

## Riconduzione degli schemi di bilancio riclassificati utilizzati nella relazione sulla gestione a quelli obbligatori

### Stato patrimoniale riclassificato

[€ milioni]	31 dicembre 2011		31 dicembre 2012		
	Riferimento alle note al bilancio di esercizio	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
<b>Voci dello stato patrimoniale riclassificato</b> (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)					
<b>Capitale immobilizzato</b>					
Immobili, impianti e macchinari			6.403		6.927
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			2.441		2.664
Attività immateriali			1.095		1.155
Partecipazioni			31.685		32.024
Crediti finanziari e Titoli strumentali all'attività operativa:			12.226		3.155
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	(vedi nota 8)	1.814		371	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	(vedi nota 17)	10.412		2.784	
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(342)		(330)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 8 e nota 19)	52		43	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 23)	(394)		(373)	
<b>Totale Capitale immobilizzato</b>			<b>53.508</b>		<b>45.595</b>
Rimanenze			2.324		2.448
Crediti commerciali	(vedi nota 8)		11.042		13.097
Debiti commerciali	(vedi nota 23)		(7.632)		(7.765)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			1.720		985
- passività per imposte sul reddito correnti				(81)	
- passività per altre imposte correnti		(1.236)		(1.515)	
- passività per imposte differite					
- attività per imposte sul reddito correnti		316		314	
- attività per altre imposte correnti		435		368	
- attività per imposte anticipate		2.320		1.823	
- altre attività non correnti	(vedi nota 19)	67		152	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 8)	97		116	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 23)	(279)		(189)	
- altre passività non correnti	(vedi nota 30)			(3)	
Fondi per rischi e oneri			(2.784)		(4.093)
Altre attività (passività) di esercizio:			(650)		(604)
- altri crediti	(vedi nota 8)	395		247	
- altre attività (correnti)		1.396		659	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 19)	2.880		2.911	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 23)	(1.587)		(1.348)	
- altre passività (correnti)		(1.321)		(889)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 30)	(2.413)		(2.184)	
<b>Totale Capitale di esercizio netto</b>			<b>4.020</b>		<b>4.068</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>			<b>(287)</b>		<b>(277)</b>
<b>Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili</b>					<b>15</b>
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>			<b>57.241</b>		<b>49.401</b>
<b>Patrimonio netto</b>			<b>35.259</b>		<b>40.577</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:					
- passività finanziarie a lungo termine		21.016		16.834	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.024		2.705	
- passività finanziarie a breve termine		5.838		4.750	
<b>a dedurre:</b>					
Disponibilità liquide ed equivalenti		356		6.400	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa, composti da:					
- crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 8)	6.540		9.065	
<b>Totale Indebitamento finanziario netto</b>			<b>21.982</b>		<b>8.824</b>
<b>COPERTURE</b>			<b>57.241</b>		<b>49.401</b>

**Rendiconto finanziario riclassificato** <sup>[6]</sup>

(€ milioni)	2011		2012	
<b>Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale</b>	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
<b>Utile netto - continuing operations</b>		<b>3.772</b>		<b>6.207</b>
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:				
Ammortamenti e altri componenti non monetari:		2.232		2.825
- ammortamenti	803		847	
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	474		279	
- effetto valutazione partecipazioni	930		1.704	
- differenze cambio da allineamento	46		4	
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	(21)		(9)	
Plusvalenze nette su cessione di attività		(53)		(3.920)
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		(4.881)		(5.322)
- dividendi	(5.238)		(6.446)	
- interessi attivi	(431)		(354)	
- interessi passivi	771		784	
- imposte sul reddito	17		694	
Variazione del capitale di esercizio		(993)		(1.411)
- rimanenze	(902)		(330)	
- crediti commerciali	(2.665)		(2.035)	
- debiti commerciali	2.470		121	
- fondi per rischi ed oneri	(12)		522	
- altre attività e passività	116		311	
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:		3.955		5.847
- dividendi incassati	5.238		6.446	
- interessi incassati	369		339	
- interessi pagati	(747)		(809)	
- imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(905)		(129)	
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations</b>		<b>4.032</b>		<b>4.226</b>
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations</b>		<b>450</b>		<b>331</b>
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>		<b>4.482</b>		<b>4.557</b>
Investimenti tecnici:		(1.477)		(1.459)
- immobilizzazioni materiali	(1.304)		(1.273)	
- immobilizzazioni immateriali	(173)		(186)	
Investimenti in partecipazioni		(1.588)		(3.462)
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa:		97		9.068
- crediti finanziari strumentali	120		9.073	
- investimenti in rami d'azienda al netto della cassa	(23)		(5)	
Dismissioni:		68		8.579
- immobilizzazioni materiali	17		13	
- immobilizzazioni immateriali				
- partecipazioni	51		8.559	
- cessione rami d'azienda			7	
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:		158		(25)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	158		(25)	
<b>Free cash flow</b>		<b>1.740</b>		<b>17.258</b>
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:		(2.012)		(2.455)
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(2.012)		(2.455)	
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti:		3.891		(4.920)
- assunzione (rimborsi) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	3.862		(3.757)	
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	29		(1.163)	
Flusso di cassa del capitale proprio:		(3.692)		(3.839)
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.695)		(3.840)	
- cessione di azioni proprie	3		1	
Effetti delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti				
<b>Flusso di cassa netto di periodo</b>		<b>(73)</b>		<b>6.044</b>

[6] Ai fini del rendiconto finanziario non si è proceduto a rioripartire i dati 2011 a seguito delle fusioni sopra descritte, data l'immaterialità degli importi.

## Fattori di rischio e incertezza

### Premessa

I principali rischi d'impresa identificati, monitorati e gestiti da Eni sono i seguenti: (i) i rischi finanziari, connessi in particolare al rischio di mercato, che deriva dall'esposizione alle fluttuazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di interesse e dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa, al rischio di credito, derivante dalla possibilità di default di una controparte e al rischio liquidità, derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine; (ii) il rischio Paese nell'attività oil&gas; (iii) i rischi connessi all'evoluzione della normativa di riferimento; (iv) i rischi operativi (tra cui in particolare i rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi e quelli connessi in materia HSE); (v) i rischi strategici, tra cui, in particolare, quelli relativi all'esposizione a variabili di mercato che per scelta strategica si è deciso di non gestire, all'evoluzione del contesto competitivo in particolare nel settore della commercializzazione del gas, e quelli connessi alla ciclicità del settore oil&gas.

Nel 2012, Eni ha emanato la Management System Guideline "Risk Management Integrato" (RMI), con la finalità di fornire i principi di riferimento da attuare in tema di gestione integrata dei rischi, nonché di regolare ciascuna fase e attività del processo RMI, individuando i ruoli e le responsabilità dei principali attori in esso coinvolti (per ulteriori informazioni si fa rinvio al capitolo "Risk Management").

### Rischi finanziari

Sono tali i rischi connessi a mercato, credito e liquidità.

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee Guida in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). La parte fondamentale di tale "policy" è la gestione integrata e accentrata del rischio di prezzo commodity e l'adozione di strategie di Asset Backed Trading per ottimizzare l'esposizione di Eni a tali rischi.

### Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee Guida" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International, Eni Finance USA e Banque Eni, quest'ultima nei limiti

imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity e su certificati di emission trading. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari di Eni. Il rischio di prezzo delle commodity di natura commerciale è trasferito dalle singole unità di business (divisioni/società) alla Direzione Trading di Eni, mentre Eni Trading & Shipping assicura la negoziazione dei relativi derivati su commodity (attività di execution). I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Non sono consentite operazioni in strumenti derivati su tassi di interesse o tassi di cambio aventi finalità speculative. Per quanto attiene la gestione del rischio prezzo commodity, gli strumenti finanziari derivati su commodity di cui è ammessa l'esecuzione riguardano le seguenti tipologie:

- a) copertura a fronte di sottostanti con manifestazione contrattuale (attività di hedging). Le operazioni di copertura possono essere stipulate anche rispetto a sottostanti oggetto di contrattualizzazione a data futura con elevata probabilità di accadimento (cd. hedging anticipato);
- b) gestione attiva del margine economico (attività di positioning). Consiste nell'attivare contratti di compravendita di commodity sui mercati fisici o finanziari che modificano il profilo di rischio associato a un portafoglio di asset fisici gestiti dalle business unit, con l'obiettivo di migliorare il margine economico associato a tali asset nella prospettiva di un'evoluzione favorevole nei prezzi;
- c) arbitraggio. Consiste nell'attivare contratti di compravendita di commodity sui mercati fisici o finanziari in vista della possibilità di ottenere un profitto certo (o di ridurre i costi logistici associati agli asset di proprietà), sfruttando temporanei disallineamenti nei prezzi di mercato;
- d) trading proprietario. Consiste nell'attivare contratti di compravendita di commodity, sui mercati fisici o finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto incerto, qualora si realizzi un'aspettativa favorevole di mercato;
- e) Asset Backed Trading (ABT). Consiste in operazioni proprietarie realizzate sui mercati fisici e finanziari al fine di massimizzare il valore delle flessibilità associate agli asset fisici e contrattuali di Eni. Le attività di Asset Backed Trading sono caratterizzate da un profilo di rischio prezzo limitato dalla protezione offerta dalla disponibilità dell'asset. Tale attività può essere implementata tramite strategie di compravendita a termine di strumenti derivati aventi l'asset come sottostante (dynamic forward trading).

In aggiunta, i derivati su commodity possono essere strutturati nell'ambito dell'attività di origination. Tale attività è effettuata nell'ambito dei mercati wholesale e prevede la strutturazione di contratti a cura di un originator, al fine di soddisfare le specifiche esigenze di una controparte esterna o interna. In base alla strategia di gestione adottata, i servizi di origination possono essere di tipo asset based, quando l'originator tende a replicare i contenuti contrattuali con i profili e le capacità dei propri asset di proprietà nella logica di un hedging naturale, o di tipo non asset based quando i profili di rischio prezzo e volume possono essere gestiti a libro sia secondo una logica di trading/positioning, sia secondo una logica di hedging implementata sulle singole componenti del contratto.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee Guida" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di Stop Loss, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e in termini di Value at Risk (VaR), metodo che fornisce una rappresentazione dei rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dato un determinato livello di confidenza, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato, tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio.

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 accentrato, 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, con riferimento all'esposizione di natura commerciale, e in termini di VaR e di Stop Loss, con riferimento all'esposizione 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.

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 accentrata, 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 secon-

do 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 perseguimento 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 2012 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2011) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity, per aree omogenee (il VaR commodity viene calcolato in euro a seguito della revisione delle "Linee Guida Eni in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari" approvata dal CdA Eni in data 15 dicembre 2011).

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

[€ milioni]	2011				2012			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Tasso di interesse <sup>(a)</sup>	5,34	1,07	2,65	2,92	8,69	1,41	3,13	1,88
Tasso di cambio <sup>(a)</sup>	0,85	0,15	0,44	0,34	1,31	0,12	0,44	0,19

[a] I valori relativi al VaR di Tasso di interesse e di cambio comprendono le seguenti strutture di Finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International, Banque Eni e Eni Finance USA.

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

[€ milioni] <sup>(*)</sup>	2011				2012			
	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo	Massimo	Minimo	Media	Fine periodo
Area oil, prodotti <sup>(a)</sup>	44,28	9,05	25,60	9,05	35,70	5,66	18,02	10,88
Area Gas & Power <sup>(b)</sup>	77,83	24,57	44,77	51,41	67,41	30,89	44,39	31,35

[\*] A seguito della revisione delle "Linee Guida Eni in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari" approvate dal CdA Eni in data 15 dicembre 2011, a partire dall'esercizio 2012 il VaR Commodity, precedentemente espresso in dollari, viene calcolato in euro. Per omogeneità di confronto, i valori del 2011 sono stati convertiti al tasso di cambio medio BCE rilevato sullo stesso periodo.

[a] I valori relativi al VaR dell'area oil, prodotti, comprendono le seguenti business unit: Direzione Trading di Eni SpA (esposizione al rischio proveniente dalla Divisione Refining & Marketing), Versalis, Eni Trading & Shipping.

[b] I valori relativi al VaR dell'area Gas & Power comprendono le seguenti business unit: Direzione Trading di Eni SpA (esposizione al rischio proveniente dalla Divisione Gas & Power) e Tigáz.

### 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 accentrato 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 perseguimento 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 principali 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 divisio-

ni limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. 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 e la selettività delle controparti finanziarie.

## Rischio liquidità

Il rischio 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 del verificarsi di detto evento 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 insolvibilità 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 mantiene l'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 negli spread applicati.

Le attività poste in essere al fine di conseguire gli obiettivi per il 2012 del "Piano Finanziario" hanno consentito di affrontare le fasi di maggior turbolenza dei mercati, grazie alla flessibilità nelle forme di provvista, privilegiando la raccolta cartolare e la diversificazione dei mercati. La minimizzazione del rischio di liquidità rappresenta una direttrice strategica del prossimo Piano Finanziario quadriennale.

In particolare, nel corso dell'esercizio, sono stati emessi tre bond, riservati agli investitori istituzionali, per un ammontare complessivo di €1,82 miliardi, tutti a tasso fisso e con maturità media di 8 anni. A novembre, nell'ambito del processo di emissione della partecipazione in Galp, è stato altresì emesso un bond convertibile in azioni di detta società di €1,028 miliardi a tasso fisso, con durata triennale.

Le policy sono state orientate a perseguire i seguenti obiettivi: (a) garantire risorse finanziarie sufficienti a coprire gli impegni a breve e il rimborso dei debiti a medio-lungo in sca-

denza; (b) assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; (c) perseguire il mantenimento di una condizione di equilibrio in termini di durata e di composizione del debito; (d) contribuire al mantenimento dell'elevato stock di liquidità riveniente dalle dismissioni avvenute nel corso dell'esercizio, in particolare di Snam. Lo stock di liquidità sarà commisurato in modo da: (i) ridurre il rischio di rifinanziamento ad un anno, rendendo Eni finanziariamente indipendente anche nel caso di scenari di mercato negativi; (ii) incrementare la riserva di liquidità per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari; (iii) modulare la struttura finanziaria in modo da elevarne la flessibilità in un contesto ancora precario e incerto, analogamente alle strategie dei peers, anche al fine di migliorarne l'apprezzamento ai fini del rating. Lo stock di cassa disponibile sarà impiegato essenzialmente a breve termine, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.

Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la diversificazione delle fonti e la disponibilità di linee di credito e di attivi finanziari, di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

Al 31 dicembre 2012, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €12.173 milioni, di cui €1.241 milioni committed. Le linee di credito a lungo termine committed, pari a €6.928 milioni, risultano tutte disponibili; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €15 miliardi; di essi, circa €12,3 miliardi sono stati collocati al 31 dicembre 2012. Il Gruppo ha un rating Standard & Poor's di A per il debito a lungo termine e A-1 per il breve, outlook negativo; Moody's assegna il rating di A3 per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve, outlook negativo. Il rating Eni è legato al rating sovrano dell'Italia, oltre che ad un peggioramento del contesto macroeconomico internazionale, con particolare riferimento alla tenuta della moneta unica europea. A tal proposito, sulla base delle metodologie utilizzate da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade potenziale del rating sovrano italiano potrebbe ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni, rendendo più probabile un declassamento del rating della Società e quindi anche delle obbligazioni o di altri strumenti di debito emessi dalla Società. Eni, attraverso il monitoraggio costante dello scenario economico internazionale e un continuo dialogo con gli investitori finanziari e le società di rating, è in grado di recepire eventuali fattori di criticità percepiti dalla comunità finanziaria e di comunicare tempestivamente le azioni da intraprendere al fine di mitigare tali rischi, in coerenza con le strategie aziendali.

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.

In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati

**Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie**

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2013	2014	2015	2016	2017	Anni successivi	
Passività finanziarie a lungo termine	2.555	2.090	3.941	2.180	2.956	8.275	21.997
Passività finanziarie a breve termine	2.223						2.223
Passività per strumenti derivati	925	132	89	2	11	50	1.209
	<b>5.703</b>	<b>2.222</b>	<b>4.030</b>	<b>2.182</b>	<b>2.967</b>	<b>8.325</b>	<b>25.429</b>
Interessi su debiti finanziari	840	725	622	550	465	1.491	4.693
Garanzie finanziarie	212						212

**Pagamenti futuri a fronte di debiti commerciali e altri debiti**

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2013	2014-2017	Anni successivi	
Debiti commerciali	14.993			14.993
Altri debiti e anticipi	8.588	19	38	8.645
	<b>23.581</b>	<b>19</b>	<b>38</b>	<b>23.638</b>

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 ammontari 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. Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un program-

**Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali**

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2013	2014	2015	2016	2017	Anni successivi	
<b>Contratti di leasing operativo non annullabili<sup>(1)</sup></b>	<b>722</b>	<b>515</b>	<b>323</b>	<b>250</b>	<b>201</b>	<b>560</b>	<b>2.571</b>
<b>Costi di abbandono e ripristino siti<sup>(2)</sup></b>	<b>174</b>	<b>198</b>	<b>85</b>	<b>259</b>	<b>555</b>	<b>13.777</b>	<b>15.048</b>
<b>Costi relativi a fondi ambientali<sup>(3)</sup></b>	<b>362</b>	<b>375</b>	<b>260</b>	<b>160</b>	<b>69</b>	<b>551</b>	<b>1.777</b>
<b>Impegni di acquisto<sup>(4)</sup></b>	<b>20.761</b>	<b>19.486</b>	<b>19.394</b>	<b>17.815</b>	<b>16.482</b>	<b>169.815</b>	<b>263.753</b>
- Gas							
Take-or-pay	18.463	17.763	17.840	16.377	15.094	161.787	247.324
Ship-or-pay	1.746	1.303	1.263	1.159	1.119	5.515	12.105
- Altri impegni di acquisto con clausole take-or-pay e ship-or-pay	171	170	163	156	146	909	1.715
- Altri impegni di acquisto <sup>(5)</sup>	381	250	128	123	123	1.604	2.609
<b>Altri impegni</b>	<b>4</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>3</b>	<b>123</b>	<b>139</b>
- Memorandum di intenti Val d'Agri	4	3	3	3	3	123	139
	<b>22.023</b>	<b>20.577</b>	<b>20.065</b>	<b>18.487</b>	<b>17.310</b>	<b>184.826</b>	<b>283.288</b>

[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).

[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 €2.113 milioni.

ma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di €56,8 miliardi. 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 management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimento ambientali di circa €600 milioni.

#### Impegni per investimenti

(€ milioni)	Anni di scadenza					Totale
	2013	2014	2015	2016	2017 e anni successivi	
Impegni per major projects	6.718	7.680	6.897	3.991	11.839	37.125
Impegni per altri investimenti	6.940	3.782	1.584	1.100	8.496	21.902
	<b>13.658</b>	<b>11.462</b>	<b>8.481</b>	<b>5.091</b>	<b>20.335</b>	<b>59.027</b>

## 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 2012 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 2012 circa il 59% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da tali Paesi. Evoluzioni del quadro politico, crisi economiche, conflitti sociali interni possono compromettere in modo temporaneo o permanente la capacità di Eni di operare in condizioni economiche in tali Paesi, nonché di assicurarsi l'accesso alle riserve di idrocarburi e l'approvvigionamento di gas. Ulteriori rischi connessi all'attività in tali Paesi sono rappresentati da: (i) mancanza di un quadro legislativo stabile e incertezze sulla tutela dei diritti della compagnia straniera in caso di inadempienze contrattuali da parte di soggetti privati o Enti di Stato; (ii) sviluppi o applicazioni penalizzanti di leggi, regolamenti, modifiche contrattuali unilaterali che comportano la riduzione di valore degli asset Eni, disinvestimenti forzosi ed espropriazioni; (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; (vi) difficoltà di reperimento di fornitori internazionali in contesti operativi critici. 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 nei quali Eni svolge attività di ricerca e produzione di idrocarburi hanno attraversato nel 2011 una fase

di estrema instabilità politica alla quale ci si riferisce con il termine "Primavera Araba" che ha portato a cambiamenti di governo, tensioni interne, disordini e conflitti con pesanti ripercussioni sull'attività economica. Nonostante la progressiva normalizzazione osservata nel corso del 2012, il grado di stabilità del quadro socio-politico di tali Paesi continuerà a costituire un fattore di rischio e di incertezza per il futuro prevedibile; a questo si aggiungono i rischi geopolitici connessi ai rapporti tra l'Occidente e alcuni Paesi del Medio Oriente oggetto di sanzioni da parte degli USA e dell'UE. In Africa Settentrionale è localizzato circa il 30% delle riserve certe Eni alla data del bilancio 2012. La presenza Eni in Iran è ormai marginale.

Nel corso del 2012 Eni ha progressivamente ripristinato i livelli di produzione in Libia, dove nel 2011 a causa del conflitto interno la Società era stata costretta a sospendere la quasi totalità delle attività operative e le esportazioni di gas per un periodo di circa 8 mesi con pesanti ripercussioni sui volumi e i risultati operativi dell'esercizio. Nel 2012 gli impianti Eni in Libia hanno erogato 258 mila boe/giorno, livello produttivo molto prossimo a quello ante-crisi.

## Rischio evoluzione normativa

Si tratta di rischi connessi all'evoluzione o alla modifica del contesto normativo di riferimento. Considerando la specificità del business e i contesti in cui Eni opera, particolare rilievo assumono i seguenti rischi:

- evoluzioni della normativa nazionale e internazionale in materia finanziaria (es. Direttiva MIFID, Dodd Frank Act);
- evoluzione di normative locali estere che limitano l'operatività della security di Eni (es. possibile istituzione di divieti all'utilizzo di fornitori di security non nazionali);
- evoluzione della normativa tecnica e della regolamentazione internazionale o emanazione di provvedimenti straordinari con l'introduzione di nuovi requisiti tecnologici (es. pacchetto clima-energia 20-20-20, nuovi requisiti International Maritime Organization sul contenuto di zolfo nei combustibili delle navi);
- complessità derivante dall'evoluzione normativa in materia di "anti-corruzione".

Il verificarsi dei rischi descritti connessi ad esempio a una non completa applicazione di normative o alla necessità di adeguare impianti e mezzi a nuovi requisiti tecnici e ambientali potrebbe avere un impatto significativo sui risultati economici e finanziari ed eventuali danni alla reputazione di Eni.

Eni presidia i rischi di evoluzione normativa attraverso strutture dedicate oltre che mediante l'eventuale partecipazione a gruppi di lavoro, ricerca e studio finalizzati a promuovere le best practice sul tema di riferimento.

In tema di anti-corruzione, nel 2012, Eni ha adottato e diffuso a tutto il personale Eni e a tutti coloro che operano, in Italia e all'estero, in favore o per conto di Eni, i principi e le regole da seguire per garantire la compliance alle Leggi Anti-Corruzione.

## Rischi operativi

I rischi operativi possono derivare dall'inadeguatezza o dalla disfunzione dei processi aziendali. Tra questi particolare rilievo assumono quelli specifici delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi e quelli relativi ad operation e HSE.

## Rischi specifici dell'attività di ricerca e produzione di idrocarburi

Le attività di ricerca, sviluppo e produzione d'idrocarburi comportano elevati investimenti e sono soggette a particolari rischi di carattere economico e operativo, compresi quelli riguardanti le caratteristiche fisiche dei giacimenti di petrolio e di gas. L'attività esplorativa presenta il rischio dell'esito negativo che accade con il ritrovamento di pozzi sterili o la scoperta di quantità d'idrocarburi privi dei requisiti di commerciabilità.

I livelli futuri di produzione d'idrocarburi Eni dipendono dalla capacità dell'azienda di rimpiazzare le riserve prodotte attraverso l'esplorazione di successo, l'applicazione di miglioramenti tecnologici in grado di massimizzare i tassi di recupero, l'efficacia delle attività di sviluppo e l'esito delle negoziazioni con gli Stati detentori delle riserve. Nel caso in cui Eni non consegua un adeguato tasso di rimpiazzo delle riserve, le prospettive di crescita del Gruppo sarebbero penalizzate con impatti negativi sui cash flow e i risultati attesi.

Tra la fase esplorativa e lo sviluppo e la commercializzazione delle riserve scoperte intercorre di norma un lungo periodo a causa della complessità delle attività di esecuzione dei progetti che comprendono la definizione degli accordi commerciali con gli Stati detentori, la firma dei contratti gas, la costruzione di impianti, piattaforme, unità di floating production, centri trattamento, linee di esportazione e altre facilities critiche. Le condizioni esterne rappresentano un ulteriore fattore di rischio considerato che Eni è impegnata in misura rilevante nella realizzazione di progetti di sviluppo nell'offshore profondo e in ambienti remoti e ostili quali l'Artico, il Mar Caspio e la Siberia. Pertanto, la redditività dei progetti è esposta alla volatilità del prezzo del petrolio e all'au-

mento dei costi di sviluppo e produzione. Il management stima che l'industria registri un ritardo medio di circa il 20% nell'avvio dei progetti a causa delle difficoltà esecutive dei contratti "chiavi in mano" EPC (engineering, procurement, construction) dovute alle rigidità, scarsa qualità della fase di ingegneria di dettaglio e ritardi nel commissioning, nonché di strozzature e colli di bottiglia nella capacità produttiva disponibile per la realizzazione degli impianti upstream che comporta continui ritardi di consegna. Le attività di esplorazione e sviluppo sono esposte ai rischi operativi ineliminabili di eventi dannosi a carico dell'ambiente, la salute e la sicurezza delle persone e delle comunità circostanti, soprattutto nell'offshore convenzionale e profondo dai quali Eni ha derivato nel 2012 circa il 52% della produzione di idrocarburi dell'anno. La gravità degli incidenti legati a fuoriuscite d'idrocarburi, esplosioni, collisioni marine, rischi geologici quali inattese condizioni di pressione e temperature nel giacimento o altre irregolarità, malfunzionamenti delle apparecchiature e altri eventi negativi 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 economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e la reputazione. Tali rischi sono particolarmente avvertiti in ecosistemi sensibili quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio e l'Artico, dove il Gruppo svolge attività di trivellazione per la ricerca e lo sviluppo di idrocarburi.

A tale proposito sono state condotte analisi specifiche con particolare riguardo alle situazioni potenzialmente più critiche e all'individuazione delle misure di mitigazione più idonee al contenimento del rischio blow-out. Nel dettaglio, attraverso l'emanazione di disposizioni specifiche in riferimento alle attività di perforazione, Eni ha rafforzato ulteriormente il controllo sul design e sulla conduzione delle operazioni di perforazione dei pozzi critici<sup>1</sup>, operati e non operati, di tipologia HP/HT o acque profonde, prevedendo ad esempio step autorizzativi aggiuntivi per la perforazione di nuovi pozzi, l'utilizzo di attrezzature idonee all'esecuzione di attività di pozzo e ad assicurare il completo controllo delle operazioni permettendo la visualizzazione e il trasferimento dei dati in tempo reale presso la sede (Real Time Drilling Center) e il potenziamento 1dei programmi di training, finalizzati a presidiare le competenze tecniche delle risorse coinvolte.

I driver fondamentali per la mitigazione di tali rischi sono, inoltre, rappresentati dalla qualità degli asset oil&gas e dal controllo diretto delle operazioni. Il Gruppo ritiene di possedere un portafoglio di titoli minerari caratterizzato da un contenuto rischio operativo in virtù della loro localizzazione nell'onshore o in acque poco profonde e della bassa incidenza dei pozzi caratterizzati da elevata temperatura e pressione che sono i più rischiosi dal punto di vista operativo. In particolare il Gruppo prevede un'incidenza di appena il 3% di tale tipologia di pozzi sul totale di quelli in programma nel prossimo quadriennio. La conduzione diretta delle attività consente a Eni di dispiegare le competenze, i sistemi di gestione e le pratiche operative considerate di eccellenza nella gestione e mitigazione dei rischi. Nel prossimo quadriennio

[1] Pozzi che presentano una delle seguenti caratteristiche: criticità delle condizioni ambientali; vicinanza ad aree abitate/suburbane; presenza di H<sub>2</sub>S.

il management pianifica di incrementare la produzione operata lorda dell'80% rispetto ai livelli correnti a circa 5,2 milioni di barili/giorno con l'obiettivo di ridurre il rischio indiretto derivante dalla conduzione delle operazioni da parte di terzi come nel caso dei progetti in joint venture.

### Rischio operation e connessi rischi in materia di HSE

Le attività industriali di Eni in Italia e all'estero nei settori della ricerca, sviluppo e produzione d'idrocarburi, raffinazione e trasporto di carburanti e altri prodotti infiammabili e produzioni petrolchimiche sono esposte per loro natura ai rischi operativi di eventi dannosi per l'ambiente e le persone. Le cause potrebbero essere incidenti, guasti tecnici, malfunzionamenti, esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio e gas dai pozzi, rilascio di contaminanti, emissioni nocive, collisioni marine e altri accadimenti (v. anche il paragrafo che segue "Rischi specifici dell'attività oil&gas"). L'ambito di tali rischi è influenzato dalla geografia dei territori, la presenza di ecosistemi sensibili e la complessità tecnica delle attività industriali. Per questi motivi le attività nel campo degli idrocarburi sono soggette al rispetto di norme e leggi severe a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza applicabili nelle varie giurisdizioni in cui Eni opera, comprese le leggi che attuano protocolli o convenzioni internazionali. Le norme impongono restrizioni e divieti di varie tipologie, prevedono il controllo e il rispetto dei limiti di emissione di sostanze inquinanti in aria, acqua e suolo, limitano il gas flaring e il venting, prescrivono la corretta gestione dei rifiuti e degli scarti industriali, oltre che la conservazione degli habitat e dei servizi ecosistemici a essi correlati, richiamando i gestori ad adempimenti sempre più rigorosi e stringenti in termini di misure di prevenzione e riduzione integrale dell'inquinamento. Gli oneri e i costi associati alle necessarie azioni da mettere in atto per rispettare gli obblighi previsti costituiscono una voce di costo significativa negli attuali esercizi e in quelli futuri. La violazione delle norme comporta sanzioni di natura penale e/o civile a carico dei responsabili e, in alcune giurisdizioni, sanzioni a carico delle aziende; ad esempio il modello europeo di responsabilità dell'impresa recepito in Italia con il D.Lgs. 121/2011 (a integrazione del D.Lgs. 231/2001) estende la disciplina della responsabilità amministrativa dell'ente ai reati in materia ambientale.

Il Gruppo ritiene di adottare sistemi gestionali, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e tutelare l'integrità delle operations, dell'ambiente, dei dipendenti e delle comunità che sono interessate dalle attività industriali del Gruppo. Ciononostante, il rischio potenziale di eventi dannosi di proporzioni anche rilevanti è ineliminabile. L'accadimento di un tale tipo di rischio potrebbe comportare rilevanti impatti sulla gestione del Gruppo, i risultati economici e finanziari, le prospettive e la reputazione.

Inoltre le leggi ambientali impongono l'obbligo a chi inquina di bonificare e ripristinare lo stato dei suoli e delle acque contaminate dai residui delle attività industriali o a seguito d'incidenti. Il Gruppo è particolarmente esposto a tali rischi in Italia, dove ad

eccezione delle attività di ricerca e produzione di idrocarburi è concentrata la maggior parte delle installazioni industriali del Gruppo e per effetto della conduzione in passato di attività minerometallurgiche e chimiche che sono state progressivamente chiuse e ristrutturare. Il bilancio Eni accoglie i costi che il Gruppo dovrà sostenere nei prossimi esercizi per eseguire le bonifiche e i ripristini di aree contaminate a causa delle proprie attività industriali e per i quali è stato possibile stimare l'ammontare dei relativi oneri in modo attendibile. Tuttavia è possibile che in futuro possano insorgere nuove passività legate a eventi passati a causa del rinvenimento di nuove contaminazioni, dei risultati delle caratterizzazioni in corso o da eseguire sui siti di interesse in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori, l'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziari in corso e ad altri fattori di rischio (v. il punto "Regolamentazione in materia ambientale di cui alla nota n. 34 al bilancio consolidato). Nel settore della ricerca e produzione di idrocarburi Eni conduce attività di trivellazione e altre operazioni di pozzo in ecosistemi complessi quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio e in Artico nel Mare di Barents dove un incidente o una fuoriuscita di idrocarburi potrebbero causare danni gravi all'ambiente. In tali circostanze il Gruppo adotta pratiche operative ed azioni di mitigazione volte a ridurre la probabilità di accadimento dei rischi con impatto su ambiente e persone.

Di seguito è fornito un quadro delle principali regolamentazioni in materia di HSE e dei principali sistemi operativi adottati dal Gruppo per gestire il rischio.

Il rispetto della biodiversità e la salvaguardia dei servizi ecosistemici, oltre che l'uso efficiente delle risorse naturali, costituiscono un requisito imprescindibile, in particolare per l'attività di prospezione, ricerca e produzione di idrocarburi, in aree geografiche dove queste condizioni possono anche determinare dei limiti nelle licenze ad operare.

Al fine di mitigare i rischi su indicati, Eni ha definito idonei strumenti di monitoraggio sulle tematiche afferenti il cambiamento climatico, le risorse idriche e la biodiversità, nonché di valutazione del rischio emergente. Anche a tali fini, Eni è attiva in gruppi di lavoro internazionali (OGP e IPIECA) volti a definire linee guida operative per favorire la riduzione dell'impronta ambientale e sociale delle attività oil&gas.

Di prassi, la tutela dell'ambiente si esplica mediante 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 eco-sistemici ad essi correlati, attraverso l'applicazione di tecnologie e pratiche operative sempre più rigorose e stringenti in termini di prevenzione e riduzione integrate dell'inquinamento. L'adozione estesa in Eni di sistemi di gestione ambientali assicura la compliance normativa, il miglioramento continuo delle performance ambientali e l'efficacia delle azioni intraprese in termini di prevenzione e contenimento dei possibili impatti ambientali e l'implementazione di un controllo rigoroso.

La criticità della relazione ambiente - salute - comunità emerge non solo in contesti nuovi per Eni, ma anche in quelli caratterizzati da attività industriali ormai radicate; tale interesse si sta concretizzando in atti normativi che potranno avere come conseguenza l'imposizione ai settori industriali di limiti emissivi ancora

più stringenti con potenziali effetti economici e occupazionali e potenziali rischi di sanzioni o richieste di risarcimento. Si sta sempre più rafforzando la richiesta delle autorità di valutare preventivamente il potenziale impatto sulle comunità locali delle nuove attività industriali e di quelle in esercizio al fine di porre in atto le necessarie azioni preventive già a partire dalla fase di progettazione e di autorizzazione all'esercizio.

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 e in particolare nel rapporto con le attività produttive, i clienti, i fornitori e i contrattisti. Inoltre, in caso di mancata applicazione degli adempimenti previsti, sono definite pesanti sanzioni sia di tipo amministrativo sia penale fino ad arrivare alla sospensione della produzione e commercializzazione.

A luglio 2012 è stata pubblicata la Direttiva 2012/18/UE del 4 luglio 2012 sul controllo del pericolo di incidenti rilevanti connessi con sostanze pericolose, destinata ad abrogare e sostituire la direttiva 96/82/CE. In base alla nuova direttiva, entro il 1° giugno 2015, gli Stati membri dovranno adottare le nuove regole per il controllo dei pericoli di incidenti rilevanti. Il provvedimento prevede la riformulazione della classificazione delle sostanze pericolose alla luce degli ultimi regolamenti comunitari, la possibilità di modulare il campo di applicazione della normativa in relazione all'effettiva pericolosità delle medesime, l'ampliamento delle informazioni da mettere a disposizione delle Autorità competenti e del pubblico interessato.

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 significativo 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 e declinate nella MSG HSE. 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 MSG 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, mediante una gestione integrata, diffonde metodologie e criteri comuni all'interno di Eni. La MSG, basata su un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo e riesame dei risultati, è orientata alla prevenzione e protezione dei rischi e 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 MSG HSE, 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. Eni pone particolare 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 per limitare i danni e con l'individuazione dei ruoli e delle risorse deputate all'attuazione. Emblematica l'azione di Eni in Nigeria a fronte del permanere dei fenomeni di sabotaggio sugli oleodotti, per fronteggiare i quali sono stati attivati, fra gli altri, progetti di ricerca quali l'"Anti-intrusion innovative technologies deployment" volti a sviluppare nuove tecnologie per contrastare e ridurre il fenomeno "oil theft".

In caso di emergenze di maggiore rilievo i siti di Eni sono coadiuvati dall'Unità di Crisi Corporate che supporta le divisioni e società nella gestione dell'evento, attraverso un team specialistico che ha il compito di coordinare l'apporto di risorse, mezzi e attrezzature interne ed esterne a Eni.

In aggiunta al sistema di gestione, monitoraggio e risposta ai rischi di natura 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. 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 per incidenti offshore e \$1,5 miliardi 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 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 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. 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.

Eni in consorzio con le principali major ha attivato un agreement con Wild Well Control, per l'utilizzo del "Global Subsea Well Containment equipment". L'attrezzatura è in grado di essere trasportata via aerea in tutte le regioni ove Eni ha operazioni deep water.

La risposta internazionale delle oil company a Macondo ha compreso anche l'avvio di alcuni Joint Industry Project (JIP) in ambito oil spill response. Eni partecipa attivamente ai JIP promossi da OGP e IPIECA e in collaborazione con altre oil companies. Eni sta sviluppando in proprio tecnologie brevettate volte sia a ridurre il rischio di incidenti sia ad accelerare il recupero di eventuale olio sversato a mare. I vari progetti si propongono di accrescere il know-how delle oil company sulle strategie antinquinamento in funzione dei diversi ecosistemi marini in cui esse operano, di rafforzare la rete relazionale tra le diverse oil company e di promuovere, anche tra le istituzioni, l'ottimizzazione delle tecniche di risposta e non ultimo una politica più razionale di uso dei disperdenti.

Inoltre, Eni ha siglato un Memorandum of Understanding con Regional Marine Pollution Emergency Response Centre for the Mediterranean Sea (REMPEC) e Department of Merchant Shipping of Cyprus (DMS) per la collaborazione al progetto "Mediterranean Decision Support System for Marine Safety" (MEDESS-4MS) dedicato al rafforzamento della sicurezza marittima tramite la mitigazione del rischio e degli impatti associati agli oil spill nell'area del Mediterraneo.

In ambito italiano, il legislatore, con il D.Lgs. 128/2010 che modificava l'art. 6, comma 17, del D.Lgs. 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. La nuova norma dispone l'esclusione dal divieto alle attività di ricerca ed estrazione nelle zone di mare poste entro dodici miglia dalla costa per le istanze di concessione di coltivazione idrocarburi, già formalmente presentate alla data di introduzione del D.Lgs. 128/2010. In seguito all'incidente di Macondo a livello europeo è in avanzata fase di discussione una proposta di Regolamento delle attività di esplorazione e produzione offshore di petrolio e gas avente lo scopo di sostituire le esistenti legislazioni nazionali e uniformare l'approccio legislativo a livello europeo.

## Rischi strategici

I rischi strategici possono derivare da cambiamenti del contesto operativo o da decisioni aziendali non adeguate o scarsamente reattive al contesto competitivo o dall'esposizione a variabili di mercato poste fuori del controllo del management.

Di estremo rilievo è il rischio 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 a operare, né un limite di rischio assegnato. A oggi, tali esposizioni includono quelle 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 di tale rischio, 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.

Un altro rischio strategico è rappresentato da evoluzioni dello scenario tecnologico, tali da determinare l'introduzione sul mercato di tecnologie breakthrough con forti impatti sul business di Eni. A tal riguardo, Eni ha affidato a strutture organizzative dedicate, a livello centrale, il monitoraggio sull'evoluzione delle tecnologie di interesse e sui possibili impatti che deriverebbero dall'introduzione delle stesse. Inoltre, assumono estremo rilievo nella mitigazione del rischio in oggetto il presidio di Eni in tema di ricerca e sviluppo tecnologico, al fine di assicurare al business la disponibilità di soluzioni tecnologiche aggiornate e innovative, nonché la diversificazione del portafoglio tecnologico e degli investimenti per tematiche trasversali e per singole aree di business.

Tra i rischi strategici vi sono, inoltre, quelli associati all'evoluzione del quadro competitivo del mercato del gas in Europa e del contesto normativo-regolatorio specifico italiano, oltre che più in generale i rischi connessi alla ciclicità del settore oil&gas.

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

Le prospettive del settore europeo del gas rimangono sfavorevoli a causa della perdurante debolezza della domanda e dell'eccesso di offerta, in un quadro macroeconomico stagnante. Nel 2012 la domanda gas ha registrato una contrazione del 4% in Italia e del 2% in Europa per effetto della recessione e della crisi del settore termoelettrico penalizzato sia dal calo dell'attività produttiva sia dalla competizione da

altre fonti: la crescita delle energie rinnovabili e la maggiore economicità del carbone favorita anche dall'abbondanza dei certificati di emissione. In tale scenario il management rivede al ribasso le previsioni di crescita della domanda a breve e lungo termine: per il 2013 è prevista una crescita pressoché nulla; nel lungo termine è atteso un tasso di incremento medio al 2020 dell'1,7-1,8% rispettivamente in Italia ed Europa che sconta la ripresa del ciclo economico e il parziale recupero dei consumi termoelettrici sostenuti dalla chiusura di impianti nucleari obsoleti e i vincoli ambientali all'uso del carbone. Si osserva che il livello assoluto della domanda europea di gas previsto nel 2016 è significativamente inferiore a quello pre-crisi registrato nel 2008 a testimonianza della debolezza dei fondamentali.

Le ridotte opportunità di vendita a causa della contrazione della domanda e l'abbondante offerta legata ai flussi mondiali di GNL, al continuo potenziamento delle dorsali d'importazione in Europa di gas proveniente da Russia e Algeria e altri fattori quali la crescita massiccia della produzione di gas da shale negli USA hanno modificato in maniera strutturale le dinamiche competitive e gli economics del settore europeo della commercializzazione del gas. Da un lato, l'abbondante liquidità presso i principali hub continentali ha favorito lo sviluppo dei prezzi spot del gas, diventati il benchmark di riferimento nelle contrattazioni bilaterali di fornitura. Nonostante un certo assorbimento dell'eccesso di GNL nel mercato grazie alla crescita delle economie asiatiche, i prezzi spot il cui livello è fissato dall'incontro di domanda e offerta evidenziano un trend debole a causa del calo dei consumi e della continua pressione competitiva.

Dall'altro lato dell'equazione, gli intermediari europei del gas sono stati spiazzati dall'andamento divergente tra i prezzi spot e la posizione di costo indicizzata al prezzo del petrolio e dei derivati nelle formule "oil-linked" dei contratti di approvvigionamento di lungo termine. Inoltre i vincoli minimi di prelievo stabiliti dalle clausole di take-or-pay di tali contratti e la necessità di contenere l'impatto finanziario a esse associato hanno indotto gli operatori a competere in maniera aggressiva sul pricing, considerata la contrazione del mercato, con effetti depressivi sui prezzi di realizzo (v. paragrafo successivo sui rischi dei contratti di take-or-pay). Di tale situazione beneficiano i clienti, in particolare di grandi dimensioni ed evoluti, che fanno leva sull'ampia disponibilità di gas spot per ottenere condizioni economiche e di flessibilità più vantaggiose. In Italia i prezzi di vendita del gas tendono a convergere progressivamente verso i prezzi spot rilevati agli hub continentali sia nel segmento business, dove il processo di allineamento è sostanzialmente completato, sia nel settore residenziale per effetto delle misure di liberalizzazione varate dal Governo e degli sviluppi attesi nella regolamentazione. Il rischio di revisione al ribasso delle tariffe regolate nel settore residenziale caratterizza altri importanti mercati europei (v. rischi di regolamentazione). Questi driver hanno determinato la continua flessione dei margini di commercializzazione del gas e la progressiva perdita di redditività dell'attività Mercato di Eni.

Il management prevede che nei prossimi due/tre anni il debole andamento della domanda a causa del quadro economico recessivo, il rischio di ulteriori rincari del costo oil-linked del

gas approvvigionato, il permanere di offerta abbondante e la forte pressione competitiva con conseguente erosione dei prezzi di vendita e dei margini unitari 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). In tale scenario il management ha individuato le seguenti priorità: preservare il flusso di cassa della gestione operativa durante la fase acuta della crisi del settore attesa proseguire per tutto il 2013 e recuperare la redditività negli esercizi successivi con il progressivo superamento degli squilibri correnti del mercato e la tendenziale chiusura del differenziale tra il costo "oil-linked" dell'approvvigionato e i prezzi di vendita spot.

Il principale driver per il conseguimento di tali obiettivi è la rinegoziazione del pricing e delle altre condizioni di fornitura dei contratti di approvvigionamento, quale leva per il recupero di competitività. Infatti, i contratti di approvvigionamento take-or-pay prevedono meccanismi contrattuali di revisione che consentono alle parti di rinegoziare periodicamente gli elementi essenziali per tener conto delle modifiche del mercato e del quadro competitivo. A tal fine il management ha aperto o intende aprire rinegoziazioni con tutti i principali fornitori con l'obiettivo principale di aumentare il peso dell'indicizzazione ai prezzi spot nelle formule di costo del gas approvvigionato. L'esito di tali rinegoziazioni è incerto in relazione sia all'entità dei benefici economici sia al timing di rilevazione a conto economico. Inoltre, in caso di mancato accordo sulle rinegoziazioni attivate, i contratti di norma prevedono la possibilità delle parti di ricorrere a un arbitrato per la definizione delle controversie, il che rende maggiormente incerto l'esito delle stesse. Considerato che un certo numero di clienti Eni hanno a loro volta aperto procedure di revisione dei prezzi di somministrazione, ne deriva un grado crescente di volatilità e scarsa prevedibilità dei risultati dell'Attività Mercato Eni. Guardando al lungo termine oltre l'orizzonte di piano, il management ritiene possibile un nuovo ciclo negativo del settore a causa dei rischi sul lato offerta in relazione a nuovi flussi mondiali di GNL legati all'avvio di importanti progetti upstream (ad esempio in Mozambico), al probabile avvio delle esportazioni di gas da parte degli USA e agli sviluppi nello shale gas in Europa e Asia. Sulla base dell'evoluzione attesa dello scenario competitivo del settore a breve e lungo termine e assumendo le ridimensionate prospettive di redditività del business gas Eni riflesse nella preparazione del piano industriale 2013-2016 e nelle proiezioni a vita intera dei flussi di cassa futuri, il management ha rilevato nel bilancio 2012 svalutazioni degli attivi del gas pari a €2 miliardi, in particolare il goodwill e altri attivi intangibili rivenienti dall'acquisizione Distrigas allocati alla Cash Generating Unit Mercato Europeo. Il principale driver è costituito dalla revisione al ribasso dei margini di vendita incorporati nel flusso di cassa perpetuo per la determinazione del terminal value della CGU Mercato Europeo che sconta l'ipotesi di ciclicità del business; tali margini sono previsti a un livello inferiore di circa due terzi rispetto alle assunzioni del piano industriale adottate dal management nel bilancio 2011. I benefici attesi dalle rinegoziazioni dei contratti di approvvigionamento come

pure le assunzioni di revisione dei prezzi di somministrazione sono riflessi nelle proiezioni economico-finanziarie adottate in sede di impairment review della presente relazione finanziaria annuale al 31 dicembre 2012.

### **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'approvvigionamento delle altre società consolidate e collegate) hanno una vita residua media di circa 16 anni con formule prezzo generalmente indicizzate ai prezzi del petrolio e di suoi derivati (gasolio, olio combustibile, ecc.). I contratti prevedono la clausola di take-or-pay che, in caso di mancato prelievo del volume annuo minimo (Annual Minimum Quantity - AMQ) definito contrattualmente, fa scattare l'obbligo in capo a Eni di pagare, 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 perdurante debolezza della domanda e offerta abbondante, la possibile evoluzione della regolamentazione del settore, nonché la crescente pressione competitiva costituiscono fattori di rischio per l'adempimento delle obbligazioni di prelievo minimo stabilite dai contratti di approvvigionamento take-or-pay e l'associata esposizione finanziaria. Dall'inizio della crisi del gas alla data di riferimento della relazione finanziaria annuale 2012, Eni ha rilevato deferred cost (al netto degli utilizzi) per l'ammontare complessivo di €2,37 miliardi e sostenuto quasi per intero i relativi esborsi a fronte dei volumi gas riguardo ai quali è sorto l'obbligo di corrispondere il prezzo contrattuale in base alle clausole di take-or-pay poiché i ritiri sono stati inferiori agli obblighi minimi di prelievo. Considerati i piani aziendali di vendite stabili nel 2013 e di moderata crescita negli anni successivi di piano, il management

ha adottato le opportune iniziative per contenere il rischio finanziario associato agli obblighi take-or-pay con particolare riguardo al mercato italiano dove la dimensione attesa della domanda è inferiore rispetto agli obblighi di prelievo minimo degli operatori. Tali iniziative comprendono riduzioni temporanee delle AMQ associate al probabile esito di alcune rinegoziazioni contrattuali e l'ottenimento di condizioni di prelievo maggiormente flessibili quali lo spostamento di delivery point o la possibilità di sostituire forniture via pipeline con equivalenti volumi di GNL. Sulla base dei programmi di vendita e delle maggiori flessibilità contrattuali realizzate o in via di definizione, il management prevede che nel prossimo quadriennio i ritiri Eni saranno nel complesso sostanzialmente allineati agli obblighi minimi di prelievo fissati dai contratti take-or-pay minimizzando gli impatti sulla liquidità. Tali proiezioni sono soggette ai rischi di ulteriori contrazioni della dimensione della domanda gas e del mercato contendibile.

Per quanto riguarda gli attivi dello stato patrimoniale legati ai deferred cost, allo stato, sulla base dell'evoluzione attesa della domanda e dell'offerta di gas in Europa, 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 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 con la regolamentazione del settore del gas in Italia**

Il Decreto Stoccaggi del 2010 stabilisce la quota di mercato all'ingrosso detenibile da ciascun operatore che immette gas naturale nella rete nazionale di gasdotti. La quota massima consentita è fissata al 40%, ma risulta elevata al 55% per Eni che si è assunta l'impegno vincolante alla realizzazione in Italia, entro il 2015, 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 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 Stoccaggi 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, i soggetti investitori industriali possono accedere alle 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. "stoccatori virtuali" (selezionati dal GSE - Gestore dei Servizi Energetici SpA con apposita procedura 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. Come previsto dal Decreto Stoccaggi, 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 regolamentazione contribuirà a incrementare il grado di concorrenzialità del mercato all'ingrosso del gas in Italia.

L'Autorità per l'energia elettrica e il gas ("AEEG"), in virtù della Legge Istitutiva n. 481/95, svolge funzione di monitoraggio dei livelli dei prezzi del gas naturale e definisce le condizioni economiche di fornitura del gas ai clienti che hanno diritto al servizio di tutela. Le decisioni dell'AEEG in tale materia 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'indicizzazione all'andamento di un paniere di prodotti petroliferi. I clienti che hanno diritto al servizio di tutela sono i clienti finali domestici e i condomini a 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). La legge sulle "Liberalizzazioni" (Legge 24 marzo 2012, n. 27) ha demandato all'AEEG il compito di introdurre con gradualità l'indicizzazione del costo della materia ai prezzi spot quotati agli hub continentali. In ottemperanza a tali disposizioni l'AEEG ha deliberato una riforma del meccanismo di aggiornamento del costo della materia prima per i clienti che hanno diritto al servizio di tutela, introducendo una quota crescente dell'indice di mercato, affiancato all'indice che rappresenta il costo di approvvigionamento dei contratti long term, passando dal 3% nel secondo trimestre 2012, al 4% nel terzo trimestre e al 5% nel periodo ottobre 2012 - marzo 2013 (Delibera 263/2012/R/gas). Nei prossimi anni l'AEEG intende allineare progressivamente la componente costo della materia prima ai prezzi spot salvo riconoscere agli operatori con contratti di lungo termine una componente di sicurezza degli approvvigionamenti.

In modo analogo, diversi regolatori in Paesi europei d'interesse Eni, hanno allo studio provvedimenti finalizzati a introdurre componenti "hub" nelle formule di aggiornamento delle tariffe di fornitura ai clienti retail e altre misure volte a favorire la liquidità e l'apertura del mercato del gas.

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 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.

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 ha avviato nel dicembre 2011 il mercato di bilanciamento di merito economico del gas naturale: gli sbilanci di ciascun utente del sistema di trasporto sono sanati su base giornaliera 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. Dal secondo trimestre 2012 è stato avviato un meccanismo che prevede che sono combinate le offerte in acquisto e vendita formulate dagli operatori tra esse compatibili, non funzionali al bilanciamento del sistema.

Con Decreti del Ministero dello Sviluppo Economico del 15 febbraio 2013 e con provvedimenti dell'AEEG, sono state introdotte e disciplinate modifiche ai criteri di conferimento della capacità di stoccaggio in applicazione dell'art. 14 del Decreto Legge n. 1, 2012 secondo il quale:

- le capacità di stoccaggio di gas naturale che si rendono disponibili a seguito delle rideterminazioni del volume di stoccaggio strategico, nonché delle nuove modalità di calcolo degli obblighi di modulazione stabilite in base ai criteri determinati dal Ministero dello Sviluppo Economico, sono assegnate, per uno spazio stabilito dal Ministero dello Sviluppo Economico, per l'offerta alle imprese industriali, di servizi integrati di trasporto a mezzo gasdotti esteri e di rigassificazione, comprensivi dello stoccaggio di gas naturale, finalizzati a consentire il loro approvvigionamento diretto di gas naturale dall'estero, secondo criteri di sicurezza degli approvvigionamenti stabiliti nello stesso decreto, nonché alle imprese di rigassificazione, a garanzia del rispetto dei programmi di rigassificazione dei propri utenti in presenza di eventi imprevedibili;
- è determinata la parte dello spazio di stoccaggio di modulazione destinato alle esigenze dei "clienti vulnerabili", da assegnare, per le esigenze degli stessi clienti, con procedure di asta competitiva, e la parte dello stesso spazio di stoccaggio di modulazione da assegnare con le procedure di allocazione vigenti.

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.

## 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 degli idrocarburi determina un maggiore utile operativo consolidato; viceversa, in caso di diminuzione del prezzo. Nel 2012 il prezzo del petrolio del marker Brent ha registrato un valore medio di 111,6 dollari/barile in linea rispetto al 2011 in un quadro di estrema volatilità. Il primo trimestre ha visto quotazioni molto sostenute con punte fino a 130 dollari/barile per effetto della

positiva domanda proveniente dalla Cina e dalle altre economie emergenti; nel secondo trimestre si è verificata un'inversione di tendenza con le quotazioni del Brent scese fino a 90 dollari/barile a causa del rallentamento dell'economia globale e delle aspettative di ulteriori ridimensionamenti del prezzo. Nella seconda metà dell'anno il prezzo ha registrato una ripresa fino al valore corrente di 110 dollari/barile sulla scia di fattori di rischio geopolitici e grazie a un quadro macroeconomico più stabile. Il prezzo gas ha continuato a essere penalizzato dall'eccesso di offerta e dalla debolezza della domanda nel mercato europeo e nordamericano registrando un andamento debole.

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 2013-2016 per il quale è stato previsto un prezzo di lungo termine di 90 dollari/barile (termini reali 2016), Eni prevede un programma d'investimenti di €56,8 miliardi, di cui l'83% dedicati alla ricerca e sviluppo delle riserve di petrolio e gas, che evidenzia un incremento del 6% rispetto alla precedente manovra quadriennale dovuto alla maggiore spesa per i progetti upstream che contribuiranno alla crescita delle produzioni oltre l'orizzonte di piano (Mozambico, Venezuela, Nigeria e Indonesia). La volatilità del prezzo del petrolio/gas rappresenta un elemento d'incertezza nel conseguimento degli obiettivi operativi Eni in termini di crescita della produzione e rimpiazzo delle riserve prodotte per effetto del peso importante 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. Sulla base dell'attuale portafoglio di asset Eni, il management stima che per ogni dollaro/barile d'incremento delle quotazioni del petrolio la produzione Eni diminuisce di circa 1.000 barili/giorno quale effetto delle minori attribuzioni nei PSA. L'impatto delle variazioni dei prezzi sui PSA è stato trascurabile nelle produzioni dell'esercizio 2012. Questa sensitivity è valida in un intervallo di valori molto prossimi al prezzo del Brent di equilibrio di lungo termine di 90 dollari/barile adottato nel piano quadriennale Eni 2013-2016 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.

Nel settore Gas & Power l'aumento del prezzo del petrolio rappresenta un fattore di rischio tenuto conto che gli approvvigionamenti Eni sono indicizzati in misura prevalente al prezzo del greggio e dei suoi derivati, mentre i prezzi di vendita, in particolare nel segmento business sia all'estero sia in Italia, sono

formulati sulla base dei prezzi spot quotati agli hub continentali che presentano valori particolarmente depressi a causa della contrazione della domanda. Nel segmento regolamentato delle vendite retail, 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 le quotazioni dei prodotti 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 e viceversa. Nel 2012 l'attività di raffinazione Eni ha continuato a registrare perdite operative in un quadro di estrema volatilità dei margini. Le quotazioni dei prodotti finiti non hanno consentito di recuperare il costo della materia prima e delle utility energetiche indicizzate al costo del greggio a causa della contrazione della domanda ed eccesso di capacità. Inoltre, la riduzione dello sconto tra le quotazioni dei greggi pesanti rispetto al Marker Brent ha ridotto in maniera sensibile il vantaggio della conversione delle Raffinerie Eni. Guardando al futuro, il management prevede il perdurare dell'andamento negativo dello scenario di raffinazione nel breve/medio termine a causa dei fattori strutturali dell'industria e del debole quadro congiunturale con attese di consumi di carburanti stagnanti. Sulla base di tali driver riflessi nelle proiezioni di redditività insufficiente del piano industriale 2013-16, il management ha rilevato svalutazioni dell'importo di €846 milioni riguardanti impianti di raffinazione in sede di impairment review di bilancio. L'attività di distribuzione carburanti in Italia è stata penalizzata dal crollo dei consumi (circa -10%) e dall'eccesso di offerta di prodotto che ha indotto gli operatori a competere in maniera aggressiva sul pricing. Il management prevede che la domanda di carburanti continuerà su di un trend debole nei prossimi anni a causa delle modeste prospettive di ripresa economica in particolare in Italia. Il management ha pianificato azioni di ottimizzazione degli assetti delle raffinerie, efficienza (costi fissi e di logistica, consumi energetici), selettività negli investimenti e iniziative mirate nel marketing per attenuare la volatilità dello scenario e la ciclicità del business con l'obiettivo di recuperare la redditività nel più breve tempo possibile.

Il settore chimico 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 2012 il business ha accusato la perdita operativa adjusted di €485 milioni che quasi raddoppia la perdita 2011 a causa del crollo dei margini unitari, in particolare nel primo trimestre 2012, dovuto agli elevati costi della materia prima petrolifera che hanno portato il margine benchmark sul cracker in territorio negativo e del calo della domanda penalizzata dalla recessione. Le prospettive di breve/medio termine rimangono incerte per effetto delle prospettive incertezze sulla ripresa della domanda ancorate all'evoluzione del quadro macroeconomico in Europa, del costo