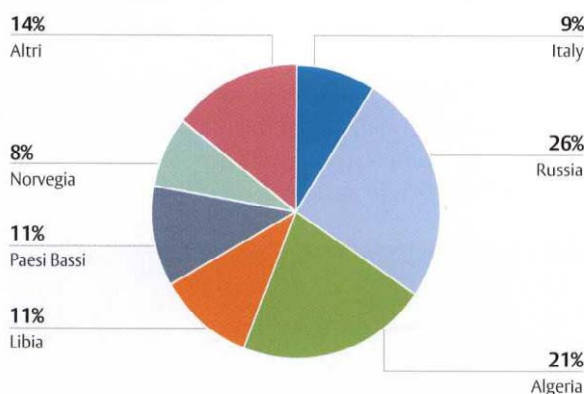
In diminuzione gli approvvigionamenti di gas russo destinato al mercato italiano (-0,97 miliardi di metri cubi) per effetto principalmente della riduzione dei prelievi Eni conseguente agli accordi intervenuti con Gazprom che ne prevedono l'ingresso nel mercato delle forniture agli importatori italiani.

Nel 2008 i principali flussi approvvigionati di gas *equity* derivano dalle produzioni: (i) dei giacimenti nazionali (7,5 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 2008 i due giacimenti hanno fornito 3,2 miliardi di metri cubi in quota Eni; (iii) delle aree nel Mare del Nord britannico e norvegese (2,3 miliardi di metri cubi); (iv) di altre aree europee (in particolare della Croazia per 0,6 miliardi di metri cubi). Considerando anche le vendite dirette del settore Exploration & Production in Europa e nel Golfo del Messico e il GNL approvvigionato dal terminale di liquefazione di Bonny in Nigeria, i volumi di gas *equity* sono stati di circa 21 miliardi di metri cubi e hanno coperto circa il 21% del totale delle disponibilità per la vendita.

Approvvigionamenti di gas naturale	(miliardi di metri cubi)	2006	2007	2008	Var. ass.	Var. %
Italia		10,21	8,65	8,00	(0,65)	(7,5)
Estero						
Russia		24,98	23,44	22,91	(0,53)	(2,3)
Algeria (incluso il GNL)		20,42	18,41	19,22	0,81	4,4
Libia		7,70	9,24	9,87	0,63	6,8
Paesi Bassi		10,28	7,74	9,83	2,09	27,0
Norvegia		5,92	5,78	6,97	1,19	20,6
Regno Unito		2,50	3,15	3,12	(0,03)	(1,0)
Ungheria		3,28	2,87	2,84	(0,03)	(1,0)
Qatar (GNL)		-	-	0,71	0,71	..
Altri acquisti di gas naturale		2,41	2,2	4,07	1,87	85,0
Altri acquisti di GNL		1,57	2,32	2,11	(0,21)	(9,1)
		79,06	75,15	81,65	6,50	8,6
Totale approvvigionamenti delle società consolidate		89,27	83,80	89,65	5,85	7,0
Prelievi (immissioni) da (a) stoccaggio		(3,01)	1,49	(0,08)	(1,57)	..
Perdite di rete e differenze di misura		(0,50)	(0,46)	(0,25)	0,21	(45,7)
Disponibilità per la vendita delle società consolidate		85,76	84,83	89,32	4,49	5,3
Disponibilità per la vendita delle società collegate		7,65	8,74	8,91	0,17	1,9
Volumi E&P		4,69	5,39	6,00	0,61	11,3
Totale disponibilità per la vendita		98,10	98,96	104,23	5,27	5,3

Approvvigionamenti di gas naturale

89,65 miliardi di metri cubi

**TAKE-OR-PAY**

Per coprire la crescita attesa della domanda europea di gas naturale nel medio e lungo termine, in particolare della domanda italiana, Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali. La vita residua media del portafoglio di contratti Eni è ad oggi di circa 21 anni.

A regime, nel 2010, i contratti di fornitura di lungo termine, che prevedono clausole *take-or-pay*, consentiranno a Eni di approvvigionare circa 62,4 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale. Il perfezionamento dell'acquisizione della società belga Distrigas (v. "Iniziative di sviluppo") 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 media di circa 14 anni. Il portafoglio approvvigionamenti avrà un grado maggiore di diversificazione e un minore profilo di rischio, considerato che Eni dipenderà da un solo fornitore per circa il 20-22% dei volumi acquistati al 2012.

Nel lungo termine, nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, trend sfavorevoli nell'andamento della domanda e dell'offerta di gas in Italia, anche a seguito dell'entrata a regime dei potenziamenti di capacità di importazione (potenziamenti di *pipeline* e nuovi terminali GNL) realizzati nel 2008 e della finalizzazione di progetti in corso o annunciati da parte sia di Eni sia di operatori terzi, nonché l'evoluzione della regolamentazione del settore, costituiscono elementi di rischio per l'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti di *take-or-pay*.

Vendite di gas naturale

Le vendite di gas naturale nel 2008 sono state di 104,23 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con un aumento di 5,27 miliardi di metri cubi rispetto al 2007 (+5,3%), per effetto essenzialmente dell'incremento delle vendite internazionali (+19,9%) dovuto in particolare alla crescita organica sui mercati europei e al consolidamento di Distrigas, acquisita nell'ottobre 2008 (+5,23 miliardi di metri cubi), nonché dell'effetto delle condizioni climatiche più rigide registrate nel primo trimestre dell'anno. Questi incrementi sono stati parzialmente compensati dalla riduzione delle vendite in Italia a seguito della congiuntura economica negativa e della sempre più intensa pressione competitiva.

A struttura costante le vendite di gas naturale del 2008 ammontano a 99 miliardi di metri cubi sostanzialmente in linea con il 2007 (+0,04 miliardi di metri cubi).

Le vendite in Italia di 52,87 miliardi di metri cubi hanno registrato una flessione di 3,26 miliardi di metri cubi, pari al 5,8%, nonostante l'effetto climatico positivo del primo trimestre. La flessione ha riguardato essenzialmente i settori grossisti (-2,49 miliardi di metri cubi) e industriale (-2,13 miliardi di metri cubi) per effetto del calo della domanda, dell'azione della concorrenza e dell'esecuzione del programma *gas release*¹ (+0,91 miliardi di metri cubi). Queste minori forniture sono state in parte compensate dai maggiori prelievi del settore termoelettrico (+0,48 miliardi di metri cubi) e dalle maggiori vendite al settore residenziale (+0,43 miliardi di metri cubi) per effetto delle condizioni climatiche più rigide registrate in particolare nei primi mesi dell'anno.

Le vendite agli importatori in Italia sono state di 11,25 miliardi di metri cubi con un incremento di 0,58 miliardi di metri cubi, pari al 5,4%, essenzialmente per effetto della circostanza che nel 2007 una maggior parte di queste vendite venne sostituita con vendite dirette in Italia.

Le vendite nei mercati europei (31,78 miliardi di metri cubi, incluse le società collegate e il contributo dell'acquisizione di Distrigas) sono aumentate di 7,43 miliardi di metri cubi, pari al 30,5%, anche in termini di quota di mercato. Escludendo l'effetto del consolidamento di Distrigas, le vendite di gas naturale nei mercati europei ammontano a 26,55 miliardi di metri cubi, con un aumento

(1) Si tratta di impegni presi a conclusione della procedura avviata dall'Autorità sull'utilizzo della capacità di rigassificazione del terminale di GNL di Panigaglia. Il programma di *gas release* prevede la cessione da parte di Eni di 4 miliardi di metri cubi in due anni con avvio 1° ottobre 2007.

di 2,20 miliardi di metri cubi, pari al 9%, essenzialmente per effetto della crescita registrata in: (i) Francia (+0,64 miliardi di metri), per effetto delle azioni di *marketing* intraprese nei segmenti grossisti e industriale; (ii) Penisola Iberica (+0,53 miliardi di metri cubi), per le maggiori forniture a clienti grossisti e termoelettrici; (iii) Turchia (+0,31 miliardi di metri cubi), in relazione alla progressiva regimazione delle vendite attraverso il gasdotto Blue Stream; (iv) Germania-Austria (+0,20 miliardi di

metri cubi), per l'incremento delle vendite ai grossisti.

Le vendite nei mercati extra europei (2,33 miliardi di metri cubi) sono sostanzialmente in linea con il 2007.

Le vendite Exploration & Production in Europa e Stati Uniti sono aumentate di 0,61 miliardi di metri cubi, pari all'11,3%, in particolare per effetto del *ramp-up* delle produzioni nel Golfo del Messico.



Italia (Panigaglia) - Impianto di rigassificazione.

Vendite di gas per mercato	(miliardi di metri cubi)	2006	2007	2008	Var. ass.	Var. %
Italia		57,09	56,13	52,87	(3,26)	(5,8)
Grossisti		11,54	10,01	7,52	(2,49)	(24,9)
Gas release		2,00	2,37	3,28	0,91	38,4
PSV e borsa		-	1,90	1,89	(0,01)	(0,5)
Industriali		14,33	12,77	10,64	(2,13)	(16,7)
<i>Industriali</i>		13,33	11,77	9,59	(2,18)	(18,5)
PMI e terziario		1,00	1,00	1,05	0,05	5,0
Termoelettrici		16,67	17,21	17,69	0,48	2,8
Residenziali		6,42	5,79	6,22	0,43	7,4
Autoconsumi		6,13	6,08	5,63	(0,45)	(7,4)
Vendite internazionali		41,01	42,83	51,36	8,53	19,9
Importatori in Italia		14,10	10,67	11,25	0,58	5,4
Mercati europei		20,71	24,35	31,78	7,43	30,5
<i>Penisola Iberica</i>		5,24	6,91	7,44	0,53	7,7
<i>Germania - Austria</i>		4,72	5,03	5,29	0,26	5,2
<i>Turchia</i>		3,68	4,62	4,93	0,31	6,7
<i>Belgio</i>		-	-	4,57	4,57	..
<i>Nord Europa</i>		2,62	3,15	3,21	0,06	1,9
<i>Ungheria</i>		3,10	2,74	2,82	0,08	2,9
<i>Francia</i>		1,07	1,62	2,66	1,04	64,2
<i>Altro</i>		0,28	0,28	0,86	0,58	..
Mercati extra europei		1,51	2,42	2,33	(0,09)	(3,7)
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		4,69	5,39	6,00	0,61	11,3
Totale vendite mondo		98,10	98,96	104,23	5,27	5,3

Vendite di gas per entità	(miliardi di metri cubi)	2006	2007	2008	Var. ass.	Var. %
Vendite delle società consolidate		85,76	84,83	89,32	4,49	5,3
Italia (inclusi autoconsumi)		57,07	56,08	52,82	(3,26)	(5,8)
Resto d'Europa		27,93	27,86	35,61	7,75	27,8
Extra Europa		0,76	0,89	0,89	-	-
Vendite delle società collegate (quota Eni)		7,65	8,74	8,91	0,17	1,9
Italia		0,02	0,05	0,05	-	-
Resto d'Europa		6,88	7,16	7,42	0,26	3,6
Extra Europa		0,75	1,53	1,44	(0,09)	(5,9)
E&P in Europa e nel Golfo del Messico		4,69	5,39	6,00	0,61	11,3
Totale vendite mondo		98,10	98,96	104,23	5,27	5,3

GNL

Nel 2008, le vendite di GNL (12 miliardi di metri cubi) sono aumentate di 0,3 miliardi di metri cubi rispetto al 2007, pari al 2,6%. In particolare le vendite del settore Gas & Power (8,4 miliardi di metri cubi, incluse nelle

vendite gas mondo) sono incrementate di 0,4 miliardi di metri cubi rispetto al 2007 (+5%) essenzialmente per i maggiori volumi commercializzati sui mercati europei attraverso Unión Fenosa Gas (Eni 50%), e per il contributo di Distrigas (+0,7 miliardi di metri cubi dal Qatar).

Vendite di GNL	(miliardi di metri cubi)	2006	2007	2008	Var. ass.	Var. %
Vendite G&P		6,4	8,0	8,4	0,4	5,0
Italia		1,5	1,2	0,3	(0,9)	(75,0)
Resto d'Europa		4,4	5,6	7,0	1,4	25,0
Extra Europa		0,5	1,2	1,1	(0,1)	(8,3)
Vendite E&P		3,5	3,7	3,6	(0,1)	(2,7)
<i>Terminali:</i>						
Bontang (Indonesia)		0,9	0,7	0,7	-	-
Point Fortin (Trinidad & Tobago)		0,4	0,6	0,5	(0,1)	(16,7)
Bonny (Nigeria)		1,8	2,0	2,0	-	-
Darwin (Australia)		0,4	0,4	0,4	-	-
		9,9	11,7	12,0	0,3	2,6

Trasporto e rigassificazione di gas naturale

I volumi di gas naturale trasportati in Italia (85,64 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 2,36 miliardi di metri cubi rispetto al 2007, pari al 2,8%, essenzialmente per i maggiori quantitativi di gas immessi in rete per la ricostituzione degli stoccaggi nei mesi estivi a seguito dei

maggiori prelievi relativi alle forti vendite stagionali nei primi mesi dell'anno. I volumi di gas naturale trasportati per conto terzi (33,84 miliardi di metri cubi) sono aumentati di 2,95 miliardi di metri cubi rispetto al 2007, pari al 9,6%. Nel 2008 il terminale GNL di Panigaglia (La Spezia) ha rigassificato 1,52 miliardi di metri cubi di gas naturale (2,38 miliardi di metri cubi nel 2007).

Volumi di gas naturale trasportati ^(a)	(miliardi di metri cubi)	2006	2007	2008	Var. ass.	Var. %
Per conto Eni		57,09	52,39	51,80	(0,59)	(1,1)
Per conto terzi		30,90	30,89	33,84	2,95	9,6
		87,99	83,28	85,64	2,36	2,8

(a) Comprendono le quantità immesse negli stoccaggi nazionali.

Iniziative di sviluppo

MERCATO

Acquisizione Distrigas

Termini dell'operazione

Il 30 ottobre 2008 con l'autorizzazione della Commissione Europea, Eni ha perfezionato l'acquisizione dall'operatore francese Suez Tractebel della quota di maggioranza del 57,243% nella società belga Distrigas NV, quotata sul circuito Euronext Brussels. L'acquisizione è stata avviata a maggio con la presentazione da parte Eni di un'offerta vincolante a Suez a conclusione di un processo d'asta al quale hanno partecipato tutti i principali operatori europei del settore gas. Il prezzo riconosciuto da Eni a Suez per la quota del 57,243% è di 2,75 miliardi di euro (6.809,64 euro per azione) che valorizza la società a circa 4,8 miliardi di euro. Tale prezzo è soggetto ad un aggiustamento al verificarsi di certe condizioni nell'ambito della cessione perfezionata nel luglio 2008 da parte di Distrigas della controllata Distrigas & Co. agli operatori belgi Fluxys SA e Huberator SA. Distrigas & Co. è attiva nella commercializzazione di capacità di transito. Gli acquirenti Fluxys e Huberator riconosceranno a Distrigas un incremento di prezzo nei successivi cinque anni se si avvereranno revisioni tariffarie da parte delle autorità regolatorie locali. In tale ipotesi, Eni pagherà a Suez e agli altri azionisti che hanno aderito all'OPA o alle possibili successive riaperture, un ammontare pari al valore pro-quota di tale incremento in base a un meccanismo prestabilito.

L'ulteriore condizione rilevante per l'acquisto della quota di controllo in Distrigas da parte di Eni è stata la rinuncia all'esercizio del diritto di prelazione sulla quota oggetto di cessione da parte dell'altro azionista di riferimento di Distrigas, Publigaz SCRL holding delle Municipalità belghe che partecipa nel capitale di Distrigas con il 31,254%. Tale rinuncia è avvenuta in forza del patto parasociale (*Shareholders' Agreement*) firmato da Eni e Publigaz il 30 luglio 2008 che definisce il nuovo modello di governance di Distrigas e accorda altresì a Publigaz il diritto di vendere a Eni la propria partecipazione in Distrigas secondo le modalità previste dal patto parasociale.

Con il *closing* dell'acquisizione della quota di controllo, è scattato per Eni l'obbligo di OPA incondizionata sulle azioni di minoranza di Distrigas, comprese le azioni detenute da Publigaz, alle stesse condizioni offerte a Suez come previsto dal Decreto Reale belga del 27 Aprile 2007 in materia di offerte pubbliche. Infatti, agli azionisti di minoranza che aderiranno all'OPA, Eni riconoscerà: (i) 6.809,64 euro per azione in contanti e (ii) un titolo di credito ("*Certificate*"), che incorpora il diritto a ricevere pro-quota l'eventuale integrazione di prezzo prevista dagli accordi di cessione

di Distrigas & Co.. Il 30 dicembre 2008, l'OPA ha ottenuto il via libera dalla Commission Bancaire, Financière et des Assurances (CBFA). Il periodo di adesione dell'offerta, iniziata il 9 gennaio 2009, termina il 19 Marzo 2009.

Il 4 marzo 2009 il Consiglio di Amministrazione di Publigaz SCRL ha deliberato di aderire all'OPA per l'intero pacchetto azionario in suo possesso per il controvalore di circa 1,5 miliardi di euro.

Razionale strategico

Distrigas è il principale operatore del mercato belga del gas naturale con vendite annue di circa 17 miliardi di metri cubi prevalentemente a clienti industriali, grossisti e termoelettrici in Belgio e nei mercati di Francia, Germania, Paesi Bassi e Lussemburgo. Possiede un portafoglio di contratti di approvvigionamento di lungo termine da Paesi Bassi, Norvegia e Qatar che copre circa il 90% delle vendite. Gli asset minori includono la nave metaniera Methania e la partecipazione dell'11% in Interconnector UK Ltd, società proprietaria dell'interconnessione delle reti di transito del gas fra Belgio e Regno Unito.

L'acquisizione rappresenta per Eni un risultato di rilevanza strategica che consente di rafforzare la *leadership* nel mercato europeo del gas. Eni si assicura una posizione chiave nel mercato gas del Belgio che, per grado di liquidità e centralità in termini di flussi fisici del gas, nonché per l'elevata interconnessione delle reti di trasporto, risulta essere significativo per lo sviluppo delle attività di commercializzazione e di *trading* in Europa.

Cessione dei consideration asset

Il 30 ottobre 2008 in base al *framework agreement* di maggio sono stati stipulati con Suez gli accordi relativi alla cessione da parte di Eni di asset e di forniture di lungo termine di gas ed elettricità (*consideration asset*) che rientrano nell'ottica dell'ottimizzazione del *portfolio* di Eni. A tutto dicembre 2008 sono stati perfezionati i seguenti accordi: (i) l'accordo Virtual Power Plant (VPP) che conferisce a Suez il diritto al ritiro di energia elettrica corrispondente alla capacità massima di 1.100 MW da Eni, per il periodo di 20 anni, al prezzo di 1,21 miliardi di euro; (ii) il contratto di fornitura di gas naturale fino a 4 miliardi di metri cubi/anno per 20 anni con consegna in Italia e l'opzione per la fornitura in Germania fino a 2,5 miliardi di metri cubi/anno per 11 anni con un incasso complessivo di 255 milioni di euro; (iii) il contratto di fornitura di 0,9 miliardi di metri cubi/anno di GNL in gas equivalente nel Golfo del Messico per un periodo di 20 anni per l'ammontare pari a 87 milioni di euro. Proseguono le trattative per la cessione della rete di distribuzione del gas del bacino di Roma e di partecipazioni in titoli esplorativi e in produzione (alcuni in fase di perfezionamento).

Francia: acquisizione di una partecipazione in Gaz de Bordeaux SAS

Nel settembre 2008 Eni, d'intesa con il partner Altergaz (partecipata da Eni con il 38,91%), ha perfezionato l'acquisizione di una partecipazione del 17% da parte di entrambi i partner nel capitale azionario di Gaz de Bordeaux SAS, società che commercializza gas nell'area urbana di Bordeaux. L'accordo consentirà a Eni di espandere la propria presenza sul mercato francese attraverso una fornitura decennale a Gaz de Bordeaux di un volume di circa 250 milioni di metri cubi di gas/anno che saranno commercializzati a un mercato potenziale di oltre 250.000 clienti residenziali, commerciali e industriali.

Russia: contratto di fornitura a TKG-9

Nell'ambito della strategia di crescita nei mercati internazionali, l'8 luglio 2008 Eni ha sottoscritto con TKG-9, operatore del settore della produzione di energia elettrica in Russia, contratti di vendita di gas a partire dal 1° giugno 2008 per volumi pari a 350 milioni di metri cubi a regime nel 2010. Eni, primo operatore europeo a entrare nel mercato russo della commercializzazione gas, che è il secondo mercato a livello mondiale in termini di consumi, prosegue nello sviluppo della propria presenza nel mercato russo.

BUSINESS DEL GNL**Qatar**

Il perfezionamento dell'acquisizione di Distrigas ha consentito ad Eni di ampliare le opportunità di sviluppo del business del GNL grazie all'accesso a nuove fonti di approvvigionamento in particolare dal Qatar sulla base del contratto di lungo termine (20 anni) con RasGas (70% Qatar Petroleum, 30% ExxonMobil)² e al terminale GNL di Zeebrugge sulla costa occidentale belga. Nel corso del 2008 il terminale è stato abilitato al carico di navi metaniere consentendo quindi a Distrigas di avviare l'attività di esportazione di GNL verso mercati particolarmente remunerativi.

Egitto

Eni attraverso Unión Fenosa Gas partecipa con il 40% nell'impianto di liquefazione di Damietta che produce circa 5 milioni di tonnellate/anno di GNL equivalenti a circa 7 miliardi di metri cubi/anno di gas naturale. Nel 2008 il settore Gas & Power ha ritirato circa 0,7 milioni di tonnellate di GNL (pari a circa un miliardo di metri cubi di gas naturale) per la commercializzazione sul mercato europeo.

USA**Cameron**

Eni ha opzionato dalla società americana Sempra capacità di rigassificazione nel terminale di Cameron in fase di realizzazione lungo il Calcasieu River, a circa 15 miglia a sud di Lake Charles, in Louisiana. La capacità opzionata ammonta a circa 6,5 miliardi di metri cubi/anno, pari al 40% della capacità totale del terminale per la durata di 20 anni. L'impianto è previsto entrare in esercizio entro il 2009.

L'operazione consentirà a Eni di commercializzare sul mercato nord americano le riserve di gas naturale che Eni sta sviluppando in Nord Africa e Nigeria.

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) destinato al mercato Nord americano, Eni ha opzionato per vent'anni una quota pari a circa 5,8 miliardi di metri cubi/anno della capacità del terminale di rigassificazione che sarà costruito presso Pascagoula in Mississippi con avvio previsto nel 2011.

BUSINESS REGOLATI IN ITALIA**Cessione a Snam Rete Gas del 100% di Stogit e Italgas**

Il 12 febbraio 2009 è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione di Eni la vendita del 100% di Italgas SpA e Stoccaggi Gas Italia SpA (Stogit) a Snam Rete Gas (controllata al 50,03%) ad un prezzo rispettivamente di 3.070 milioni di euro e 1.650 milioni di euro. Il valore dell'operazione, pari a 4.720 milioni di euro verrà finanziato da Snam Rete Gas attraverso: (i) un aumento di capitale fino a 3,5 miliardi di euro (di cui Eni si è impegnata a sottoscrivere la propria quota di competenza) e (ii) assunzione di debito per 1,3 miliardi di euro. I principali effetti economico-patrimoniali attesi a seguito dell'operazione sul bilancio consolidato di Eni sono i seguenti:

- a livello finanziario-patrimoniale, una variazione positiva pari a circa 1,5 miliardi di euro sia della posizione finanziaria netta, sia del patrimonio netto di pertinenza di terzi e complessivo, a seguito della sottoscrizione pro-quota dell'aumento di capitale di Snam Rete Gas da parte del mercato;
- a livello di conto economico, 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 transazione è stata improntata a criteri di trasparenza e

(2) RasGas è una tra le più importanti società integrate attive a livello mondiale nel business del GNL.

a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Due *advisor* finanziari indipendenti, Banca IMI e Rothschild, hanno assistito Eni nella strutturazione dell'operazione e nella definizione degli aspetti negoziali con Snam Rete Gas, e hanno rilasciato due specifiche e separate *fairness opinion* in merito alla congruità dal punto di vista finanziario dei corrispettivi di vendita delle partecipazioni in Italgas e in Stogit.

Per effetto dell'operazione, tutte le attività regolate di Eni relative alla distribuzione e allo stoccaggio di gas in Italia confluiranno nel perimetro di Snam Rete Gas dando vita al gruppo *leader* in Italia e in Europa nel settore dei *business* regolati, dotato di un capitale investito ai fini regolatori (RAB) di circa 20 miliardi di euro, con una rete di trasporto e distribuzione gas rispettivamente pari a 31.000 chilometri e 58.000 chilometri, e con una capacità di stoccaggio di 14 miliardi di metri cubi inclusa di 5 miliardi di metri cubi di riserva strategica. Una volta finalizzata, l'operazione consentirà al Gruppo Eni il conseguimento di importanti sinergie strutturali ed un miglior apprezzamento da parte del mercato finanziario delle attività regolate di Italgas e Stogit grazie alla maggiore visibilità di cui beneficeranno all'interno del perimetro Snam Rete Gas.

Il perfezionamento dell'operazione è previsto entro luglio 2009.

Galsi

Il 30 settembre 2008 Snam Rete Gas e Galsi hanno firmato l'accordo definitivo che conferma il reciproco impegno e definisce le condizioni per la realizzazione del nuovo gasdotto di importazione dall'Algeria all'Italia. L'accordo, che implementa le condizioni previste dal *Memorandum of Understanding* sottoscritto nel novembre 2007, definisce in dettaglio le condizioni per lo sviluppo, realizzazione e la messa in esercizio della sezione italiana del progetto. Secondo i termini dell'accordo, Galsi provvederà allo sviluppo dell'ingegneria e all'ottenimento delle principali autorizzazioni mentre Snam Rete Gas si occuperà della realizzazione e della successiva gestione dell'attività di trasporto.

Il gasdotto si svilupperà complessivamente per circa 900 chilometri, di cui 600 *offshore*, con profondità massime di circa 2800 metri fra Algeria e Sardegna. La capacità di trasporto iniziale sarà di 8 miliardi di metri cubi/anno.

TRASPORTO INTERNAZIONALE

TAG - Russia

La capacità di trasporto del gasdotto, pari a 37 miliardi di metri cubi/anno, sarà aumentata di 6,5 miliardi di metri cubi/anno. La prima *tranche* del potenziamento, entrata in esercizio nell'ottobre 2008, contribuisce ad incrementare la capacità di 3,2 miliardi di metri cubi/anno, interamente allocata a terzi. La seconda *tranche* da 3,3 miliardi di metri cubi/anno è prevista entrare in esercizio nel quarto trimestre del 2009. La relativa procedura di allocazione è in corso di finalizzazione.

TTPC - Algeria

Nel 2008 è stato completato il progetto di potenziamento da 6,5 miliardi di metri cubi del gasdotto, che ha consentito di incrementare la capacità di trasporto complessiva della *pipeline* a 33,5 miliardi di metri cubi/anno. La prima *tranche* del potenziamento da 3,2 miliardi di metri cubi è entrata in esercizio il 1° aprile 2008; la seconda *tranche* è entrata in esercizio nell'ottobre 2008. La nuova capacità è stata interamente venduta a terzi operatori. La capacità di trasporto del TMPC, il gasdotto a valle del TTPC che realizza l'attraversamento sottomarino del Canale di Sicilia, è già adeguata alla nuova capacità del TTPC.

Incidente al gasdotto TMPC

Il 19 dicembre 2008 una delle cinque linee del gasdotto TMPC dall'Algeria è stata danneggiata dall'ancora di una petroliera nell'attraversamento del canale di Sicilia.

A seguito del forte calo di pressione registrato, la linea del gasdotto è stata interrotta consentendo di evitare danni significativi all'ambiente. Non si sono verificati danni rilevanti agli impianti situati nei punti di partenza e arrivo del gasdotto. Sono state inoltre prontamente attivate le procedure di messa in sicurezza degli impianti e del personale. Il trasporto del gas da parte del gasdotto è proceduto regolarmente sulle restanti quattro linee. La società che gestisce il gasdotto (TMPC) ha avviato immediatamente le attività necessarie al ripristino delle condizioni di normale esercizio. Snam Rete Gas ha reso disponibile capacità di importazione addizionale presso il punto di ingresso di Gela alla rete nazionale ed Eni ha potuto far fronte ai propri impegni contrattuali di consegna ai clienti con maggiori prelievi di gas libico. Trattandosi di un evento di forza maggiore, non si applica la clausola di *take-or-pay* su eventuali minori ritiri di volumi di gas algerino rispetto al minimo contrattuale.