

Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti [espressi in termini di VaR] sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa che, dato il modello organizzativo accentrativo, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici dell'hedging naturale. 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 a un approccio prudenziale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa.

Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee Guida" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR e di Stop Loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di Asset Backed Trading originante dall'operatività di trading proprietario effettuata da Eni Trading & Shipping. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività [di natura commerciale e di trading proprietario], accentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Trading Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Il rischio strategico è il rischio economico collegato a un set di esposizioni, intrinseche al business, che per scelta strategica non sono oggetto di sistematica attività di gestione e/o di copertura economica da parte delle business unit, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato; per tali rischi non esiste pertanto una delega ad operare, né un limite di rischio assegnato. A oggi, le esposizioni strategiche includono esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche, le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita [già stipulati o caratterizzati da elevata probabilità di manifestazione], il margine di raffinazione e le scorte obbligatorie minime [intrinseco al business]. In tale contesto, il CdA approva la quota massima dei volumi associati al margine di raffinazione da allocare alle attività di Asset Backed Trading. Lo svolgimento di attività di copertura del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie per sua natura non è soggetta a specifici limiti di rischio, ma è comunque oggetto di misurazione e monitoraggio.

Le tre tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di tasso 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 individuale per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati 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 con moneta funzionale diversa dall'euro. 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 Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting.

Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee Guida" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati [in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute]. Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico [varianza/covarianza], adottando un livello di confidenza pari al 99% e 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 Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di 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 accentrativo, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni 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 sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. 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% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di prezzo delle 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 Eni è l'ottimizzazione

delle attività "core" nel perseguitamento degli obiettivi di stabilità dei margini industriali. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati ICE e NYMEX [future] e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over The Counter [in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity] con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi o energia elettrica. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. 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% e un holding period di un giorno.

La seguente tabella riporta i valori registrati nel 2011 in termini di VaR [raffrontati con quelli dell'esercizio 2010] per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity, per aree omogenee [tenuto conto della valuta prevalentemente utilizzata per la valorizzazione di mercato delle commodity energetiche, i valori di VaR sono espressi in dollari USA].

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

[milioni di euro]	2010				2011			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse ^[a]	2,82	1,09	1,55	1,60	5,34	1,07	2,65	2,92
Tasso di cambio	0,99	0,13	0,50	0,51	0,85	0,15	0,44	0,34

[a] I valori relativi al VaR di Tasso di interesse comprendono anche la nuova Struttura di Finanza Operativa Eni Finance USA Inc., a partire da febbraio 2010.

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

[milioni di dollari]	2010				2011			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area oil, prodotti ^[a]	46,08	4,40	23,53	10,49	56,92	11,64	32,90	11,64
Area Gas & Power ^[b]	101,62	40,06	61,76	43,30	100,04	31,58	52,54	66,08

[a] L'area oil, prodotti, consiste nel sistema Eni Trading & Shipping, in Polimeri Europa e nella Divisione Refining & Marketing, incluse le sue consociate estere.

[b] Comprende la Divisione Gas & Power e le sue consociate estere.

Rischio credito

Il rischio credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni approccia con policy differenziate i rischi riferiti a controparti per transazioni commerciali, rispetto a quelli riferiti a controparti per transazioni finanziarie, in funzione anche, per quanto attiene a questi ultimi, del modello di finanza accentrativo adottato. Relativamente al rischio di controparte in contratti di natura commerciale la gestione del credito è affidata alla responsabilità delle unità di business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate, 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. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente. Per quanto attiene al rischio di controparte finanziaria derivante dall'impiego della liquidità, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee Guida" individuano come obiettivo di risk management l'ottimizzazione del profilo di rischio nel perseguitamento degli obiettivi operativi. I limiti massimi di rischio sono espressi in termini di massimo affidamento per classi di controparti, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle princi-

pali Agenzie. Il rischio è gestito dalle Strutture di Finanza Operativa Eni, da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e divisioni limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrativo. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento, che viene monitorato e controllato giornalmente. La situazione di criticità verificatasi sui mercati finanziari a partire dall'esercizio 2008 ha determinato l'adozione di più stringenti disposizioni, quali la diversificazione del rischio e la rotazione delle controparti finanziarie, e di selettività per le operazioni in strumenti derivati di durata superiore a tre mesi.

Rischio di liquidità

Il rischio di liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi [funding liquidity risk] o di liquidare attività sul mercato [asset liquidity risk]. La conseguenza è un impatto negativo 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 insolvenza che pone a rischio la continuità aziendale. L'obiettivo di risk management Eni

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 dal Consiglio di Amministrazione [in termini di livello percentuale massimo di leverage e di livelli percentuali minimi del rapporto tra indebitamento a medio/lungo termine su indebitamento totale e di quello tra indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento totale a medio/lungo termine], garantisca un livello di liquidità adeguato per Eni, 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 mantenuto accesso a un'ampia gamma di fonti di finanziamento a costi competitivi nonostante il quadro di riferimento esterno, in cui permangono irrigidimenti del mercato del credito e tensioni degli spread applicati. Gli interventi realizzati in attuazione del "Piano Finanziario" hanno consentito di fronteggiare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, grazie alla flessibilità nelle forme di provvista, privilegiando la raccolta cartolare e la diversificazione dei mercati. In particolare, nel corso dell'esercizio, sono stati emessi due bond, riservati agli investitori retail in Italia, per un ammontare complessivo pari a circa 1,3 miliardi di euro, di cui circa 1,1 miliardi di euro a tasso fisso e circa 215 milioni di euro a tasso variabile. Nel febbraio 2012 inoltre è stato emesso un bond sul mercato dell'euro, riservato agli investitori istituzionali, di ammontare pari a 1 miliardo di euro. Le policy sono state 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 Eni; ciò perseguendo il mantenimento di un equilibrio in termini di durata e di composizione del debito e attraverso un'adeguata struttura degli affidamenti bancari, in particolare committed. 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.

Alla data di bilancio, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di 11.897 milioni di euro, di cui 2.551 milioni di euro committed, nonché linee di credito non utilizzate a lungo termine committed di 3.201 milioni di euro. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato e commissioni di mancato utilizzo non significative. Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes in base al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a 15 miliardi di euro di cui circa 10,5 miliardi di euro già collocati al 31 dicembre 2011. Il Gruppo mantiene uno standing creditizio elevato con rating Standard & Poor's A per il debito a lungo termine e A-1 per il breve, outlook negativo; rating Moody's A2 per il debito a lungo e P-1 per il debito a breve, outlook negativo.

Nelle tavole che seguono sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi, nonché il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie

[milioni di euro]	Anni di scadenza						Totale
	2012	2013	2014	2015	2016	Anni successivi	
Passività finanziarie a lungo termine	1.635	3.010	5.076	2.936	2.840	9.378	24.875
Passività finanziarie a breve termine	4.459						4.459
Passività per strumenti derivati	1.789	303	74	87	52	112	2.417
	7.883	3.313	5.150	3.023	2.892	9.490	31.751
Interessi su debiti finanziari	832	761	664	553	485	1.595	4.890
Garanzie finanziarie	576						576

Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti

[milioni di euro]	Anni di scadenza			Totale
	2012	2013-2016	Anni successivi	
Debiti commerciali	13.436			13.436
Altri debiti e anticipi	9.476	32	38	9.546
	22.912	32	38	22.982

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay del settore Gas & Power in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi successivi. Gli am-

montari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management.

Nella tavola che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

[milioni di euro]	Anni di scadenza						Totale
	2012	2013	2014	2015	2016	Anni successivi	
Contratti di leasing operativo non annullabili [1]	839	534	440	250	161	255	2.479
Costi di abbandono e ripristino siti [2]	98	179	305	95	165	13.287	14.129
Costi relativi a fondi ambientali [3]	269	306	251	221	81	798	1.926
Impegni di acquisto [4]	21.401	21.034	20.943	20.131	17.743	191.118	292.370
- Gas							
Take-or-pay	19.972	19.688	19.656	18.932	16.587	182.112	276.947
Ship-or-pay	1.034	988	919	898	847	5.816	10.502
- Altri impegni di acquisto con clausole take-or-pay e ship-or-pay	170	165	176	172	161	1.079	1.923
- Altri impegni di acquisto [5]	225	193	192	129	148	2.111	2.998
Altri impegni	4	4	4	3	3	124	142
-Memorandum di intenti Val d'Agri	4	4	4	3	3	124	142
	22.611	22.057	21.943	20.700	18.153	205.582	311.046

[1] I contratti di leasing operativo riguardano principalmente asset per attività di perforazione, time charter e noli di navi a lungo termine, terreni, stazioni di servizio e immobili per ufficio. Questi contratti, generalmente, non prevedono opzioni di rinnovo. Non ci sono significative restrizioni imposte a Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi.

[2] Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

[3] I costi relativi a fondi ambientali non comprendono gli oneri stanziati a fronte della transazione ambientale presentata da Eni al Ministero dell'Ambiente riguardo a nove siti di interesse nazionale perché le date di pagamento non sono attendibilmente stimabili [1, 109 milioni di euro].

[4] Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

[5] Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per 2.750 milioni di euro.

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma di investimenti tecnici e in partecipazioni di 59,6 miliardi di euro. Nella tavola che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del mana-

gement e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

Gli ammontari indicati comprendono gli impegni per i progetti di investimenti ambientali presentati nella proposta di transazione con il MATTM [600 milioni di euro].

Impegni per investimenti

[milioni di euro]	Anni di scadenza						Totale
	2012	2013	2014	2015	2016 e anni successivi		
Impegni per major projects	6.103	6.275	5.013	3.309	12.286	32.986	
Impegni per altri investimenti	7.411	5.446	3.498	2.209	3.073	22.137	
	13.514	11.721	8.511	6.018	15.359	55.123	

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 avere un grado minore di stabilità politica, sociale ed economica.

Al 31 dicembre 2011 circa l'80% delle riserve certe di idrocarburi di Eni erano localizzate 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 2011 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'approv-

vigionamento di gas come testimoniano i recenti avvenimenti in Africa Settentrionale, dove Eni è stata costretta allo shut-down temporaneo della quasi totalità delle produzioni in Libia e al blocco del gasdotto di importazione GreenStream [v. paragrafo successivo]. 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; [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 avere 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 e della selezione degli investimenti di cui il rischio Paese è parte integrante. Va peraltro segnalato che nel recente passato modifiche penalizzanti del quadro normativo, in particolare quello di natura fiscale, si sono verificate o sono state annunciate anche in Paesi dell'UE e dell'America Settentrionale. Diversi Paesi detentori di riserve di idrocarburi in Africa Settentrionale e Medio Oriente hanno attraversato nel corso del 2011 una fase di estrema instabilità politica che ha portato a cambiamenti di governo, tensioni interne, disordini e conflitti con pesanti ripercussioni sull'attività economica. In Africa Settentrionale è localizzato circa il 30% delle riserve certe Eni alla data del bilancio 2011.

Lo scenario geopolitico ha avuto un'evoluzione imprevedibile in Libia, dove la crisi è sfociata in una Rivoluzione interna. Nel 2010 circa il 15% della produzione e una quota significativa delle riserve Eni proveniva da questo Paese. A causa del conflitto interno, la maggior parte delle attività produttive Eni nel Paese e le esportazioni di gas attraverso il gasdotto GreenStream sono state sospese per un periodo di circa 8 mesi, con la sola eccezione di alcune produzioni destinate ad alimentare le centrali di energia elettrica del Paese per finalità umanitarie. Nell'aprile 2011 Eni ha dichiarato alla controparte libica l'impossibilità di adempiere ai contratti petroliferi a causa degli eventi di forza maggiore [revocata il 20 dicembre 2011]. Il blocco temporaneo delle attività in Libia ha avuto un impatto rilevante sui risultati operativi e finanziari della Divisione Exploration & Production per il 2011. Il management stima che la forza maggiore ha causato la perdita di circa 200 mila boe/giorno. Questo fattore negativo è stato mitigato dallo sforzo straordinario attuato da Eni nell'ultima parte dell'anno per riavviare in tempi record le installazioni produttive e le esportazioni di gas facendo leva sulla solidità delle relazioni con il Consiglio Nazionale Transitorio Libico e in stretta collaborazione con la compagnia di stato NOC, in un quadro di progressiva normalizzazione del clima politico e sociale interno. In questo momento il livello produttivo Eni nel Paese è di circa 240 mila boe/giorno; per il 2012 il management prevede il recupero e la piena regimazione del plateau ante crisi di 280 mila boe/giorno entro il secondo semestre, rispetto ai 110 mila boe/giorno del 2011 e i 273 mila boe/giorno del 2010.

La mancata disponibilità del gas libico esportato in Italia attraverso il gasdotto GreenStream ha avuto notevoli ripercussioni anche sui risultati economici della Divisione Gas & Power a causa del peggiorato mix di approvvigionamento e delle minori vendite agli shipper.

Rischio operation

Le attività industriali svolte da Eni in Italia e all'estero sono soggette al rispetto delle norme e dei regolamenti a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza validi all'interno del territorio in cui opera, comprese le leggi che attuano protocolli o convenzioni internazionali. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per adempiere agli obblighi previsti costituiscono una voce di costo significativa negli attuali esercizi e in quelli futuri. La violazione delle norme vigenti comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in specifici casi di violazione della

normativa sulla salute, sulla sicurezza e sull'ambiente, sanzioni a carico delle aziende, secondo un modello europeo di responsabilità dell'impresa recepito integralmente anche in Italia con il D.Lgs. 121/11 che modifica ulteriormente il D.Lgs. 231/01, estendendo la disciplina della responsabilità amministrativa dell'ente ai reati in materia ambientale.

Per la tutela dell'ambiente, le norme 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, oltre che la conservazione degli habitat e dei servizi ecosistemici ad essi correlati, imponendo ai gestori prescrizioni sempre più rigorose e stringenti in termini di misure di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento.

Il rispetto della biodiversità e la salvaguardia dei servizi ecosistemici costituiscono un requisito imprescindibile per l'attività di prospettiva, ricerca e produzione di idrocarburi.

La normativa europea riguardante la classificazione, produzione, commercializzazione, importazione e utilizzo degli agenti chimici si è sempre più evoluta e integrata negli ultimi anni con l'emissione del Regolamento [CE] n. 1907/2006 conosciuto come REACH [Registration, Evaluation, Authorization and Restriction of Chemicals] e del Regolamento CE n. 1272/2008 conosciuto come CLP [Classification Labeling and Packaging]. Tali regolamenti, le cui ultime scadenze per l'applicazione sono fissate al 2018, hanno introdotto nuovi obblighi con un notevole impatto, soprattutto organizzativo, sulla gestione delle attività di Eni ed in particolare nel rapporto con le attività produttive, con i clienti, i fornitori ed i contrattisti. Inoltre, in caso di mancata applicazione degli adempimenti previsti sono definite pesanti sanzioni sia di tipo amministrativo che penale fino ad arrivare alla sospensione della produzione e commercializzazione.

Per quanto riguarda la tutela della salute e della sicurezza nei luoghi di lavoro, la normativa italiana ha enfatizzato il valore di modelli organizzativi e di gestione, attribuendo a questi efficacia esimente della responsabilità amministrativa dell'impresa, in caso di violazioni delle disposizioni legislative riguardanti la salute e la sicurezza sul luogo di lavoro. Eni ha reso obbligatoria l'adozione di tali sistemi in tutte le sue società che gestiscono un elevato rischio HSE. Le strategie e le azioni Eni per la salute, la sicurezza e l'ambiente sono realizzate in accordo con quanto stabilito nelle policy aziendali [emanate ad aprile 2011] e declinate nella nuova Management System Guideline HSE [MSG]. Il processo descritto nella MSG ha lo scopo di garantire una gestione operativa fondata sul principio della precauzione e che assicuri la massima efficacia nella prevenzione, gestione e controllo dei rischi in ambito HSE. La nuova MSG è uno strumento unico e condiviso che descrive in modo chiaro ruoli e responsabilità dei diversi livelli organizzativi, disciplina le attività previste nei processi HSE e la loro interazione con gli altri processi aziendali e diffonde metodologie e criteri comuni all'interno di Eni.

La MSG, basata su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo, riesame dei risultati e definizione dei nuovi obiettivi, è orientata alla prevenzione e protezione dei rischi, al controllo della gestione HSE secondo un ciclo di miglioramento continuo. 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. Esso si attua attraverso l'adozione di sistemi di gestione che tengono conto della specificità delle attività, dei siti e del costante miglioramento degli impianti e dei processi. Progressivamente Eni sta andando a copertura di tutti i

siti operativi con l'acquisizione delle certificazioni OHSAS 18001 e ISO 14001. È previsto il completamento del piano di certificazione OHSAS 18001 per i siti a significativo rischio HSE entro il 2013. Il sistema di controllo dei rischi HSE è basato sul monitoraggio periodico degli indicatori HSE [a cadenza trimestrale, semestrale e annuale] e su un piano strutturato di audit a copertura di tutti i siti, secondo le seguenti tipologie:

- technical audit, volti ad accertare l'esistenza presso i siti/unità operative e sedi delle unità di business di adeguati sistemi di gestione, della loro corretta applicazione e coerenza con la nuova MSG, il Codice Etico e il Modello Organizzativo 231 Eni;
- verifiche di acquisizione/mantenimento/rinnovo delle certificazioni dei sistemi di gestione [con frequenza annuale effettuate da un ente certificatore];
- verifiche di conformità alle normative vigenti in materia HSE;
- audit specifici per tematiche mirate [es. audit a seguito di segnalazioni, eventi, infortuni o incidenti].

L'attività di codificazione delle fasi operative consente di raggiungere, con sempre maggiore efficacia, il risultato di una riduzione del rischio industriale connesso all'errore umano nella gestione dell'impianto.

I grandi incidenti industriali avvenuti negli ultimi anni hanno indotto Eni a dare maggiore enfasi alla sicurezza di processo e all'asset integrity, anche attraverso incontri di sensibilizzazione del middle management e la diffusione capillare di strumenti di verifica selettivi quali audit e verifiche specifiche. Le eventuali emergenze operative che possono avere impatto su asset, persone e ambiente sono gestite dalle unità di business a livello di sito, con una propria organizzazione che predispone per ciascun possibile scenario un piano di risposta con le azioni da attivare per limitare i danni e con l'individuazione dei ruoli e delle risorse deputate all'attuazione. In caso di emergenze di maggiore rilievo i siti di Eni nel mondo sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Eni che supporta le Divisioni e Società coinvolte nell'emergenza, attraverso un team specialistico che ha il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interni e/o esterni a Eni.

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi e agli eventi HSE, Eni ha attivato coperture assicurative tramite la partecipazione alla mutua Oil Insurance Limited e altri partner assicurativi per limitare i possibili effetti economici derivanti dai danni provocati a terzi, alle proprietà industriali e all'ambiente in caso di incidente, sia onshore che offshore. L'ammontare coperto varia in base alla tipologia dell'evento e comunque rappresenta una quota significativa della capacità messa a disposizione dal mercato di riferimento.

In particolare, gli sversamenti di petrolio o altri danni all'ambiente sono coperti in base alle polizze stipulate per oneri per bonifiche, danni a terzi e contenimento del danno fino a un massimo di 1,1 miliardi di dollari per incidenti offshore e 1,5 miliardi di dollari per l'onshore [le raffinerie]. A queste si aggiungono polizze assicurative che coprono le responsabilità del proprietario, dell'operatore e del noleggiatore di mezzi navali in base ai seguenti massimali: 1 miliardo di dollari per le responsabilità connesse alla flotta di proprietà della LNG Shipping e delle FPSO utilizzate dal settore Exploration & Production nello sviluppo di giacimenti offshore; 500 milioni di dollari nel caso di noleggio di time charter.

A seguito dell'incidente occorso nel 2010 nell'offshore profondo del Golfo del Messico, il governo statunitense e i governi di altri paesi

hanno adottato regolamentazioni più stringenti in tema di attività di ricerca ed estrazione di idrocarburi.

Negli USA, il sistema di regolamentazione e controllo per le operazioni nel Golfo del Messico è stato reso più rigoroso. Tali eventi hanno avuto come conseguenza un allungamento dei tempi per l'ottenimento dei permessi necessari a svolgere qualsiasi operazione nel Golfo. Eni nel corso del 2011 non ha tuttavia subito impatti significativi sui costi e sulla produzione dell'anno. Dopo la revoca della moratoria imposta dal governo USA nel corso del 2010, nei primi mesi del 2011 sono riprese le operazioni autorizzate e temporaneamente sospese e le attività pianificate per il 2011 sono state completate nei tempi previsti.

Al fine di garantire la massima sicurezza delle proprie operazioni nel Golfo, Eni ha aderito al consorzio guidato dalla società Helix che ha partecipato alle operazioni di contenimento del pozzo Macondo. Il sistema denominato Helix Fast Response System (HFRS) effettua le operazioni di contenimento sottomarino dei pozzi in eruzione, l'evacuazione in superficie degli idrocarburi e il loro stivaggio e trasporto alla costa.

In ambito italiano, il legislatore, con il D.Lgs. 29 giugno 2010 n. 128 che modificava l'art. 6, comma 17, del D.Lgs. n. 152/2006, tuttora in vigore, ha introdotto alcune restrizioni alle attività di ricerca ed estrazione degli idrocarburi mantenendo tuttavia l'efficacia dei titoli abilitativi in essere alla data di entrata in vigore del decreto stesso.

Il 25 marzo 2012 si è verificata una furoscita di gas durante lo svolgimento di operazioni di pozzo presso una piattaforma produttiva del giacimento di Elgin/Franklin [Eni 21,87%] localizzato nel mare del Nord inglese e operato da altra compagnia petrolifera internazionale. Eni ritiene che tale compagnia abbia avviato tutte le misure necessarie per gestire l'incidente. Eni continua a monitorare la situazione per valutare possibili passività che potrebbero derivare dall'accaduto.

Rischi e incertezze associati con il quadro competitivo del settore europeo del gas

Le prospettive a breve/medio termine del settore gas in Europa e in Italia sono sfavorevoli a causa delle incertezze che gravano sulla ripresa della domanda e dell'elevata pressione competitiva alimentata dal perdurare dell'eccesso d'offerta. Nel 2011 la domanda gas in Europa si è contratta del 10% [-6% in Italia] per effetto della recessione economica, dell'espansione delle fonti rinnovabili, della maggiore competitività del carbone nella produzione termoelettrica e di un inverno climaticamente mite. Il calo della domanda, l'oversupply e la crescente liquidità presso gli hub continentali sono i principali driver che spiegano il ridimensionamento considerevole degli economics del settore.

Le ridotte opportunità di vendita hanno spinto gli operatori, in particolare quelli esposti ai contratti di approvvigionamento con clausola di tipo take-or-pay, a competere in maniera aggressiva sul pricing. I grandi clienti hanno adottato politiche di acquisto opportunistiche volte a trarre vantaggio dalle disponibilità di gas spot. Tali driver hanno determinato la rilevante flessione dei margini di commercializzazione del gas a causa del fenomeno di "decoupling" tra l'andamento rialzista del costo dell'approvvigionamento indirizzato al prezzo del petrolio e dei suoi derivati nelle formule dei contratti di approvvigionamento long-term, e la debole dinamica dei

prezzi di vendita spot presso gli hub continentali, divenuti il riferimento prevalente nelle contrattazioni bilaterali di fornitura. Il management prevede che nei prossimi due/tre anni il debole andamento della domanda a causa del quadro economico recessivo, il permanere dell'oversupply e la forte pressione competitiva costituiranno fattori di rischio per la performance dell'attività Mercato di Eni, con impatti negativi attesi sui risultati operativi e sui cash flow futuri del business, anche in relazione agli obblighi di take-or-pay previsti dai contratti di approvvigionamento di lungo termine [v. Fattore di rischio successivo]. Le prospettive di breve termine appaiono particolarmente sfavorevoli in Italia a causa della fragilità del quadro congiunturale, dei rischi di spiazzamento del gas nella produzione termoelettrica da parte delle fonti rinnovabili e del carbone che beneficia della riduzione dei costi dei permessi di emissione, nonché degli impatti delle recenti misure di liberalizzazione varate dal Governo italiano con aspettative di interventi sulle condizioni economiche di fornitura al settore residenziale [v. paragrafo sui rischi connessi alla regolamentazione]. Inoltre il management prevede che il livello dei prezzi ai grandi clienti in Italia tenderà a convergere in maniera sempre più accentuata verso il livello dei prezzi agli hub continentali. Tali driver eserciteranno una forte pressione sui margini unitari. Per preservare la redditività del business gas nell'attuale fase depressa del settore, il management Eni è impegnato nella rinegoziazione con i fornitori dei contratti di approvvigionamento di lungo termine, in particolare le condizioni di pricing e la flessibilità, in forza del diritto contrattuale di ristabilire l'equilibrio economico tra le parti venuto meno a causa delle mutate condizioni del mercato, dal secondo semestre 2009. Nel corso del 2011 il management ha finalizzato importanti rinegoziazioni come quella con Sonatrach, ottenendo un beneficio economico e una maggiore flessibilità operativa a vantaggio dei programmi commerciali di Eni. Nel marzo 2012 è stata definita quella con Gazprom i cui benefici economici sono retroattivi dall'inizio del 2011. Altre rinegoziazioni sono tuttora in corso.

I trend negativi in atto nel quadro competitivo del settore gas rappresentano un fattore di rischio nell'adempimento degli obblighi previsti dai contratti di acquisto take-or-pay

Per assicurarsi un'adeguata disponibilità di gas nel medio/lungo termine a sostegno dei programmi di vendita, contribuendo alla sicurezza di approvvigionamento del mercato europeo in generale e di quello italiano in particolare, Eni ha stipulato contratti di acquisto di lungo termine con i principali Paesi produttori che riforniscono il sistema europeo. Tali contratti che dal 2010 assicurano circa 80 miliardi di metri cubi/anno di gas [incluso Distrigas ed escluso l'approvvigionato delle altre società consolidate e collegate] hanno una vita residua media di circa 17 anni con formule prezzo generalmente indirizzate ai prezzi del petrolio e di suoi derivati [gasolio, olio combustibile, etc.]. I contratti prevedono clausole di take-or-pay. Tali clausole stabiliscono che, in caso di mancato prelievo del volume annuo minimo [Annual Minimum Quantity - AMQ] definito contrattualmente, Eni paghi, per la quantità in difetto, una quota [variabile da contratto a contratto e generalmente compresa in un intervallo 10% - 100%] del prezzo contrattuale calcolato come media aritmetica dei prezzi-base mensili con riferimento all'anno di mancato prelievo. A fronte di ciò, Eni ha la facoltà di prelevare, nel corso degli anni contrattuali successivi, la quantità parzialmente

pagata, purché sia stata prelevata l'AMQ dell'anno. Il limite temporale di recupero varia da contratto a contratto [per alcuni entro i dieci anni successivi, per altri entro la durata residua del contratto]. In tal caso, Eni pagherà la parte residua del prezzo, calcolando quest'ultima come la percentuale di complemento a 100 della media aritmetica dei prezzi base mensili in vigore nell'anno dell'effettivo prelievo. Considerazioni analoghe valgono per gli impegni contrattuali ship-or-pay. Il meccanismo degli anticipi contrattuali espone l'impresa sia a un rischio prezzo [e conseguentemente anche a un'opportunità], tenuto conto che una porzione importante di questo si forma nell'anno di mancato prelievo, sia a un rischio volume, nel caso di effettiva impossibilità a recuperare i volumi pre-pagati. Il management ritiene che gli attuali trend di mercato, di contenuta dinamicità della domanda e offerta abbondante, la possibile evoluzione della regolamentazione del settore, nonché la crescente pressione competitiva costituiscono fattori di rischio per l'adempimento degli obblighi derivanti dai contratti take-or-pay. Dall'inizio della crisi del gas alla data di bilancio del 2011, Eni ha rilevato deferred cost [al netto degli utilizzi] per l'ammontare complessivo di 2,22 miliardi di euro e sostenuto esborsi di 1,76 miliardi di euro a fronte del valore delle quantità di gas riguardo alle quali è sorto l'obbligo di corrispondere il prezzo contrattuale in base alle clausole di take-or-pay poiché i ritiri sono stati inferiori alle AMQ. Considerata la fase corrente di debolezza della domanda gas e i piani aziendali di moderata crescita delle vendite nel piano quadriennale 2012-2015, e tenuto anche conto del beneficio di riduzioni temporanee delle AMQ associate alle rinegoziazioni di alcuni contratti take-or-pay, il management prevede che nei prossimi due-tre anni i ritiri Eni del piano quadriennale 2012-2015 saranno nel complesso inferiori agli obblighi minimi di prelievo fissati dai contratti con conseguente attivazione della clausola take-or-pay. Allo stato, sulla base dell'evoluzione attesa della domanda e dell'offerta di gas in Europa, con il graduale riassorbimento nel lungo termine degli squilibri correnti, delle proiezioni interne di vendita e di margini unitari per il prossimo quadriennio e oltre, il management ritiene che i volumi di gas per i quali Eni è incorsa e prevede di incorrere nel prossimo quadriennio nella clausola di take-or-pay, con conseguente pagamento dell'anticipo prezzo, saranno ritirati nel lungo termine nel rispetto dei termini contrattuali con il conseguente recupero dell'anticipo corrisposto.

Rischi connessi all'evoluzione di lungo termine dello scenario domanda-offerta gas

Eni prevede che la situazione corrente di oversupply nel mercato europeo del gas tenderà a essere gradualmente riassorbita nel medio/lungo termine con il conseguente "recoupling" tra costo oil-linked dell'approvvigionato e prezzi agli hub grazie ai trend consolidati di espansione della domanda mondiale di gas. Questi sono costituiti dal crescente fabbisogno proveniente dalla Cina e dalle economie emergenti di Asia e America Latina alimentato dai robusti tassi di crescita, dalla domanda giapponese in sostituzione dell'energia nucleare, dal graduale recupero del ciclo economico atteso in Europa, dallo sviluppo sociale e demografico e dalla maggiore compatibilità ambientale del gas rispetto ad altre fonti fossili nella produzione di energia elettrica. Anche il mutamento in atto nelle politiche energetiche degli Stati membri dell'Unione Europea in risposta all'incidente nucleare di Fukushima potrebbe rappresentare uno stimolo importante alla ripresa del consumo di gas. Inoltre, alcune proposte di politiche fiscali in ambito europeo e

nei singoli Stati membri potrebbero influenzare la composizione del mix energetico introducendo disincentivi e penalizzazioni nell'uso delle fonti più inquinanti e meno efficienti. Esempi in tal senso sono la nuova proposta di direttiva comunitaria per una "carbon tax" nei settori non coperti dal meccanismo ETS, o il Regno Unito dove si prevedono meccanismi fiscali che stabilizzino, fissandone di fatto un floor, il prezzo della CO₂. Con particolare riferimento all'Europa, l'evoluzione di lungo termine della domanda gas sarà influenzata dalle modifiche del bilancio energetico dei Paesi dell'Unione considerato l'impegno degli Stati membri al raggiungimento degli obiettivi del "Climate Change and Renewable Energy Package", noto anche come "PEE 20-20-20" che prevedono [i] un impegno a ridurre le emissioni di gas serra (GHG) del 20% rispetto al livello del 1990, elevabile fino a un massimo del 30% in caso di ratifica di accordi internazionali; [ii] un miglioramento dell'efficienza energetica del 20%; [iii] una produzione di energia da fonti rinnovabili pari almeno al 20%.

Gli obiettivi di decarbonizzazione della "Energy Roadmap 2050" consistono invece in una riduzione delle emissioni di CO₂ al 2050 dell'80-95% rispetto ai livelli del 1990.

L'offerta di gas nel mercato europeo è prevista rimanere abbondante nel breve/medio termine. Il flusso di gas verso il continente sarà assicurato in maniera predominante dalle importazioni via pipeline e GNL, alimentato dai massicci investimenti d'incremento della capacità dei gasdotto d'importazione da Russia, Algeria e Libia realizzati negli anni pre-crisi e dall'ampia disponibilità di GNL che si è riversata nei mercati spot del continente grazie alla finanziizzazione di numerosi progetti upstream nel triennio 2008-2010 con oltre 65 miliardi di metri cubi di nuova capacità di liquefazione, e dalla contemporanea ridotta capacità di assorbimento del mercato USA per effetto della crescita della produzione interna di gas da accumuli non convenzionali e dello sviluppo delle tecnologie di estrazione. Nuove infrastrutture sono previste in avvio nei prossimi anni in diversi punti di accesso europei, con una capacità a regime di circa 50-60 miliardi di metri cubi [in particolare, il collegamento Algeria - Penisola Iberica realizzato con il gasdotto Medgaz, il Nord Stream dalla Russia alla Germania attraverso il Mar Baltico e altri terminali di ricezione GNL, tra cui un nuovo impianto nei Paesi Bassi con 12 miliardi di capacità di ricezione], ulteriori 27 miliardi di metri cubi con la seconda linea del Nord Stream e diversi progetti di incremento della capacità di stoccaggio. In Italia sono previsti nel medio termine incrementi di capacità dovuti alla probabile entrata in esercizio di un nuovo terminale di ricezione del GNL a Livorno con 4 miliardi di metri cubi di capacità a regime e agli effetti del D.Lgs. n. 130/2010 [cd. Decreto Stocaggi – v. paragrafo seguente] che renderà disponibili circa 4 miliardi di metri cubi di nuova capacità di stoccaggio entro il 2015; a questi si aggiungerà il ripristino delle forniture di gas libico attraverso il gasdotto GreenStream. Sono previsti importanti investimenti in contro flusso su tutta la rete di gasdotto europei che favoriranno gli interscambi tra i Paesi e la maggiore apertura dei mercati. Nel lungo termine l'offerta di gas in Europa risentirà del declino atteso delle produzioni mature interne e degli effetti del possibile slittamento di nuovi progetti di sviluppo di riserve gas worldwide, con un rallentamento nell'entrata in funzione di nuovi terminali di liquefazione che favorirà il riequilibrio del mercato mondiale del GNL.

Il management prevede che i trend descritti favoriranno il recupero di redditività del settore europeo del gas nel medio/lungo termine.

I possibili rischi di tali previsioni sono la difficoltà nella stima degli impatti di lungo termine della crisi economica sulla domanda europea di gas, il grado di efficacia delle politiche degli stati membri dell'Unione Europea nel conseguire gli obiettivi di riduzione dell'intensità energetica e di cambiamento del mix termoelettrico [rinnovabili vs. combustibili fossili], nonché il bilanciamento delle disponibilità mondiali di GNL.

Rischi connessi con la regolamentazione del settore del gas in Italia

La normativa del settore del gas in Italia stabilisce, tra le varie cose, le regole di accesso alle infrastrutture, i criteri per la determinazione delle tariffe di trasporto, stoccaggio, rigassificazione e distribuzione, e i requisiti di separazione funzionale dei gestori di tali infrastrutture gas. Sono inoltre oggetto di approvazione da parte dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas [di seguito AEEG] i Codici che regolano il funzionamento e la gestione delle citate infrastrutture. L'AEEG, in virtù della Legge istitutiva n. 481/95, svolge anche funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e di definizione delle condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto al servizio di tutela.

Il recente Decreto Legge 24 gennaio 2012, n. 1, [cd. "Decreto Liberalizzazioni"], come descritto meglio nei paragrafi successivi, infine, interviene su vari aspetti del settore gas e avvia la procedura di separazione proprietaria dell'impresa principale di trasporto, leggi Snam, da Eni.

Dal 2011, in sostituzione dei cd. "tetti antitrust" definiti nel decreto legislativo 23 maggio 2000, n. 164, che hanno cessato l'applicazione nel 2010, con il Decreto Stocaggi è stato introdotto un vincolo sulla quota di mercato all'ingrosso detenibile da ciascun operatore che immette gas naturale nella rete nazionale di gasdotto. In particolare la quota massima di mercato all'ingrosso che ciascun operatore può detenere è fissata al 40%, elevabile al 55% nell'ipotesi di assunzione dell'impegno vincolante alla realizzazione in Italia, entro cinque anni, di 4 miliardi di metri cubi di nuova capacità di stoccaggio. Il superamento delle soglie citate fa scattare l'obbligo in capo all'operatore di procedere a misure di "gas release" a prezzo amministrato nei due anni successivi la violazione per volumi di gas complessivamente non superiori a 4 miliardi di metri cubi.

Eni, attraverso Stogit, ha assunto l'impegno alla realizzazione della nuova capacità di stoccaggio consentendo, come previsto dal decreto, la partecipazione alla realizzazione delle nuove infrastrutture/potenziamento di quelle esistenti a clienti industriali, aggregazioni di imprese, consorzi di clienti finali e produttori di energia elettrica. Inoltre, il Decreto Stocaggi prevede che, nel periodo di sviluppo della nuova capacità di stoccaggio, ai soggetti investitori richiedenti siano riconosciuti i benefici derivanti dalla nuova capacità di stoccaggio come se quest'ultima fosse completamente utilizzabile fin da subito.

A decorrere da aprile 2012, concluso il periodo biennale in cui hanno trovato applicazione le cd. "misure transitorie finanziarie", i soggetti investitori industriali possono richiedere di avvalersi delle cd. "misure transitorie fisiche" sulla capacità di stoccaggio conferita loro a titolo definitivo e non ancora entrata in esercizio.

Tali misure consentono ai clienti investitori di consegnare il gas nel periodo estivo in corrispondenza dei punti TTF, Zeebrugge o Punto di Scambio Virtuale [PSV] ai cd. "stoccati virtuali" [selezionati dal GSE - Gestore dei Servizi Energetici SpA con apposita procedu-

ra aperta], per ottenerlo al PSV nel periodo invernale, e poter così beneficiare del differenziale di prezzo estate - inverno. I soggetti investitori hanno l'obbligo di offrire tale gas al PSV.

Eni si è impegnata a contribuire per il 50% al meccanismo di anticipazione dei benefici a condizioni economiche definite dal Ministero dello Sviluppo Economico [MISE] e AEEG.

Eni ritiene che tale disposizione avrà l'effetto di incrementare il grado di concorrenzialità del mercato all'ingrosso del gas in Italia.

Le decisioni dell'AEEG in tema di fissazione delle condizioni economiche di fornitura ai clienti che hanno diritto al servizio di tutela possono limitare la capacità degli operatori del gas di trasferire gli incrementi del costo della materia prima nel prezzo finale. L'AEEG ha istituito un meccanismo di aggiornamento della componente tariffaria a copertura del costo di approvvigionamento del gas attraverso l'individuazione all'andamento di un paniere di prodotti petroliferi e ha introdotto una quota fissa che si attiva nel caso in cui i prodotti petroliferi nei mercati europei raggiungano livelli di prezzo particolarmente contenuti. I clienti che hanno diritto al servizio di tutela sono i clienti finali domestici e i condomini ad uso domestico con consumi inferiori a 200 mila metri cubi/anno, nonché, per effetto del D.Lgs. 93/11, tutti i clienti civili non domestici con consumi inferiori a 50.000 metri cubi/anno e le attività di servizio pubblico che svolgono attività di assistenza [ospedali, case di cura e altri]. I più recenti provvedimenti con i quali l'AEEG ha rivisto le condizioni economiche di fornitura per i clienti tutelati sono state la Delibera ARG/gas 89/10 – che per l'anno termico 1° ottobre 2010 - 30 settembre 2011 ha introdotto un fattore fisso correttivo della componente a copertura del costo di approvvigionamento della tariffa di vendita che ne determina una riduzione del 7,5% – e la Delibera ARG/gas 77/11, che per l'anno termico 1° ottobre 2011 - 30 settembre 2012 ha rivisto il fattore fisso correttivo portando la riduzione al 6,5%. Questi provvedimenti penalizzano i risultati e il cash flow dell'attività gas di Eni per gli anni termici considerati, in particolare per gli impatti negativi sui prezzi applicabili alle vendite al dettaglio. Eni ritiene possibile il rischio di formazione di nuovi provvedimenti dell'AEEG in tema di condizioni economiche di fornitura ai clienti tutelati con impatti negativi sui risultati e il cash flow del business gas, in particolare in considerazione del Decreto Liberalizzazioni varato dal Governo italiano il 24 gennaio 2012 [DL n. 1 "Disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività"]. Tale provvedimento, tra le numerose disposizioni, demanda all'AEEG il compito di introdurre con gradualità l'individuazione ai prezzi spot quotati negli hub continentali nel meccanismo di aggiornamento della componente tariffaria a copertura del costo di approvvigionamento a partire dal primo trimestre successivo all'entrata in vigore del suddetto Decreto Legge. In base a tali misure, il management prevede una riduzione dei prezzi di fornitura e del margine di commercializzazione nelle vendite ai clienti tutelati. Inoltre lo stesso Decreto, al fine di ridurre i costi di approvvigionamento di gas naturale per le imprese, riconosce loro un accesso diretto alla capacità di stoccaggio che si libererebbe attraverso una ridefinizione delle modalità di calcolo degli obblighi di modulazione e rideterminando i volumi di stoccaggio strategico, in modo da consentire alle imprese di poter disporre di servizi integrati di trasporto, rigassificazione e stoccaggio di gas naturale, secondo criteri di sicurezza degli approvvigionamenti.

La capacità commerciale dell'impresa e la politica dei margini sono limitate dagli effetti del Decreto Legge n. 112 del giugno 2008 che ha

introdotto la maggiorazione IRES del 5,5% poi aumentata al 6,5% [cosiddetta Robin Tax], e da ultimo incrementata di ulteriori 4 punti percentuali dalla manovra finanziaria estiva per il triennio 2011-2013, a carico delle imprese del settore energia. La norma ha istituito il divieto di traslare sui prezzi al consumo la maggiorazione d'imposta attribuendo all'AEEG il compito di vigilare sull'osservanza del divieto. La citata manovra estiva ha esteso l'ambito di applicazione della Robin Tax in particolare anche alle società esercenti attività di trasporto e distribuzione di gas naturale.

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

- nel 2010 è stata avviata la piattaforma di negoziazione sulla quale gli operatori sono obbligati a offrire una quota del gas importato sulla base di autorizzazioni all'importazione ottenute successivamente al 2007 e a cedere le aliquote del prodotto della coltivazione di gas naturale dovute allo Stato [queste ultime a un prezzo base d'asta definito dall'AEEG];
- l'AEEG con delibera ARG/gas 45/11 e s.m.i. ha stabilito l'avvio del mercato di bilanciamento di merito economico del gas naturale a decorrere dal 1° dicembre 2011: gli sbilanci di ciascun utente del sistema di trasporto sono quotidianamente sanati al prezzo che si forma sul mercato del bilanciamento presso il quale il Responsabile del Bilanciamento [Snam Rete Gas] si approvvigiona delle risorse necessarie per bilanciare il sistema. A decorrere dal 1° aprile 2012 è prevista un'evoluzione del meccanismo di funzionamento del mercato del bilanciamento: a partire da tale data è infatti previsto che vengano combinate le offerte in acquisto e vendita formulate dagli operatori tra esse compatibili, non funzionali al bilanciamento del sistema.

Tali provvedimenti volti a incrementare il grado di concorrenzialità del mercato rappresentano fattori di rischio e di incertezza per il business gas di Eni; al riguardo il management non esclude la possibilità di impatti negativi sui risultati economici e i cash flow futuri del business gas di Eni.

Separazione proprietaria di Snam

Il 24 gennaio 2012 è stato pubblicato il Decreto Legge n. 1 recante disposizioni urgenti per la concorrenza, lo sviluppo delle infrastrutture e la competitività [il cd. "Decreto Liberalizzazioni"] che ha avviato il processo di separazione proprietaria di Snam da Eni. Il provvedimento è stato convertito in legge a fine marzo 2012. È prevista l'ememanzione entro maggio prossimo di un decreto del Presidente del Consiglio dei Ministri per la fissazione dei criteri, condizioni e modalità di uscita di Eni da Snam entro 18 mesi dall'entrata in vigore della legge di conversione. A tale DPCM compete altresì di determinare l'eventuale quota di partecipazione residua di Eni in Snam.

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 commercialibilità. 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'offshore profondo e le aree remote, nei quali Eni è impegnata in modo rilevante. Le attività di esplorazione e sviluppo, soprattutto nell'offshore profondo, sono tuttavia caratterizzate da rischi ineliminabili. La gravità degli incidenti è potenzialmente tale da poter causare perdite di vite umane, danni ambientali e conseguentemente passività di ammontare rilevante con impatti negativi importanti sul business, sui risultati operativi e sulle prospettive di sviluppo del Gruppo.

Rischi connessi alla ciclicità del settore oil&gas

I risultati di Eni, specificamente quelli del settore Exploration & Production, dipendono in misura rilevante dall'andamento dei prezzi del petrolio e del gas. Generalmente, l'aumento del prezzo di questi idrocarburi determina un maggiore utile operativo consolidato; viceversa, in caso di diminuzione del prezzo. Nel 2011, il prezzo del petrolio del marker Brent ha registrato un valore medio di 111,27 dollari/barile con un aumento del 40% rispetto al 2010 dovuto alla forte do-

manda proveniente dalla Cina e dalle altre economie emergenti e dai fattori geopolitici, in particolare gli effetti della crisi libica. Il prezzo in dollari del gas ha avuto una dinamica erratica, influenzata dai fattori specifici delle macroaree di consumo: è diminuito del 9% negli USA a causa della crescita delle produzioni non convenzionali, mentre i prezzi spot in Europa sono rimbalzati rispetto ai livelli depressi del 2010 [+38%].

La volatilità dei prezzi degli idrocarburi ha impatti diversi sui risultati dei business Eni e sui piani d'investimento della compagnia, tenuto conto della complessità del processo valutativo e dei lunghi tempi di realizzazione dei singoli progetti. La redditività di questi è esposta all'andamento dei prezzi del petrolio/gas che potrebbero attestarsi su livelli inferiori rispetto a quelli assunti in sede di valutazione. Eni, al pari di altre compagnie petrolifere internazionali, adotta scenari di prezzo di lungo termine nella valutazione degli investimenti, definiti sulla base della migliore stima fatta dal management dei fondamentali della domanda e dell'offerta. Questo sostiene il conseguimento della redditività attesa dei progetti nelle fasi di contrazione del ciclo petrolifero.

Per il quadriennio 2012-2015 per il quale è stato previsto un prezzo di lungo termine di 85 dollari/barile [termini reali 2015], Eni prevede un programma d'investimenti di 59,6 miliardi di euro, di cui il 75% dedicati alla ricerca e sviluppo delle riserve di petrolio e gas, che evidenzia un incremento del 12% rispetto alla precedente manovra quadriennale dovuto ai nuovi progetti upstream che contribuiranno alla crescita delle produzioni oltre l'orizzonte di piano [Mozambico, Mare di Barents e Nigeria].

La volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento di incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte per effetto del peso significativo dei contratti di production sharing (PSA) nel portafoglio Eni. In tali schemi di ripartizione della produzione, a parità di costi sostenuti per lo sviluppo di un giacimento, la quota di produzione e di riserve destinata al recupero dei costi e alla remunerazione del contrattista diminuiscono all'aumentare del prezzo di riferimento del barile. In particolare, per l'anno 2011 sulla base dell'attuale portafoglio di asset Eni, il management ha stimato che per ogni dollaro/barile d'incremento delle quotazioni del petrolio la produzione Eni è diminuita di circa 1.000 barili/giorno quale effetto delle minori attribuzioni nei PSA, con un impatto sui volumi dell'anno di circa 30 mila barili/giorno. Questa sensitivity è valida in un intervallo di valori molto prossimi al prezzo del Brent di equilibrio di lungo termine di 85 dollari/barile adottato nel piano quadriennale Eni 2012-2015 e gli impatti sulla produzione possono variare in misura più che proporzionale man mano che il prezzo si allontana dall'assunzione base. La sensitivity può cambiare in futuro.

Per quanto riguarda gli altri settori di business Eni, nel settore Gas & Power l'aumento del prezzo del petrolio rappresenta un fattore di rischio tenuto conto che la maggior parte degli approvvigionamenti Eni è indicizzata al prezzo del greggio e dei suoi derivati, mentre i prezzi di vendita, in particolare all'estero, sono indicizzati in misura crescente ai prezzi spot degli hub continentali che nell'attuale fase di mercato presentano valori particolarmente deppressi a causa dell'eccesso di offerta. Inoltre, in alcuni segmenti del mercato domestico, gli interventi dell'Autorità di regolamentazione possono limitare la capacità di Eni di trasferire per intero gli incrementi del costo della materia prima ai prezzi finali di vendita.

Per ulteriori informazioni si rinvia alla specifica sezione sui rischi del settore Gas & Power.

I margini di vendita dei prodotti petroliferi e dei prodotti petrolchimici risentono in maniera più o meno marcata dei movimenti del prezzo del petrolio, in funzione dei ritardi temporali con i quali i prezzi finali si adeguano alle variazioni del costo della carica. Generalmente, in presenza di forti e repentini aumenti del petrolio, i margini di raffinazione e dei prodotti petrolchimici registrano flessioni nel breve termine. Nel 2011, l'attività di raffinazione Eni ha sofferto rilevanti perdite operative a causa dell'incremento del costo della materia prima petrolifera che il settore non è stato in grado di trasferire nei prezzi finali dei prodotti penalizzati dalla domanda stagnante in un quadro economico recessivo, elevato livello delle scorte ed eccesso di capacità. Inoltre, l'aumento del prezzo del petrolio determina un incremento del costo delle utility energetiche che sono tipicamente indirizzate a quello. Guardando al futuro, il management prevede il perdurare dell'andamento negativo dello scenario di raffinazione nel breve/medio termine a causa dei fattori strutturali di debolezza dell'industria, elevati costi della carica e rallentamento della conjuntura con aspettative di contrazione della domanda di carburanti. Anche l'attività di distribuzione di carburanti rete ed extrarete è stata penalizzata dalla contrazione della domanda di carburanti e dall'eccesso di offerta di prodotto che ha indotto gli operatori a competere in maniera aggressiva sul pricing. Sulla base di tali driver, il management ha ridimensionato in misura importante le prospettive di redditività del business Refining & Marketing in sede di impairment review adeguando i valori di libro ai minori valori d'uso con la rilevazione di svalutazioni di 645 milioni di euro riferite in massima parte a impianti e iniziative di raffinazione. Il management ha pianificato le opportune iniziative di ottimizzazione delle lavorazioni agendo su rese, integrazione dei cicli e flessibilità, e di miglioramento di efficienza [costi fissi e di logistica, consumi energetici] per attenuare la volatilità dello scenario e conseguire benefici immediati sul risultato operativo. Anche le attività di trading oil contribuiranno a migliorare l'utile operativo. Il settore petrolchimico Eni è notevolmente esposto, oltre che alla

volatilità del costo della carica, alla ciclicità della domanda considerata la natura "commoditizzata" del portafoglio prodotti Eni e i fattori strutturali di debolezza dell'industria [basse barriere all'ingresso, eccesso di capacità, forte pressione competitiva]. Nel 2011 il settore ha archiviato la perdita operativa adjusted di 276 milioni di euro, in evidente peggioramento rispetto al 2010 a causa della flessione del margine del cracker appesantito dall'elevato costo della carica petrolifera e dal crollo della domanda dovuto alla recessione economica nell'ultima parte dell'anno. Le prospettive di breve/medio termine rimangono incerte per effetto delle deboli prospettive di ripresa della domanda ancorate all'evoluzione del quadro macroeconomico e del trend del costo della materia prima. Per contrastare i deficit strutturali del proprio business petrolchimico, il management Eni ha avviato una strategia di rilancio che punta a conseguire l'equilibrio economico nel medio termine grazie alla progressiva riduzione del peso dei business commodity a beneficio della crescita in segmenti di nicchia, quali elastomeri e stirenici, che hanno dimostrato buona tenuta in un ciclo negativo, e produzioni innovative legate alle bioplastiche. Esempio al riguardo è il progetto "chimica verde" di Porto Torres che segna l'ingresso di Eni in un settore per il quale si prevedono tassi di crescita interessanti.

Il settore Ingegneria & Costruzioni è esposto alla ciclicità del prezzo del petrolio considerato che le oil majors tendono a ridurre o a riprogrammare gli investimenti di esplorazione e sviluppo nelle fasi deboli del ciclo. Il settore Ingegneria & Costruzioni ha progressivamente ridotto la propria vulnerabilità al ciclo petrolifero attraverso la maggiore diversificazione del portafoglio di attività e il solido posizionamento nel segmento dei grandi progetti upstream in ambienti complessi e ad elevato contenuto tecnologico, che hanno dimostrato una minore esposizione alle ciclicità del mercato. L'entrata in operatività fra il 2010 e il 2011 di nuovi e distintivi asset, la dimensione del portafoglio ordini, la sua qualità e la buona efficienza operativa raggiunta, consentono di prevedere un ulteriore significativo rafforzamento del posizionamento competitivo di Saipem nel medio termine a garanzia della stabilità dei risultati.

Evoluzione prevedibile della gestione

L'outlook 2012 è caratterizzato dai segnali di rallentamento della ripresa economica mondiale, in particolare nell'area euro, e dalla volatilità dei mercati. I prezzi del petrolio resteranno sostenuti dalla robustezza della domanda proveniente dalla Cina e altre economie emergenti e dai rischi geopolitici, in parte attenuati dal progressivo rientro della produzione libica. Per le finalità di pianificazione degli investimenti e di proiezione economico-finanziaria di breve termine Eni assume un prezzo medio annuo del marker Brent di 90 \$/barile. Le prospettive del settore del gas sono sfavorevoli. La domanda è attesa debole, penalizzata dallo scarso dinamismo dell'attività produttiva e dalla competizione delle fonti rinnovabili, mentre l'offerta di gas rimane abbondante. In tale scenario la forte pressione competitiva tenderà a comprimere i margini unitari e a ridurre le opportunità di vendita. Il management prevede il permanere di una situazione depressa per il settore europeo della raffinazione. I margini sono attesi su livelli non remunerativi a causa dell'elevato costo della carica, della stagnazione della domanda di carburanti e dell'eccesso di capacità.

Le previsioni del management con riguardo alle principali metriche di produzione e vendita dei business Eni sono le seguenti:

- **produzione di idrocarburi:** è prevista in crescita rispetto al 2011 [1,58 milioni di boe/giorno il consuntivo 2011] per effetto del progressivo recupero della produzione libica al livello di plateau ante crisi, con piena regimazione nella seconda metà del 2012. Escludendo tale significativo evento, la produzione è attesa su di un trend di crescita, sostenuta dall'attività di sviluppo in Italia e in Iraq e dagli importanti avvii programmati nelle aree core di Algeria e offshore Angola e del progetto gas in joint venture in Siberia. Tali incrementi saranno parzialmente compensati dai declini delle produzioni mature;
- **vendite di gas:** sono previste sostanzialmente in linea rispetto al 2011 [96,76 miliardi di metri cubi il dato consuntivo 2011]; includono le vendite consolidate, la quota Eni delle joint venture e le vendite upstream in Europa e nel Golfo del Messico]. In un quadro di contenuto dinamismo della domanda, il management prevede di recuperare volumi e quota di mercato in Italia e di consolidare e sviluppare il segmento retail; all'estero i principali driver di crescita saranno l'espansione nei mercati target in Francia e Germania/Austria, oltre al perseguitamento di opportunità di vendita di GNL nel Far East. Il conseguimento degli obiettivi di vendita farà leva sui driver di miglioramento della posizione

di costo Eni grazie ai benefici delle rinegoziazioni, integrazione degli asset acquisiti in Europa, sviluppo dell'offerta commerciale attraverso una piattaforma multi-country, e eccellenza nel servizio. Gli obiettivi di margine industriale saranno sostenuti grazie allo sviluppo delle attività di trading puntando a estrarre valore dagli asset in portafoglio;

- **lavorazioni in conto proprio:** sono previste confermare i volumi ridotti del 2011 [31,96 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2011] a causa dello scenario negativo. Il management ha pianificato le opportune iniziative di ottimizzazione delle lavorazioni agendo su rese, integrazione dei cicli e flessibilità, e di miglioramento di efficienza (costi fissi e di logistica, consumi energetici) per attenuare la volatilità dello scenario e conseguire benefici immediati sul risultato operativo. Anche le attività di trading oil contribuiranno a migliorare l'utile operativo;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e resto d'Europa:** sono previste in leggera flessione rispetto al 2011 [11,37 milioni di tonnellate il dato consuntivo 2011]. In un quadro di consumi deboli e nuove misure di liberalizzazione del mercato domestico, il management intende consolidare la quota di mercato Italia facendo leva su politiche commerciali in linea con le esigenze dei clienti, la forza del marchio Eni con il completamento del rebranding della rete e l'eccellenza del servizio. Nel resto d'Europa la crescita sarà selettiva con volumi nel complesso stabili;
- **Ingegneria & Costruzioni:** le prospettive reddituali sono positive per effetto del solido posizionamento competitivo del business e della robustezza del portafoglio ordini.

Nel 2012 il management prevede un livello di spending per investimenti sostanzialmente in linea rispetto al 2011 [13,44 miliardi di euro l'ammontare degli investimenti tecnici e 0,36 miliardi di euro quello di investimenti finanziari del consuntivo 2011]. I principali temi del 2012 riguarderanno la prosecuzione dell'esplorazione per accettare il potenziale delle recenti scoperte [Mozambico, Norvegia, Ghana e Indonesia], le aree di crescita della produzione e le attività di ottimizzazione dei giacimenti. Altre iniziative di investimento sono previste per il potenziamento delle reti di trasporto e distribuzione del gas, il completamento del Progetto EST nella raffinazione e potenziamenti selettivi nella petrochimica. Il leverage a fine periodo è previsto sostanzialmente stabile rispetto al livello consuntivato nel 2011 assumendo lo scenario di prezzo del Brent a 90 dollari/barile.

Altre informazioni

Aggiornamento proposta Eni al Ministero dell'Ambiente per una transazione globale in materia ambientale

In merito all'istanza presentata il 26 gennaio 2011 al Ministero dell'Ambiente e della tutela del territorio e del mare, per un contratto di transazione globale in materia ambientale ai sensi dell'art. 2 DL 208 del 2008, è in corso l'istruttoria, come previsto dalla medesima normativa, da parte degli uffici tecnici competenti e, in particolare, dell'Istituto superiore per la protezione e la ricerca ambientale (ISPRA) e della Commissione di valutazione degli investimenti e di supporto alla programmazione e gestione degli interventi ambientali (COVIS).

La proposta di transazione presentata da Eni riguarda nove siti di interesse nazionale [Priolo, Napoli orientale, Brindisi, Pieve Vergonte, Cengio, Crotone, Mantova, Porto Torres e Gela], nei quali le società del Gruppo hanno avviato, in qualità di proprietari incolpevoli di alcune aree industriali, interventi di bonifica e riparazione ambientale. La proposta è volta a favorire gli interventi ambientali e la chiusura del contenzioso attualmente pendente in materia di bonifica e di danno ambientale. In particolare, con la proposta presentata, Eni e le controllate si impegnano a:

- eseguire investimenti a carattere ambientale pari a 600 milioni di euro che concorrono alla maggiore efficienza e compatibilità energetica e ambientale dei propri impianti;
- realizzare progetti di bonifica nelle aree di proprietà per un valore complessivo di 1.250 milioni di euro;
- riconoscere al Ministero dell'Ambiente 450 milioni di euro a titolo di contributo per gli interventi di bonifica delle aree di proprietà pubblica esterne alle aree di proprietà Eni e delle controllate;
- devolvere a titolo gratuito alle amministrazioni competenti aree industriali ancora da identificare per favorire programmi di sviluppo dei territori interessati.

La proposta di transazione globale determinò nel bilancio 2010 uno stanziamento straordinario al fondo rischi ambientali di 1.109 milioni di euro. Nel caso si perfezionerà la transazione globale, Terogazione dei fondi stanziati avverrà progressivamente con il raggiungimento degli accordi attuativi previsti per i singoli siti.

Sistema di controllo interno e di gestione dei rischi

Eni si impegna a promuovere e mantenere un adeguato sistema di controllo interno e di gestione dei rischi costituito dall'insieme degli strumenti, strutture organizzative e normative aziendali volte a consentire la salvaguardia del patrimonio aziendale, l'efficienza e l'efficacia dei processi, l'affidabilità dell'informativa finanziaria, il rispetto di leggi e regolamenti, nonché dello statuto e delle procedure aziendali. La struttura del sistema di controllo interno di Eni è parte integrante del modello organizzativo e gestionale dell'azienda e coinvolge, con diversi ruoli, gli organi amministrativi, gli organismi di vigilanza, gli organi di controllo, il management e tutto il personale, ispirandosi ai principi contenuti nel Codice Etico e nel Codice di Autodisciplina, tenendo conto della normativa applicabile, del framework di riferimento

"CoSO Report"¹ e delle best practice nazionali e internazionali.

Le principali responsabilità del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi sono affidate a organi e organismi di Eni dotati di poteri, mezzi e strutture adeguati al perseguimento di obiettivi di eccellenza.

Il Consiglio di Amministrazione, in particolare, riveste un ruolo centrale nel sistema di controllo interno, avvalendosi del supporto positivo e consultivo del Comitato per il Controllo Interno che, tra i propri compiti, ha anche quello di sovrintendere alle attività di Internal Audit. Al Direttore Internal Audit, che in Eni coincide con il Preposto al Controllo Interno, è affidato il compito di assicurare accertamenti, analisi, valutazioni e raccomandazioni in merito al disegno e al funzionamento del sistema di controllo interno di Eni al fine di promuoverne l'efficienza e l'efficacia e supportarne la valutazione da parte degli organi societari e delle strutture aziendali preposte. Il Consiglio valuta annualmente (da ultimo, nella riunione del 15 marzo 2012) la complessiva adeguatezza del sistema di controllo, esaminata la Relazione del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili e la Relazione del Comitato per il Controllo Interno che, a sua volta, tiene conto di quanto rappresentato dall'Organismo di Vigilanza nella sua Relazione e della valutazione del Preposto al controllo interno sull'idoneità del sistema stesso a conseguire un accettabile profilo di rischio complessivo.

L'Amministratore Delegato è incaricato dal Consiglio di Amministrazione di sovrintendere alla funzionalità del sistema di controllo interno; mentre il Collegio Sindacale, oltre ai compiti di legge, svolge le funzioni di Audit Committee ai sensi della normativa statunitense.

Il Consiglio di Amministrazione nomina inoltre il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari ("DP"), al quale, secondo le prescrizioni di legge, è affidata la responsabilità del sistema di controllo interno in materia di informativa finanziaria.

Eni è consapevole che un adeguato processo di identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi contribuisce a garantire una conduzione dell'impresa sana, corretta e coerente con gli obiettivi strategici, definiti dal Consiglio di Amministrazione. Eni sostiene un approccio alla gestione dei rischi preventivo e volto a orientare le scelte e le attività del management in un'ottica di riduzione della probabilità di accadimento degli eventi negativi e del loro impatto. A tal fine, Eni adotta strategie di gestione dei rischi in funzione della loro natura e tipologia quali, principalmente, quelli di natura finanziaria, industriale, regulatory/compliance, nonché alcuni rischi strategici e operativi, quali il rischio Paese nell'attività oil&gas e quelli collegati allo svolgimento dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi. In tale contesto, in una logica evolutiva del sistema in essere, Eni ha deciso di sviluppare un nuovo modello di gestione integrata dei rischi, che, attraverso la diffusione di linguaggi e strumenti comuni, consenta una visione di sintesi dei principali rischi aziendali.

Eni si impegna a garantire l'integrità, la trasparenza, la correttezza e l'efficienza dei propri processi attraverso l'adozione di adeguati strumenti, norme e regole per lo svolgimento delle attività e l'esercizio

zio dei poteri e promuove regole di comportamento ispirate ai principi generali di tracciabilità e segregazione delle attività. In particolare, il management di Eni, anche in funzione dei rischi gestiti, ha istituito specifiche attività di controllo e processi di monitoraggio idonei ad assicurare l'efficacia e l'efficienza nel tempo del sistema di controllo interno. Coerentemente, Eni è da tempo impegnata a favorire lo sviluppo e la diffusione a tutto il personale aziendale della sensibilità per le tematiche di controllo interno. In tale contesto Eni gestisce, attraverso un'apposita normativa interna, anche in applicazione di quanto previsto dal Sarbanes-Oxley Act, la ricezione — attraverso canali informativi facilmente accessibili — l'analisi e il trattamento delle segnalazioni da chiunque inviate o trasmesse anche in forma confidenziale o anonima, relative a problematiche di controllo interno, informativa finanziaria, responsabilità amministrativa della Società, frodi o altre materie (cd. whistleblowing)². Il sistema di controllo interno è sottoposto nel tempo a verifica e aggiornamento, al fine di garantire costantemente l'idoneità a presidiare le principali aree di rischio dell'attività aziendale, in rapporto alla tipicità dei propri settori operativi e della propria configurazione organizzativa, e in funzione di eventuali novità legislative e regolamentari.

Informazioni di maggior dettaglio sul sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, anche con riferimento alla sua architettura, strumenti e funzionamento, nonché sui ruoli, responsabilità e attività dei suoi principali attori sono contenute nella Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari di Eni, cui si rinvia³.

Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari e sistema di controllo interno ai fini dell'informativa finanziaria

Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari
Ai sensi dell'art. 24 dello statuto, in ottemperanza a quanto disposto dall'art. 154-bis del Testo Unico della Finanza, il Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari (DP) è nominato dal Consiglio di Amministrazione, su proposta dell'Amministratore Delegato, d'intesa con il Presidente e previo parere favorevole del Collegio Sindacale. Il DP deve essere scelto, in base a quanto previsto dallo statuto, fra persone che abbiano svolto per almeno un triennio:

- [a] attività di amministrazione o di controllo ovvero di direzione presso società quotate in mercati regolamentati italiani o di altri stati dell'Unione Europea ovvero degli altri Paesi aderenti all'OCSE, che abbiano un capitale sociale non inferiore a due milioni di euro, ovvero
- [b] attività di controllo legale dei conti presso le società indicate nella lettera [a], ovvero
- [c] attività professionali o di insegnamento universitario di ruolo in materie finanziarie o contabili, ovvero
- [d] funzioni dirigenziali presso enti pubblici o privati con competenze del settore finanziario, contabile o del controllo.

[2] Eni assicura la piena garanzia della tutela delle persone che effettuano le segnalazioni in buona fede e sottopone gli esiti delle istruttorie al vertice aziendale e agli organi di controllo e di vigilanza preposti.

[3] La Relazione è pubblicata sul sito internet della società.

[4] Attendibilità [dell'informativa]: l'informativa che ha le caratteristiche di correttezza e conformità ai principi contabili generalmente accettati e ha i requisiti chiesti dalle leggi e dai regolamenti applicati.

Compiti, poteri e mezzi del Dirigente Preposto

Conformemente alle prescrizioni di legge, il DP ha la responsabilità del sistema di controllo interno in materia di informativa finanziaria e a tal fine predispone le procedure amministrative e contabili per la formazione della documentazione contabile periodica e di ogni altra comunicazione finanziaria, attestandone, unitamente all'Amministratore Delegato, con apposita relazione sul bilancio di esercizio, sul bilancio semestrale abbreviato e sul bilancio consolidato, l'adeguatezza ed effettiva applicazione nel corso del periodo cui si riferiscono i citati documenti contabili. Il Consiglio di Amministrazione vigila, ai sensi del citato art. 154-bis, affinché il DP disponga di adeguati poteri e mezzi per l'esercizio dei compiti attribuiti, nonché sul rispetto effettivo delle predette procedure. Il Consiglio di Amministrazione, con il parere favorevole del Collegio Sindacale, ha nominato DP Alessandro Bernini, Chief Financial Officer (CFO) di Eni, il 30 luglio 2008, confermandolo il 19 maggio 2011 e ritenendo adeguati, per lo svolgimento delle sue funzioni, i poteri attribuiti, esercitabili autonomamente o congiuntamente con l'Amministratore Delegato, nonché i mezzi a sua disposizione in termini di strutture organizzative e sistemi amministrativi, contabili e di controllo interno. Nella riunione del 10 marzo 2011 e, da ultimo, il 19 gennaio 2012, il Consiglio di Amministrazione ha confermato l'adeguatezza dei "poteri e mezzi" a disposizione del CFO, quale DP, previo parere positivo del Comitato per il controllo interno, e ha verificato il rispetto delle procedure predisposte dal DP ai sensi di legge.

Principali caratteristiche del sistema di gestione dei rischi e di controllo interno in relazione al processo di informativa finanziaria

Il sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria ha l'obiettivo di fornire la ragionevole certezza sull'attendibilità⁴ dell'informativa finanziaria medesima e sulla capacità del processo di redazione del bilancio di produrre l'informativa finanziaria in accordo con i principi contabili internazionali di generale accettazione.

Il Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 15 dicembre 2010, ha adottato la Management System Guideline (MSG) "Sistema di Controllo Eni sull'Informativa Societaria" che, nel recepire integralmente il contenuto della Linea Guida di riferimento emessa nel 2007, definisce le norme e le metodologie per la progettazione, l'istituzione e il mantenimento nel tempo del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria Eni a rilevanza esterna e per la valutazione della sua efficacia. I contenuti della MSG sono stati definiti coerentemente alle previsioni del predetto art. 154-bis del Testo Unico della Finanza, nonché delle prescrizioni della legge statunitense Sarbanes-Oxley Act of 2002 (SOA), cui Eni è sottoposta in qualità di emittente quodata al New York Stock Exchange (NYSE) e articolati sulla base del modello adottato nel CoSO Report. La MSG è applicabile a Eni SpA e alle imprese da essa controllate direttamente e indirettamente a norma dei principi contabili internazionali in considerazione della loro significatività ai fini della predisposizione dell'informativa finanziaria. Tutte le imprese controllate, indipendentemente dalla loro rilevanza ai fini del sistema di controllo sull'informativa finanziaria Eni, adottano la MSG stessa quale riferimento per la progettazione

e l'istituzione del proprio sistema di controllo sull'informativa finanziaria, in modo da renderlo adeguato rispetto alle loro dimensioni e alla complessità delle attività svolte. La progettazione, l'istituzione e il mantenimento del sistema di controllo sull'informativa finanziaria sono garantiti attraverso un processo strutturato che prevede le fasi di risk assessment, individuazione dei controlli a presidio dei rischi, valutazione dei controlli e relativi flussi informativi (reporting). Il risk assessment condotto secondo un approccio "top-down" è mirato a individuare le entità organizzative, le società, i processi e le specifiche attività in grado di generare rischi di errore, non intenzionale, o di frode che potrebbero avere effetti rilevanti sul bilancio. In particolare, l'individuazione delle entità organizzative che rientrano nell'ambito del sistema di controllo sull'informativa finanziaria è effettuata sia sulla base della contribuzione delle diverse entità a determinati valori del bilancio consolidato (totale attività, totale indebitamento finanziario, ricavi netti, risultato prima delle imposte) sia in relazione a considerazioni circa l'esistenza di processi che presentano rischi specifici il cui verificarsi potrebbe compromettere l'affidabilità e l'accuratezza dell'informativa finanziaria (quali i rischi di frode)⁵. Nell'ambito delle imprese rilevanti per il sistema di controllo sull'informativa finanziaria vengono successivamente identificati i processi significativi in base a un'analisi di fattori quantitativi (processi che concorrono alla formazione di voci di bilancio per importi superiori a una determinata percentuale dell'utile ante imposte) e fattori qualitativi (ad esempio: complessità del trattamento contabile del conto; processi di valutazione e stima; novità o cambiamenti significativi nelle condizioni di business). A fronte dei processi e delle attività rilevanti vengono identificati i rischi ossia gli eventi potenziali il cui verificarsi può compromettere il raggiungimento degli obiettivi di controllo inerenti l'informativa finanziaria (ad esempio le asserzioni di bilancio). I rischi così identificati sono valutati in termini di potenziale impatto e di probabilità di accadimento, sulla base di parametri quantitativi e qualitativi e assumendo l'assenza di controlli (valutazione a livello inerente). In particolare, con riferimento ai rischi di frode⁶ in Eni è condotto un risk assessment dedicato sulla base di una specifica metodologia relativa ai "Programmi e controlli antifrode" richiamata dalla predetta MSG. A fronte di società, processi e relativi rischi considerati rilevanti è stato definito un sistema di controlli seguendo due principi fondamentali, ovvero: i) la diffusione dei controlli a tutti i livelli della struttura organizzativa, coerentemente con le responsabilità operative affidate e ii) la sostenibilità dei controlli nel tempo, in modo tale che il loro svolgimento risulti integrato e compatibile con le esigenze operative. La struttura del sistema di controllo sull'informativa finanziaria prevede controlli a livello di entità che operano in maniera trasversale rispetto all'entità di riferimento (Gruppo/Divisione/singola società) e controlli a livello di processo. I controlli a livello di entità sono organizzati in una checklist definita, sulla base del modello adottato nel CoSO Report, secondo cinque componenti (ambiente di controllo, risk assessment, attività di controllo, informazione e comunicazione, monitoraggio). In particolare assumono rilevanza le attività di controllo relative alla definizione delle tempistiche per la redazione e diffusione dei risultati economico-finanziari ("circolare semestrale e di bilancio" e relativi calendari); l'esistenza di strutture

organizzative e di un corpo normativo adeguati per il raggiungimento degli obiettivi in materia di informativa finanziaria (tali controlli prevedono ad esempio attività di revisione e aggiornamento da parte di funzioni aziendali specializzate delle norme di Gruppo in materia di bilancio e del piano di contabilità di Gruppo); le attività di formazione in materia di principi contabili e sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria; e infine le attività relative al sistema informativo per la gestione del processo di consolidamento (Mastro). I controlli a livello di processo si suddividono in: controlli specifici intesi come l'insieme delle attività, manuali o automatizzate, volte a prevenire, individuare e correggere errori o irregolarità che si verificano nel corso dello svolgimento delle attività operative; controlli pervasivi intesi come elementi strutturali del sistema di controllo sull'informativa finanziaria volti a definire un contesto generale che promuova la corretta esecuzione e controllo delle attività operative (quali ad esempio la segregazione dei compiti incompatibili e i "General Computer Controls" che comprendono tutti i controlli a presidio del corretto funzionamento dei sistemi informatici). Le procedure aziendali, in particolare, individuano tra i controlli specifici i cosiddetti "controlli chiave", la cui assenza o mancata operatività comporta il rischio di un errore/frode rilevante sul bilancio che non ha possibilità di essere intercettato da altri controlli. I controlli, sia a livello di entità che di processo, sono oggetto di valutazione [monitoraggio] per verificarne nel tempo la bontà del disegno e l'effettiva operatività; a tal fine, sono state previste attività di monitoraggio di linea (ongoing monitoring activities), affidate al management responsabile dei processi/attività rilevanti, e attività di monitoraggio indipendente (separate evaluations), affidate all'Internal Audit, che opera attraverso procedure di audit concordate secondo un piano comunicato dal CFO/DP, che definisce l'ambito e gli obiettivi di intervento. L'Internal Audit, inoltre, sulla base di un Piano di Audit approvato dal Consiglio di Amministrazione ed elaborato secondo una logica "top-down risk based", svolge interventi di audit integrato che includono in alcuni casi valutazioni anche sugli impatti di tipo financial. Gli esiti delle attività di audit e le risultanze del monitoraggio periodico effettuato dall'Internal Audit sull'implementazione delle azioni correttive definite dalla linea a valle di tali interventi di audit, sono tempestivamente comunicati al CFO/DP, oltre che al top management e agli organi di controllo e vigilanza, ai fini delle valutazioni di competenza.

Le attività di monitoraggio consentono l'individuazione di eventuali carenze del sistema di controllo sull'informativa finanziaria che sono oggetto di valutazione in termini di probabilità e impatto sull'informativa finanziaria di Eni e in base alla loro rilevanza sono qualificate come "carenze", "significativi punti di debolezza" o "carenze rilevanti". Gli esiti delle attività di monitoraggio sono oggetto di un flusso informativo periodico (reporting) sullo stato del sistema di controllo sull'informativa finanziaria che viene garantito dall'utilizzo di strumenti informatici volti ad assicurare la tracciabilità delle informazioni circa l'adeguatezza del disegno e l'operatività dei controlli. Sulla base di tale reporting, il CFO/DP redige una relazione sull'adeguatezza ed effettiva applicazione del sistema di controllo sull'informativa finanziaria che, condivisa con il CEO, è comunicata al Consiglio di Amministrazione, previo esame del Comitato per il controllo interno, in

[5] Tra le entità organizzative considerate in ambito al sistema di controllo interno sono comunque comprese le società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea, cui si applicano le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati Consob.

[6] Frode: nell'ambito del sistema di controllo, qualunque atto od omissione intenzionale che si risolve in una dichiarazione ingannevole nell'informativa.

occasione dell'approvazione del progetto di bilancio annuale e della relazione finanziaria semestrale, al fine di consentire lo svolgimento delle richiamate funzioni di vigilanza, nonché le valutazioni di propria competenza sul sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria. La citata relazione è inoltre comunicata al Collegio Sindacale, nella sua veste di Audit Committee ai sensi della normativa statunitense. L'attività del CFO/DP è supportata all'interno di Eni da diversi soggetti i cui compiti e responsabilità sono definiti dalla MSG precedentemente richiamata. In particolare, le attività di controllo coinvolgono tutti i livelli della struttura organizzativa di Eni dai responsabili operativi di business e i responsabili di funzione fino ai responsabili amministrativi e CEO. In tale contesto organizzativo assume particolare rilievo ai fini del sistema del controllo interno la figura del soggetto che esegue il monitoraggio di linea (cd. Risk owner) valutando il disegno e l'operatività dei controlli specifici e pervasivi e alimentando il flusso informativo di reporting sull'attività di monitoraggi e sulle eventuali carenze riscontrate ai fini di una tempestiva identificazione delle opportune azioni correttive.

Rapporti con le parti correlate

Le operazioni compiute nell'esercizio da Eni e dalle imprese incluse nell'area di consolidamento con le parti correlate riguardano essenzialmente lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le proprie imprese controllate, con le imprese a controllo congiunto e con le imprese collegate, nonché lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre Società possedute o controllate dallo Stato. Questi rapporti rientrano nell'ordinaria gestione dell'impresa e sono regolati generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti. Tutte le operazioni poste in essere sono state compiute nell'interesse delle imprese del Gruppo.

Ai sensi delle disposizioni della normativa applicabile, la Società ha adottato procedure interne per assicurare la trasparenza e la correttezza sostanziale e procedurale delle operazioni con parti correlate, realizzate dalla Società stessa o dalle sue società controllate.

Gli amministratori e sindaci rilasciano, semestralmente e/o in caso di variazioni, una dichiarazione in cui sono rappresentati i potenziali interessi di ciascuno in rapporto alla Società e al Gruppo e in ogni caso segnalano per tempo all'Amministratore Delegato (o al Presidente, in caso di interessi dell'Amministratore Delegato), il quale ne dà notizia agli altri amministratori e al Collegio Sindacale, le singole operazioni che la società intende compiere, nelle quali sono portatori di interessi.

Gli ammontari dei rapporti di natura commerciale e diversa e di natura finanziaria posti in essere con le parti correlate, la descrizione della tipologia delle operazioni più rilevanti, nonché l'incidenza di tali rapporti e operazioni sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari, sono evidenziati nella nota 42 al bilancio consolidato e 39 del bilancio di esercizio.

Le società sottoposte a direzione e coordinamento di Eni ex art. 2497 e ss. del codice civile indicano, nel paragrafo "Rapporti con il soggetto dominante e con le imprese soggette alla sua attività di direzione e coordinamento", l'effetto, le motivazioni nonché le ragioni e gli

interessi oggetto di valutazione in sede di assunzione di decisioni aziendali influenzate dal soggetto che esercita attività di direzione e coordinamento.

Inoltre, in presenza di operazioni atipiche e/o inusuali^[7] è fornita la descrizione delle operazioni nonché degli effetti prodotti sulla situazione economica, patrimoniale e finanziaria dell'impresa e, nel caso di operazioni infragruppo e di operazioni con parti correlate, l'indicazione dell'interesse della società al compimento dell'operazione.

Azioni proprie e di società controllanti

Al 31 dicembre 2011 le azioni proprie in portafoglio, ciascuna del valore nominale di 1 euro, ammontano a numero 382.654.833, pari al 9,55% del capitale sociale, per un valore di libro complessivo di 6.753 milioni di euro. Dal 2009 non sono in corso programmi per l'acquisto di azioni proprie. Rispetto alle azioni proprie in portafoglio al 31 dicembre 2010 (n. 382.863.733 azioni) si registra una diminuzione di n. 208.900 azioni dovuta alla vendita di azioni a seguito dell'esercizio di diritti di opzione assegnati nel 2003 e 2004 ai dirigenti Eni beneficiari del piano di incentivazione di lungo termine basato su stock option.

Art. 36 del Regolamento Mercati Consob (adottato con Delibera Consob n. 16191/2007 e successive modifiche): condizioni per la quotazione in borsa di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea

In relazione alle prescrizioni regolamentari in tema di condizioni per la quotazione di società controllanti società costituite e regolate secondo leggi di Stati non appartenenti all'Unione Europea e di significativa rilevanza ai fini del bilancio consolidato, si segnala che:

- alla data del 31 dicembre 2011 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Burren Energy (Bermuda) Ltd, Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, NAOC - Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Trans Tunisian Pipeline Co Ltd, Burren Energy [Congo] Ltd, Eni Finance USA Inc e Eni Trading & Shipping Inc.;
- sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Dichiarazione ai sensi del Decreto Legislativo del 30 giugno 2003, n. 196

Eni SpA, in qualità di titolare del trattamento dei dati personali, dichiara che è stato aggiornato il documento programmatico sulla sicurezza di Eni SpA ai sensi del D.Lgs. 30 giugno 2003, n. 196.

Sedi secondarie

In ottemperanza a quanto disposto dall'art. 2428, quarto comma del Codice Civile, si attesta che Eni SpA ha le seguenti sedi secondarie: San Donato Milanese (MI) - Via Emilia, 1; San Donato Milanese (MI) - Piazza Vanoni, 1.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio sono indicati nel commento all'andamento operativo dei settori di attività.

[7] Secondo le disposizioni Consob (comunicazione n. DEM/6064293 del 28 luglio 2006), "Per operazioni atipiche e/o inusuali si intendono quelle operazioni che per significatività/irrilevanza, natura delle controparti, oggetto della transazione, modalità di determinazione del prezzo di trasferimento e tempistica dell'accadimento [prossimità alla chiusura dell'esercizio] possono dare luogo a dubbi in ordine: alla correttezza/completatezza dell'informazione in bilancio, al conflitto d'interesse, alla salvaguardia del patrimonio aziendale, alla tutela degli azionisti di minoranza".