

LCO Upgrading - coerentemente con l'obiettivo di *business* di adeguare le produzioni all'evoluzione della domanda attesa di prodotti petroliferi (crescita gasolio vs. riduzione benzine, contrazione olio combustibile), il progetto punta allo sviluppo sino alla scala industriale di un processo per convertire selettivamente gasolio altamente aromatico da *cracking* catalitico (*Light Cycle Oil - LCO*) in un componente diesel a bassa densità, basso contenuto di idrocarburi poliaromatici (PAH) e numero di cetano medio-alto, consumando meno idrogeno rispetto ad un processo convenzionale di dearomatizzazione. Attualmente sono in corso lo *scale-up* del catalizzatore e lo studio tecnico-economico di fattibilità.

Il progetto *Biofissazione della CO₂ con Microalghe* punta a verificare sino alla scala dimostrativa la fattibilità tecnico-economica di processi di biofissazione della CO₂ prodotta dalle raffinerie mediante l'impiego di microalghe in grado di assimilare la CO₂ e contemporaneamente depurare le acque reflue producendo biomassa, potenzialmente convertibile in biodiesel e/o in altri vettori energetici. Gran parte delle attività sperimentali sono svolte presso la Raffineria di Gela, dove dal 2007 è in marcia un impianto pilota di piccola scala costituito da fotobioreattori e vasche aperte. Nel 2008 sarà realizzato un pilota da un ettaro nel 2008 e un dimostrativo "*full scale*" da dieci ettari nel caso siano conseguiti i risultati tecnici programmati. Nel corso del 2007 sono state depositate due domande di brevetto.

La tecnologia *Ensolvex*, messa a punto e brevettata da Eni, verrà applicata nel 2008 attraverso la realizzazione di un impianto da 4 t/h all'interno della Raffineria di Gela per la decontaminazione del suolo fino ai limiti imposti dal DM 471/99.

Il processo *En-Z-Lite* rimuove sostanze organiche dall'acqua per assorbimento su zeoliti sintetiche idrofobiche, che possono costituire o l'elemento reattivo di una *Permeable Reactive Barrier* (PRB*), in situ, o il riempimento di un filtro in un trattamento fuori terra (*pump & treat, on site*). Nel 2007 è stato depositato il brevetto relativo alla rigenerazione termica delle zeoliti sintetiche idrofobiche. Nella Raffineria di Taranto è in funzione una PRB pilota per la bonifica in situ della falda contenente MTBE, idrocarburi e arsenico. Nel 2008 sarà sviluppata la progettazione di una PRB *full scale* e la valutazione economica dell'iniziativa. Il processo *En-Z-Lite* si è dimostrato l'unico trattamento in grado di rispettare i più rigorosi livelli di MTBE prescritti.

Processo per la riduzione dei fanghi biologici industriali: il processo di idrolisi e digestione anaerobica messo a

punto e brevettato da Eni consente una forte riduzione del volume di fanghi biologici di origine industriale da smaltire (> 75%) e una potenziale valorizzazione del residuo (*compost*). Una sperimentazione pilota è stata eseguita presso la Raffineria di Gela ed è stata effettuata la fattibilità tecnica economica propedeutica alla realizzazione di un impianto *full scale* da circa 800 t/anno di secco presso la Raffineria stessa.

Corporate

Durante il 2007 nell'ambito del programma "*Along with Petroleum*" sono stati avviati sei progetti di ricerca sull'energia solare e sulla produzione di biofuel presso il Centro Ricerche di Novara e con la collaborazione di altri centri di ricerca Eni (San Donato Milanese e Monterotondo). È stato inoltre avviato uno studio di valutazione di tecnologie solari a concentrazione per realizzare impianti ibridi centrale turbogas - centrale solare - impianto di dissalazione. Sono poi state avviate collaborazioni con università italiane ed estere (Politecnico di Milano, di Torino, Università di Milano, Università di Ferrara) e con Centri di Ricerca italiani (istituti CNR di Bologna, Messina, Milano) ed esteri (anzitutto il *Massachusetts Institute of Technology, MIT*, per un'alleanza nella ricerca strategica sull'energia solare da avviare nel 2008). Altre sono in corso di formalizzazione.

In relazione alla ricerca sulle fonti rinnovabili, l'attività di ricerca sul solare organico ha l'obiettivo finale di ridurre i costi di investimento per gli impianti fotovoltaici. La ricerca punta quindi a identificare materiali, per esempio polimerici, adatti a sostituire i costosi semiconduttori impiegati tradizionalmente nelle celle solari.

È inoltre in corso una ricerca sulla fotoproduzione di idrogeno con l'obiettivo di mettere a punto un sistema per generarlo in modo rinnovabile dalla scissione dell'acqua, per effetto dell'energia solare.

Sono state acquisite apparecchiature di processo e di caratterizzazione e materiali per la realizzazione dei sistemi di fotoproduzione di idrogeno. È stata avviata la sperimentazione, con alcuni prototipi funzionanti.

o

In relazione ai materiali fotoattivi, si punta ad identificare materiali in grado di migliorare lo sfruttamento della luce solare da parte delle celle fotovoltaiche. Sono state avviate attività sia sperimentali, sia di modellazione.

Nel campo del solare a concentrazione - CSP, l'obiettivo è la progettazione di sistemi ibridi solare a concentrazione - centrale elettrica con turbina a gas (CCGT), che combinino il vantaggio dell'elevata insolazione con la disponibilità di gas naturale per produrre elettricità e anche acqua desalinizzata per uso industriale o agricolo.

Lo studio verterà sull'ipotesi di realizzazione di un impianto ibrido CCGT-solare-desalinizzazione sulla fascia costiera nordafricana, utilizzando tecnologia solare a parabola lineare.

Con riferimento alle biomasse per biocarburanti, la ricerca Eni ha l'obiettivo di sostituire le tradizionali colture con altre a elevata produttività non edibili o a base di microrganismi in grado di assorbire CO₂ e di produrre lipidi da trasformare in biodiesel.

Sono in corso attività di *screening* su differenti ceppi di microrganismi (batteri, lieviti e alghe) e di valutazione preliminare del flusso di processo biomassa-biodiesel. La ricerca si concentra sulla produzione di biocarburanti di elevata qualità senza sottoprodotti da smaltire, sia da idrogenazione di oli vegetali (*Ecofining*) sia da gassificazione o pirolisi di biomasse, anche di scarto, ad alto contenuto di cellulosa.

Sul tema della conversione della biomassa a prodotti liquidi è stata formalizzata la partecipazione di Eni al network europeo Chrisgas.

Settore petrolchimico

Nel settore petrolchimico (Polimeri Europa) è in corso un progetto di rinnovamento finiture per processi gomme. È stato consolidato il funzionamento del prototipo pilota in cui sono state apportate migliorie al processo per aumentarne l'affidabilità.

Sfruttando le tecnologie proprietarie di produzione sono stati sviluppati prototipi di nuovi polimeri. Le prime campionature sono state proposte ad alcuni tra i

maggiori produttori di pneumatici europei allo scopo di valutarne le proprietà di applicazione, con particolare riferimento alla diminuzione della resistenza al rotolamento a parità di altre prestazioni.

Nuova gamma di LLDPE (polietilene a bassissima densità) da nuova catalisi per processi in alta temperatura

Nel corso del 2007 è stata ampliata la gamma dei prodotti in polietilene lineare a bassa densità (con comonomero ottene) con l'industrializzazione di due nuovi tipi, impiegando un processo catalitico a ridotto impatto ambientale.

Sono stati altresì sviluppati prodotti innovativi (polistirene espandibile - EPS) per isolamento in edilizia ottenuti da processo in massa continua.

Sono stati prodotti alcuni gradi di polimeri specificatamente disegnati per il settore dell'isolamento in edilizia e caratterizzati da un impiego significativamente ridotto dell'agente espandente. Ciò consente la riduzione sia delle emissioni in atmosfera durante le fasi di lavorazione sia un incremento della capacità isolante dei manufatti. Miglioramenti ai fini del risparmio energetico sono stati conseguiti anche nelle fasi di ottenimento del manufatto finale.

Sviluppo di polistirene espandibile (EPS) da processo in sospensione per specifici settori applicativi

È stata effettuata una produzione sperimentale di EPS ad aumentato peso molecolare presso gli impianti ungheresi. Le prove presso clienti hanno mostrato che questo prodotto consente di ridurre i consumi energetici (ridotta pressione di vapore) rispetto al prodotto *standard*.

IL TERRITORIO E LE COMUNITÀ

Eni rispetta i valori sociali, culturali, e le tradizioni e le aspirazioni economiche delle comunità presso le quali opera e si è dotata di strumenti per l'analisi degli interventi per la valutazione di potenziali *partnership*.

Le Politiche

Eni è impegnata a integrare il concetto di trasparenza nel proprio sistema di gestione nei Paesi in cui opera, attraverso l'adesione e la promozione dell'*Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)*. Al riguardo, in Nigeria la consociata NAOC pubblica i dati relativi a *royalties, profit taxes, e gas flaring fees* e a Timor Est Eni partecipa all'*EITI Multistakeholder Working Group*.

Inoltre, Eni è impegnata a fornire in maniera trasparente informazioni relative alle *royalties* che vengono versate alla Regione Basilicata e ai Comuni interessati dall'attività petrolifera, secondo quanto previsto dal Protocollo d'Intesa siglato tra Eni e la Regione.

A seguito dell'emanazione, nell'aprile 2007, delle Linee Guida Eni per la Tutela e Promozione dei Diritti Umani, Eni Australia ha sviluppato una *policy* specifica sugli "*Indigenous Peoples*". In Nigeria, la tutela dei Diritti Umani è considerata nell'ambito della *Security policy*.

Local Content

Massimizzare il *local content* è un altro dei fattori distintivi che caratterizzano la presenza Eni nelle realtà territoriali, attraverso l'acquisto di prodotti e servizi, l'assunzione di personale locale e lo sviluppo di programmi di *training* ad hoc. Sono state sviluppate iniziative in Pakistan,

Kazakhstan, Nigeria, India, Tunisia ed Egitto. In particolare, in Pakistan, nel 2007 le attività di Eni e dei suoi contrattisti hanno offerto possibilità di impiego a oltre 200 persone, contribuendo all'economia locale con oltre 600.000 dollari di beni e servizi reperiti localmente.

Eni sta implementando il *Social Impact Assessment (SIA)* per la valutazione degli impatti che le attività operative possono generare sul territorio e le comunità per i progetti rilevanti. Nel 2007, si sono svolte attività in questo senso in Indonesia, Australia, India, Pakistan, Kazakhstan. Un altro strumento per valutare gli impatti delle attività sul territorio è l'*Health Impact Assessment (HIA)*, sviluppato nel 2007 in Congo e in Pakistan.

Il rapporto con gli stakeholder locali

Nel 2007 sono state sviluppate azioni di *community engagement* in Italia, Ecuador, Mali, Norvegia, Timor Est, Australia, Libia, Pakistan, Indonesia, Nigeria, Kazakhstan. In Val d'Agri è stata avviata la "Missione di Comunità" per dialogare con gli *stakeholder* locali e promuovere progetti di sviluppo sostenibile.

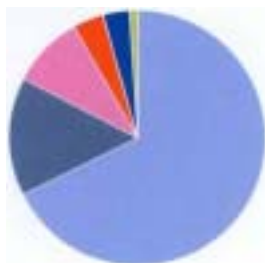
Le iniziative nei Paesi

Eni considera gli investimenti a favore delle comunità come parte integrante del rapporto con il territorio e della conduzione del *business* a livello locale. L'approccio a tali tematiche è pertanto basato su metodologie di analisi e implementazione proprie del *project management*.

Nel 2007 le spese per il territorio ammontano a 85,88 milioni di euro.

Spese per il territorio nel 2007

85,88 milioni di euro



67,6%	Investimenti progettuali
15%	Sponsorizzazioni
9,3%	Contributi a Eni Foundation
3,9%	Contributi a FEEM
3,1%	Investimenti di breve termine e liberalità
1,1%	Contributi associativi per settore di intervento

Sviluppo socio-economico e infrastrutture di base

Nel 2007 gli interventi hanno incluso la realizzazione di progetti finalizzati a fornire l'accesso all'energia (elettrica, gas) e alle risorse idriche e a potenziare la rete di comunicazione stradale in Nigeria, Ecuador, Pakistan, Indonesia. Nella Repubblica del Congo è proseguito il progetto per la reintroduzione della coltivazione del riso. In Pakistan, sono stati creati sistemi di micro-irrigazione per una gestione efficiente delle risorse idriche. In Pakistan, Nigeria, Australia, Indonesia ed Ecuador sono state realizzate iniziative di microcredito e di *personal financial management*. In Pakistan, sono stati concessi microcrediti a 1.175 famiglie per un totale di 10,2 milioni di rupie pakistane.

Istruzione e la formazione

Nel 2007 Eni si è impegnata su tre direttrici di intervento: istruzione di base, formazione e addestramento professionale. Sono state create e potenziate strutture scolastiche in Libia, Nigeria e Pakistan. Nell'ambito delle iniziative di addestramento professionale, in Australia è stato attivato un *Indigenous Training and Employment Program* che ha visto l'assunzione di 16 locali. In Nigeria, Eni ha lanciato il Progetto "Nationalization" per lo sviluppo di professionalità locali, ha realizzato un centro per

formazione professionale di persone diversamente abili, e ha assegnato 1.797 borse di studio a studenti per un valore complessivo di circa 340.000 dollari USA. In Libia, è proseguito il Programma di formazione per giovani laureati libici che ha visto l'assunzione, nel corso del 2007, di 40 persone e la selezione di altre 20 che cominceranno la formazione all'inizio del 2008. In Pakistan, è stato creato un Centro per l'orientamento professionale femminile e un *Computer Training Center*. Infine, è proseguito il progetto EniScuola, avviato nel 2000 in collaborazione con la Fondazione Eni Enrico Mattei.

Salute

Eni sostiene progetti e programmi volti a migliorare le condizioni di salute e la qualità della vita delle popolazioni locali fornendo servizi sanitari primari, prevenzione, assistenza sanitaria e promuovendo competenze professionali. Nella Repubblica del Congo, è stato potenziato il Progetto Kento Muana finalizzato alla prevenzione della trasmissione madre-figlio del virus HIV, con un *target* previsto di 15.000 donne. Sono state inoltre potenziate strutture e servizi sanitari in Indonesia, in Libia e in Ecuador. In Nigeria, il progetto, promosso dall'UNICEF e finanziato da Eni, ha fornito servizi per la prevenzione della trasmissione del virus HIV da madre a figlio negli Stati di Rivers e Bayelsa. In Pakistan, sono stati resi operativi 3 *Community Health Centers* (CHC) periferici e un Centro per l'infanzia e la maternità.

La valorizzazione del patrimonio culturale e ambientale

Eni promuove azioni volte alla conservazione e alla promozione del patrimonio identitario, culturale – tangibile ed intangibile – e ambientale delle comunità locali. In Italia, Eni sostiene un progetto di restauro conservativo che riguarda la Basilica di San Pietro a Roma e due progetti volti alla tutela della biodiversità (in Val d'Agri e nel Mare Adriatico). In Libia, Eni è impegnata attraverso azioni di valorizzazione e tutela dei siti archeologici di Sabratha e Leptis Magna. In Australia, nell'ambito del *Blacktip Project*, Eni si è dotata del "Cultural Heritage Management Plan" volto a tutelare il patrimonio identitario locale, attraverso il quale è regolamentato l'accesso dei dipendenti e dei fornitori nei territori aborigeni. In Nigeria, è in corso il progetto "Giacinto d'Acqua" sulla valorizzazione delle biomasse. In Algeria, è stata firmata una Convenzione con la Fondazione Sonatrach Tassili per l'elettificazione a energia solare di 4 pozzi d'acqua da realizzarsi nel 2008.

Le Sponsorizzazioni

In Italia, Eni partecipa come socio fondatore a 4 fondazioni musicali e sponsorizza l'organizzazione delle stagioni liriche e concertistiche di 4 teatri italiani, nonché i concerti del FAI e il Ravenna Festival. La promozione culturale è testimoniata anche dalla sponsorizzazione di MaratonArte, un'iniziativa del Ministero dei Beni e delle Attività Culturali e il Dipartimento per il Turismo della Presidenza del Consiglio volta a raccogliere fondi per la tutela, la salvaguardia e il restauro dei beni culturali.

Le Fondazioni

La Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM) ha come scopo quello di contribuire all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia e lo sviluppo sostenibile. Nel 2007, la Fondazione ha sviluppato 69 progetti internazionali, di cui 35 finanziati dall'Unione Europea, per un valore totale di oltre 4 milioni di euro, e ha organizzato 66 seminari e convegni.

Eni Foundation ha l'obiettivo di promuovere e realizzare iniziative di solidarietà a sostegno delle persone più svantaggiate e vulnerabili, con particolare attenzione all'infanzia e alla terza età. Nella seconda metà del 2007 la Fondazione ha avviato un primo progetto nella Repubblica del Congo e ha in programma nel 2008 una analoga iniziativa in Angola.

GESTIONE DEI RISCHI DI IMPRESA

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e, per quanto di seguito specificato, attivamente gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei tassi di interesse, dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, nonché alla volatilità dei prezzi delle *commodity*; (ii) il rischio credito derivante dalla possibilità di *default* di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine; (iv) il rischio Paese nell'attività Oil & Gas; (v) il rischio *operation*; (vi) la possibile evoluzione del mercato italiano del gas; (vii) i rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi.

Nel corso dell'esercizio sono state emesse le nuove "Linee Guida Eni in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari" con l'obiettivo di realizzare un testo unitario dedicato alla trattazione organica e coordinata delle *policy* in materia di rischi finanziari, al fine di permettere una più agevole comunicazione, consultazione e manutenzione delle stesse. Le nuove "Linee Guida" tengono conto dei cambiamenti di struttura organizzativa intervenuti (incorporazione di Eni fin dal 1° gennaio 2007, costituzione di Eni Trading & Shipping) e delle esigenze di integrazioni relative ad alcune tipologie di rischio.

Rischio mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse, o dei prezzi delle *commodity*, possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa

attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee Guida" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (la Direzione Finanza di Eni Corporate, Eni Coordination Center e Banque Eni, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") e, limitatamente alle attività in derivati su *commodity*, Eni Trading & Shipping. In particolare Eni ed Eni Coordination Center garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere del Gruppo, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei *surplus* finanziari; in Eni sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari del Gruppo, nonché la negoziazione dei certificati di *emission trading*. Il rischio di prezzo delle *commodity* è gestito dalle singole unità di *business* ed Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei derivati di copertura.

I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di cambio e di tasso di interesse e di gestire il rischio *commodity*; non sono consentite operazioni in strumenti derivati aventi finalità speculative.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla fissazione di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di *Value at Risk* (*VaR*), metodo che valuta i rischi nella prospettiva del valore economico indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio a seguito di variazioni dei fattori di mercato tenuto conto della correlazione delle variazioni di valore degli strumenti che compongono il portafoglio.

Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e rischio di cambio, i limiti di *VaR* sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrato, centralizzano le posizioni a rischio del Gruppo. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base ad un approccio prudentziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio.

Per quanto riguarda il rischio *commodity*, le "Linee Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi relativi ai margini industriali. Anche in questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di *VaR* con riferimento all'esposizione commerciale, mentre l'esposizione strategica al rischio, che è intrinseca al *business*, è monitorata anch'essa attraverso il *VaR* ma non è oggetto di sistematica attività di copertura con strumenti finanziari derivati. Pertanto Eni valuta l'opportunità di mitigare l'esposizione al rischio *commodity* mediante il ricorso ad appropriati strumenti derivati di copertura in relazione alle singole operazioni di acquisto di riserve finalizzate al perseguimento di obiettivi di crescita o come parte della gestione ordinaria del portafoglio.

I limiti di *VaR* per il rischio *commodity* di natura commerciale sono assegnati alle singole unità di *business*; Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività, accentra le richieste di copertura in strumenti derivati delle Divisioni e Società del Gruppo. Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui *policy* di gestione e di controllo sono state come sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina impatti: sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo); sul bilancio consolidato (risultato economico e patrimonio netto) per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro (rischio traslativo). In generale, un apprezzamento del dollaro

USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è la minimizzazione del rischio cambio economico e transattivo; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio in valuta diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di *business* coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua. A questo scopo vengono impiegate diverse tipologie di contratti derivati (in particolare *swap* e *forward*, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il *VaR* derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa posizioni a rischio tasso di cambio del Gruppo viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio di tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è la minimizzazione del rischio di tasso d'interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrata, raccolgono i fabbisogni del Gruppo e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare *Interest Rate Swap*, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata basandosi sistematicamente su quotazioni di mercato fornite da primari *info-provider*. Il *VaR* derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% ed un *holding period* di 20 giorni.

Rischio commodity

I risultati dell'impresa sono influenzati dalle variazioni dei prezzi dei prodotti e servizi venduti. La riduzione dei prezzi degli idrocarburi comporta generalmente la diminuzione dei risultati operativi e viceversa. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio *commodity* derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX (*futures*) e strumenti derivati *Over The Counter* (in particolare *swap*, *forward*, *Contracts For Differences* e *option*) con sottostante greggio, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a *fair value* degli strumenti derivati su *commodity*, essa viene calcolata basandosi su quotazioni

di mercato fornite da primari *info-provider*, oppure, laddove esse non siano disponibili, da appropriate tecniche di valutazione. Il *VaR* derivante dalle posizioni delle *business unit* esposte a rischio *commodity* viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica, adottando un livello di confidenza pari al 95% ed un *holding period* di un giorno.

La seguente tabella riporta i valori registrati nell'esercizio in termini di *VaR* (raffrontati con quelli dell'esercizio precedente) per quanto attiene i rischi di tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché il rischio *commodity*, per aree omogenee (tenuto conto della valuta utilizzata per la valorizzazione di mercato dei prodotti petroliferi, i valori *VaR* delle *commodity* sono espressi in dollari USA).

(Value at Risk - approccio parametrico varianze/covarianze; holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

(milioni di euro)	2006				2007			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse	5,15	0,45	2,01	1,10	7,36	0,47	1,39	4,35
Tasso di cambio	2,02	0,02	0,24	0,21	1,25	0,03	0,21	0,43

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

(milioni di dollari)	2006				2007			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area oil, prodotti	35,69	5,40	17,80	8,59	44,59	4,39	20,17	12,68
Area Gas & Power	46,63	18,36	31,01	22,82	54,11	20,12	34,56	25,57

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte.

La gestione del credito commerciale è affidata alla responsabilità delle unità di *business* sulla base di procedure formalizzate di valutazione e di affidamento dei *partner* commerciali, ivi comprese le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso.

Il monitoraggio delle posizioni di rischio di credito commerciale connesso al normale svolgimento delle attività è assicurato centralmente da Eni che definisce le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente a livello di Gruppo. In particolare, viene controllato il rischio derivante dalle esposizioni su controparti *multibusiness* o con esposizioni superiori alla soglia di rilevanza, attraverso l'uso di *score* rappresentativi dei livelli di rischio.

Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità e dalle posizioni in contratti derivati, l'identificazione delle controparti fa riferimento alle sopra indicate "Linee Guida", in base alle quali sono state definite le caratteristiche, basate princi-

palmente sul *rating*, dei soggetti idonei ad essere controparte nelle transazioni finanziarie.

L'impresa non ha avuto casi significativi di mancato adempimento delle controparti.

Al 31 dicembre 2007 non vi sono concentrazioni significative di rischio di credito.

Rischio liquidità

Il rischio liquidità rappresenta il rischio che, a causa dell'incapacità di reperire nuovi fondi (*funding liquidity risk*) o di liquidare attività sul mercato (*asset liquidity risk*), l'impresa non riesca a far fronte ai propri impegni di pagamento, determinando un impatto sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità che pone a rischio l'attività aziendale. L'obiettivo di *risk management* del Gruppo è quello di porre in essere, nell'ambito del "Piano Finanziario", una struttura finanziaria che, in coerenza con gli obiettivi di *business* e con i limiti definiti (in termini di livello percentuale massimo di *leverage* e di livelli percentuali minimi del rapporto tra

indebitamento a m/l termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a m/l termine), garantisca un livello di liquidità adeguato per l'intero Gruppo, minimizzando il relativo costo opportunità e mantenga un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito.

Attraverso il sistema creditizio e i mercati dei capitali, Eni ha accesso ad un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi, e coordina a livello accentrato i rapporti con le controparti bancarie. Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito, di avere accesso a fonti di finanziamento sufficienti a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie. Le *policy* sono orientate, oltre che a garantire risorse finanziarie disponibili sufficienti a coprire gli impegni a breve e le obbligazioni in scadenza, anche ad assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo di Eni; ciò perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito, attraverso una struttura adeguata degli affidamenti (in particolare con linee bancarie *committed*) e/o la creazione di riserve di liquidità.

Rischio Paese

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi Eni sono localizzate in Paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, alcuni dei quali possono essere politicamente o economicamente meno stabili. Al 31 dicembre 2007 circa il 70% delle riserve certe di idrocarburi di Eni era localizzato in tali Paesi. Analogamente, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas di Eni proviene da Paesi al di fuori dell'Unione Europea o dell'America settentrionale. Nel 2007 circa il 60% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da tali Paesi. Evoluzioni del quadro politico, crisi economiche, conflitti sociali interni possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche, in tali Paesi, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas. Ulteriori rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli *asset* Eni, disinvestimenti forzosi ed espropriazioni, come nel caso della cancellazione unilaterale subita da Eni del contratto di servizio relativo alle attività petrolifere di Dación in Venezuela da parte della compagnia di Stato PDVSA; (iii)

restrizioni di varia natura sulle attività di esplorazione, produzione, importazione ed esportazione; (iv) incrementi della fiscalità applicabile; (v) conflitti sociali interni che sfociano in atti di sabotaggio, attentati, violenze e accadimenti simili. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono accadere in ogni momento comportando impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni.

Eni monitora periodicamente i rischi di natura politica, sociale ed economica dei circa 60 Paesi dove ha investito o intende investire, al fine della valutazione economica-finanziaria degli investimenti di cui il rischio Paese è parte integrante con riguardo alla valutazione degli investimenti dell'*upstream* il rischio Paese è mitigato attraverso l'utilizzo di disposizioni di gestione del rischio definite nella procedura "*Project risk assessment and management*".

Rischio operation

Qualunque attività operativa che Eni svolge sia in Italia che all'estero è soggetta al rispetto delle norme e dei regolamenti validi all'interno del territorio in cui opera, comprese le leggi che attuano protocolli o convenzioni internazionali relative al settore di attività Oil & Gas.

In particolare, le attività Eni sono soggette a preventiva autorizzazione e/o acquisizione di permessi, che richiedono il rispetto delle norme vigenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza.

Per la tutela dell'ambiente, le norme in generale prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo e la corretta gestione dei rifiuti prodotti. In habitat particolare, il rispetto della biodiversità è un requisito richiesto durante l'attività di prospezione, di ricerca e di produzione. Il non rispetto delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e civile a carico dei responsabili.

Le normative in materia ambiente, salute e sicurezza hanno un impatto notevole sulle attività di Eni e gli oneri e costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere agli obblighi previsti continueranno a costituire una voce "importante" del bilancio anche nei prossimi anni.

A questo proposito Eni si è dotata di Linee Guida HSE finalizzate alla garanzia della sicurezza e della salute dei dipendenti, delle popolazioni, dei contrattisti e dei clienti nonché alla salvaguardia dell'ambiente e alla tutela dell'incolumità pubblica che impongono di operare nel pieno rispetto della normativa vigente e di adottare principi, *standard* e soluzioni che costituiscano le *best practice* industriali.

Il processo continuo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi è alla base della gestione HSE in tutte le fasi di attività di ciascuna unità di *business* e si

attua attraverso l'adozione di procedure e sistemi di gestione che tengono conto della specificità delle attività stesse e dei siti in cui si sviluppano e del costante miglioramento degli impianti e dei processi.

Inoltre l'attività di codificazione e procedurizzazione delle fasi operative consente di raggiungere, con sempre maggiore efficacia, il risultato di una riduzione della componente umana nel rischio di gestione dell'impianto.

Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su *asset*, persone ed ambiente sono gestite dalle unità di *business* a livello di sito, con una propria organizzazione che dispone, per ciascun possibile scenario, del piano di risposta con le azioni che occorre attivare per limitare i danni, nonché le posizioni che devono assicurarle. In caso di emergenze di maggiore rilievo i siti di Eni nel mondo sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Eni che supporta la Divisione/Società coinvolta nell'emergenza, attraverso un *team* specialistico preposto con il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interni e/o esterni al Gruppo, promuovendone la disponibilità nel più breve tempo possibile.

L'approccio integrato alle problematiche di salute, sicurezza e ambiente è favorito dall'applicazione, a tutti i livelli delle Divisioni e Società Eni, di un Sistema di Gestione HSE che trova il suo riferimento metodologico nel Modello di Sistema di Gestione HSE Eni. Esso, basato su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione dei nuovi obiettivi, è orientato alla prevenzione dei rischi, al monitoraggio sistematico e al controllo delle *performance* HSE, in un ciclo di miglioramento continuo che prevede anche l'*audit* di tali processi da parte di personale interno ed esterno. La realtà industriale di Eni, prevalentemente nel settore petrolchimico e della raffinazione, è certificata secondo le norme internazionali ISO 14001, OHSAS 18001 quando non addirittura EMAS.

Eni si è dotata di un modello di formazione avanzato per il personale HSE al fine di:

- produrre comportamenti coerenti ai principi ed alle Linee Guida in materia;
- guidare il processo di crescita culturale, professionale e manageriale su questi temi di tutti coloro che lavorano in e per Eni;
- favorire il *knowledge management* e il controllo dei rischi HSE.

Una completa informativa sulle attività, progetti e R&S in materia HSE è presente sul sito intranet HSE:NET di MY Eni.

La possibile evoluzione del mercato italiano del gas

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 assicurata 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 e il riconoscimento all'Autorità per l'energia elettrica e il gas di poteri di regolamentazione, 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. In base ai principi della legge istitutiva e ad altre disposizioni normative, l'Autorità per l'energia elettrica e il gas 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, tenendo conto del pubblico interesse di contenere la dinamica inflativa correlata all'incremento dei costi energetici. Pertanto le decisioni dell'Autorità in materia possono limitare la possibilità di trasferire sul consumatore finale gli incrementi del costo della materia prima. In particolare, a conclusione di un lungo e complesso procedimento amministrativo avviato nel 2004 e finalizzato nel marzo 2007 con la delibera n. 79/2007, l'Autorità ha determinato un nuovo meccanismo di indicizzazione del costo della materia prima applicato ai volumi consumati dai clienti con consumi inferiori ai 200 mila metri cubi/anno. Tale meccanismo prevede essenzialmente: (i) incrementi del prezzo del petrolio superiori alla soglia dei 35 dollari/barile sono trasferiti solo in parte sul prezzo di vendita praticato ai clienti finali; (ii) 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.

Per coprire la domanda di gas naturale nel medio e lungo periodo, in particolare del mercato italiano, Eni ha stipulato con i Paesi produttori contratti di acquisto pluriennali. Tali contratti che contengono clausole *take-or-pay*¹, assicureranno, dal 2010, 62,4 miliardi di metri

(1) Per il funzionamento delle clausole di *take-or-pay* v. Glossario.

cubi/anno. Nonostante una parte crescente dei volumi disponibili di gas sia commercializzata all'estero, nel lungo termine, *trend* sfavorevoli nella domanda e nell'offerta di gas in Italia, anche a seguito della realizzazione di tutti gli investimenti annunciati in nuove infrastrutture di approvvigionamento, nonché l'evoluzione della regolamentazione del settore, costituiscono elementi di rischio nell'adempimento delle obbligazioni previste dai contratti *take-or-pay*. Qualora la domanda di gas in Italia cresca meno delle previsioni e tenuto conto dell'incremento atteso dell'offerta di gas in Italia, nonché delle disponibilità Eni di gas in base ai contratti *take-or-pay* e dei rischi di implementazione dei propri piani di espansione delle vendite in Europa, Eni potrebbe fronteggiare un ulteriore inasprimento della pressione competitiva sul mercato italiano con impatti negativi sui margini di vendita del gas.

I rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a particolari rischi di carattere economico e naturale, compresi quelli relativi alle caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas. L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo della ricerca di idrocarburi che si verifica in presenza di pozzi sterili o di scoperta di quantitativi di idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità. Inoltre, tra la fase esplorativa e le successive fasi di sviluppo e di commercializzazione delle riserve scoperte, è normalmente necessario un rilevante periodo di tempo durante il quale la redditività del progetto è esposta alla volatilità del prezzo del petrolio e all'aumento dei costi di sviluppo e produzione; tale periodo di tempo è particolarmente rilevante per i progetti di sviluppo da realizzare in ambienti complessi quali l'*off-shore* profondo e le aree remote, nei quali Eni è impegnata in modo rilevante.

Glossario

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito Internet di Eni all'indirizzo www.eni.it. Di seguito sono elencati quelli di uso più ricorrente.

TERMINI FINANZIARI

Dividend Yield Misura il rendimento dell'investimento azionario sulla base dei dividendi maturati, calcolato come rapporto tra i dividendi di competenza dell'esercizio e il prezzo di riferimento medio dell'azione nell'ultimo mese dell'esercizio. Generalmente le società tendono a mantenere un livello costante di *dividend yield*, essendo l'indicatore confrontato dagli azionisti con il rendimento di altri titoli e/o tipologie di investimento (es. obbligazioni).

Leverage Misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo degli interessi di terzi azionisti.

ROACE Indice di rendimento del capitale investito, calcolato come rapporto tra l'utile netto prima degli interessi di terzi azionisti aumentato degli oneri finanziari netti correlati all'indebitamento finanziario netto, dedotto il relativo effetto fiscale, e il capitale investito netto medio.

TSR (Total Shareholder Return) Misura il rendimento percentuale complessivo di una azione, calcolato su base annua, tenuto conto sia della variazione della quotazione (rapporto tra la quotazione di inizio anno e quotazione di fine anno) sia dei dividendi distribuiti e reinvestiti nell'azione alla data dello stacco della cedola.

ATTIVITÀ OPERATIVE

Acque profonde Profondità d'acqua superiori ai 200 metri.

Barile Unità di volume corrispondente a 159 litri. Un barile di greggio corrisponde a circa 0,137 tonnellate.

Boe (Barrel of Oil Equivalent) Viene usato come unità di misura unificata di petrolio e gas naturale, quest'ultimo viene convertito da metro cubo in barile di olio equivalente utilizzando il coefficiente moltiplicatore di 0,00615.

Codice di rete Codice contenente regole e modalità per l'accesso, la gestione e il funzionamento della rete gasdotti.

Condensati Idrocarburi leggeri prodotti con il gas, che condensano allo stato liquido a temperatura e pressione normali per gli impianti produttivi di superficie.

Contratti di concessione Tipologia contrattuale vigente prevalentemente nei Paesi occidentali che regola i rapporti tra Stato e compagnia petrolifera nell'attività di ricerca e produzione idrocarburi. La compagnia assegnataria di un titolo minerario assume l'esclusiva delle attività acquisendo il diritto sulle risorse rinvenute nel sottosuolo, a fronte del pagamento allo Stato di *royalty* sulla produzione e di imposte sul reddito petrolifero.

Conversione Processi di raffinaria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il *cracking*, il

visbreaking, il *cooking*, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio, esprime il “grado di conversione della raffineria”; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile ed offre maggiori prospettive di redditività.

Elastomeri (o Gomme) Polimeri, naturali o sintetici, che, a differenza delle materie plastiche, se sottoposti a deformazione, una volta cessata la sollecitazione, riacquistano, entro certi limiti, la forma iniziale. Tra gli elastomeri sintetici, i più importanti sono il polibutadiene (BR), le gomme stirene-butadiene (SBR), le gomme etilene-propilene (EPR), le gomme termoplastiche (TPR), le gomme nitriliche (NBR).

EPC (*Engineering, Procurement, Construction*) Contratto tipico del settore delle costruzioni terra, avente per oggetto la realizzazione di impianti nel quale la società fornitrice del servizio svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali e di costruzione. Si parla di “contratto chiavi in mano” quando l'impianto è consegnato pronto per l'avviamento o avviato.

EPIC (*Engineering, Procurement, Installation, Commissioning*) Contratto tipico del settore delle costruzioni *offshore*, avente per oggetto la realizzazione di un progetto complesso (quale l'installazione di una piattaforma di produzione o di una FPSO) nel quale la società fornitrice del servizio (*global or main contractor*, normalmente una società di costruzioni o un consorzio) svolge le attività di ingegneria, di approvvigionamento dei materiali, di costruzione degli impianti e delle relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e le attività preparatorie per l'avvio degli impianti (*commissioning*).

Extrarete Insieme delle attività di commercializzazione di prodotti petroliferi sul mercato nazionale finalizzate alla vendita a grossisti/rivenditori (soprattutto gasolio), a pubbliche amministrazioni e a consumatori, quali industrie, centrali termoelettriche (olio combustibile), compagnie aeree (*jet fuel*), trasportatori, condomini e privati. Sono escluse le vendite effettuate tramite la rete di distribuzione dei carburanti, i bunkeraggi marittimi, le vendite a società petrolifere e petrolchimiche, agli importatori e agli organismi internazionali.

FPSO vessel Sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (*Floating Production, Storage and Offloading*), costituito da una petroliera di grande

capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevoli dimensioni. Questo sistema, che viene ormeggiato a prua per mantenere una posizione geostazionaria, è in effetti una piattaforma temporaneamente fissa, che collega le teste di pozzo sottomarine, mediante collettori verticali (*riser*) dal fondo del mare, ai sistemi di bordo di trattamento, stoccaggio e trasbordo.

GNL Gas naturale liquefatto, ottenuto a pressione atmosferica con il raffreddamento del gas naturale a -160°C. Il gas viene liquefatto per facilitarne il trasporto dai luoghi di estrazione a quelli di trasformazione e consumo. Una tonnellata di GNL corrisponde a 1.400 metri cubi di gas.

GPL Gas di petrolio liquefatto, miscela di frazioni leggere di petrolio, gassosa a pressione atmosferica e facilmente liquefatta a temperatura ambiente attraverso una limitata compressione.

NGL Idrocarburi liquidi o liquefatti recuperati dal gas naturale in apparecchiature di separazione o impianti di trattamento del gas. Fanno parte dei gas liquidi naturali, propano, normal butano e isobutano, isopentano e pentani plus, talvolta definiti come “gasolina naturale” (*natural gasoline*) o condensati di impianto.

Offshore/Onshore Il termine *offshore* indica un tratto di mare aperto e, per estensione, le attività che vi si svolgono; *onshore* è riferito alla terra ferma e, per estensione, alle attività che vi si svolgono.

Olefine (o Alcheni) Serie di idrocarburi con particolare reattività chimica utilizzati per questo come materie prime nella sintesi di intermedi e polimeri.

Over/Under lifting Gli accordi stipulati tra i *partner* regolano i diritti di ciascuno a ritirare pro-quota la produzione disponibile nel periodo. Il ritiro di una quantità superiore o inferiore rispetto alla quota di diritto determina una situazione momentanea di *Over/Under lifting*.

Potenziale minerario (volumi di idrocarburi potenzialmente recuperabili) Stima di volumi di idrocarburi recuperabili ma non definibili come riserve per assenza di requisiti di commerciabilità, o perché economicamente subordinati a sviluppo di nuove tecnologie, o perché riferiti ad accumuli non ancora perforati, o dove la valutazione degli accumuli scoperti è ancora a uno stadio iniziale.

Pozzi di infilling (Infittimento) Pozzi realizzati su di un'area in produzione per migliorare il recupero degli idrocarburi del giacimento e per mantenere/aumentare i livelli di produzione.

Production Sharing Agreement Tipologia contrattuale vigente nei Paesi Produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall'instestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (*Cost Oil*) destinata al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (*Profit Oil*) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei Paesi.

Recupero assistito Tecniche utilizzate per aumentare o prolungare la produttività dei giacimenti.

Ricerca esplorativa Ricerca di petrolio e di gas naturale che comprende analisi topografiche, studi geologici e geofisici, rilievi e analisi sismiche e perforazione di pozzi.

Riserve certe Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno con ragionevole certezza essere commercialmente prodotte nelle condizioni tecniche, contrattuali, economiche e operative esistenti al momento considerato. Le riserve certe si distinguono in: (i) riserve certe sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, *facility* e metodi operativi esistenti; (ii) riserve certe non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, *facility* e metodi operativi, sulla cui futura realizzazione l'impresa ha già definito un preciso programma di investimenti di sviluppo ovvero esprime una chiara volontà manageriale.

Riserve possibili Sono le quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare con un grado di probabilità decisamente più contenuto rispetto a quello delle

riserve probabili, ovvero che presentano un grado di economicità inferiore rispetto al limite stabilito.

Riserve probabili Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno essere recuperate con ragionevole probabilità, in base alle condizioni tecniche economiche e operative esistenti nel momento considerato. Gli elementi di residua incertezza possono riguardare: (i) l'estensione o altre caratteristiche del giacimento; (ii) l'economicità valutata alle condizioni del progetto di sviluppo; (iii) l'esistenza o adeguatezza del sistema di trasporto degli idrocarburi e/o del mercato di vendita; (iv) il contesto normativo.

Riserve recuperabili Rappresentano le quantità di idrocarburi riferibili alle diverse categorie di riserve (certe, probabili e possibili) senza tener conto del diverso grado di incertezza insito in ogni categoria.

Ship-or-pay Clausola dei contratti di trasporto del gas naturale, in base alla quale il committente è obbligato a pagare il corrispettivo per i propri impegni di trasporto anche quando il gas non viene trasportato.

Stoccaggio di modulazione Finalizzato a soddisfare la modulazione dell'andamento orario, giornaliero e stagionale della domanda.

Stoccaggio minerario Necessario per motivi tecnici ed economici a consentire lo svolgimento ottimale della coltivazione di giacimenti di gas naturale nel territorio italiano.

Stoccaggio strategico Finalizzato a sopperire la mancanza o riduzione degli approvvigionamenti da importazioni extra UE o di crisi del sistema del gas.

Sviluppo Attività di perforazione e di altro tipo a valle della ricerca esplorativa, finalizzata alla produzione di petrolio e gas.

Swap Nel settore del gas il termine *swap* si riferisce a uno scambio di forniture tra i diversi operatori, generalmente mirato a ottimizzare i costi di trasporto e i rispettivi impegni di acquisto e di fornitura.

Tasso di rimpiazzo delle riserve Misura la quota di riserve prodotte sostituite da nuove riserve provate e indica la capacità dell'impresa di aggiungere nuove riserve sia attraverso un'esplorazione efficace sia attraverso linee esterne (acquisizioni). Un valore

superiore al 100% indica che nell'anno sono state aggiunte più riserve di quante ne siano state prodotte. È opportuno mediare l'indice su periodi di almeno tre anni per ridurre gli effetti distorsivi dovuti all'acquisizione di asset o società (con *asset upstream*), alla revisione di precedenti stime, al miglioramento del fattore di recupero e alla variazione delle riserve *equity* – nei contratti *PSA (Production Sharing Agreement)* – a causa dell'andamento del prezzo dei greggi di riferimento. Il *management* calcola il tasso di rimpiazzo delle riserve anche al netto delle operazioni di portafoglio (cd. tasso di rimpiazzo organico) al fine di meglio apprezzare la *performance* interna.

Take-or-pay Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, in base alla quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a 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 contrattuale già corrisposto.

Upstream/Downstream Il termine *upstream* riguarda le attività di esplorazione e produzione di idrocarburi. Il termine *downstream* riguarda le attività inerenti il settore petrolifero che si collocano a valle della esplorazione e produzione.

Vita media residua delle riserve Rapporto tra le riserve di fine anno e la produzione dell'anno.

Workover Operazione di intervento su un pozzo per eseguire consistenti manutenzioni e sostituzioni delle attrezzature di fondo che convogliano i fluidi di giacimento in superficie.

PAGINA BIANCA