

**Imposte sul reddito**

2011	(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.
(77) IRES		77	60	[17]
(50) IRAP		[17]	[9]	8
(170) Addizionale Legge n. 7/09		[250]	[184]	66
<b>(297) Totale imposte correnti</b>		<b>[190]</b>	<b>[133]</b>	<b>57</b>
19 Imposte differite		[6]	42	48
259 Imposte anticipate		368	790	422
Svalutazione imposte anticipate		(866)	(903)	[37]
<b>278 Totale imposte differite e anticipate</b>		<b>[504]</b>	<b>[71]</b>	<b>433</b>
<b>(19) Totale imposte sul reddito</b>		<b>(694)</b>	<b>[204]</b>	<b>490</b>

Le **imposte sul reddito** di €204 milioni sono diminuite di €490 milioni a seguito essenzialmente: (i) del minor risultato operativo (€929 milioni); (ii) del minor ammontare delle plusvalenze su partecipazioni che hanno concorso alla formazione del reddito imponibile (€152 milioni); (iii) del minor ammontare dell'addizionale all'IRES di cui alla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009 di competenza dell'esercizio (€66 milioni) e di altri fenomeni di minore importo. Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dal minor provento conseguente alla contabilizzazione delle imposte relative alle società incluse nel consolidato fiscale (€113 milioni); (ii) dal maggior onere per la rettifica delle imposte riferite a precedenti periodi d'imposta (€101 milioni); (iii) dal maggior risultato della gestione finanziaria netta (€97 milioni); (iv) dal maggior onere relativo all'adeguamento della fiscalità anticipata relativa all'addizionale all'IRES di cui all'art. 81, commi da 16 a 18 del DL 25 giugno 2008, n. 112 per tenere conto delle mutate prospettive di redditività negli anni in cui sono ipotizzati i rigiri delle differenze temporanee (€84 milioni); (v) dal maggior ammontare di componenti reddituali non riconosciuti fiscalmente (€90 milioni); (vi) dal maggior ammontare di dividendi tassati (€61 milioni); (vii) dall'annullamento delle imposte correnti negative unitamente ad altre riprese per IRAP (€52 milioni); (viii) dalla maggiore svalutazione delle imposte anticipate, al netto dell'utilizzo del relativo fondo, effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità e in funzione della tempistica attesa per il rigiro delle differenze temporanee (€37 milioni) e da altri fenomeni di minore importo.

Il decremento netto di imposte differite di €42 milioni (incremento netto di €6 milioni nel 2012) è dovuto essenzialmente: (i) al rigiro della fiscalità differita stanziata con riferimento alle partecipazioni cedute (€23 milioni); (ii) all'adeguamento della fiscalità anticipata relativa all'addizionale all'IRES di cui all'art. 81, commi da 16 a 18 del DL 25 giugno 2008, n. 112 per tenere conto delle mutate prospettive di redditività negli anni in cui sono ipotizzati i rigiri delle differenze temporanee (€21 milioni); (iii) alle imposte differite di competenza di precedenti esercizi (€9 milioni) e ad altri fenomeni di minore importo. Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalle differenze attive di cambio non realizzate al netto dei relativi accantonamenti (€14 milioni).

Lo stanziamento netto di imposte anticipate di €790 milioni (stanziamento netto €368 milioni nel 2012) è essenzialmente dovuto: (i) alle imposte anticipate rilevate sulla perdita fiscale IRES e relativa addizionale (€583 milioni); (ii) alle svalutazioni di cespiti e agli ammortamenti non deducibili al netto dei relativi rigiri (€282 milioni); (iii) all'accantonamento di fondi rischi tassati al netto dei relativi utilizzi (€133 milioni); (iv) all'accantonamento indeducibile al fondo svalutazione crediti (€80 milioni); (v) agli interessi passivi non deducibili poiché eccedenti il limite di cui all'art. 96 del DPR n. 917/86 (€54 milioni) e ad altri fenomeni di minore importo.

Tali effetti sono stati parzialmente compensati: (i) dall'adeguamento della fiscalità anticipata relativa all'addizionale all'IRES di cui all'art. 81, commi da 16 a 18 del DL 25 giugno 2008, n. 112 per tenere conto delle mutate prospettive di redditività negli anni in cui sono ipotizzati i rigiri delle differenze temporanee (€268 milioni); (ii) dalla rettifica delle imposte anticipate stanziate nel precedente esercizio (€53 milioni) e da altri fenomeni di minore importo.

La svalutazione delle imposte anticipate di €903 milioni riflette la minore redditività attesa delle attività italiane negli esercizi futuri dovuta anche al progressivo esaurimento delle riserve di idrocarburi localizzate in Italia.

La differenza tra il tax rate effettivo (4,44%) e teorico (38%), pari al 33,56%, è dovuta essenzialmente alla quota non imponibile dei dividendi incassati nell'esercizio (con un effetto sul tax rate del 77,36%) e ad altri fenomeni di minore importo. Tale effetto è parzialmente compensato: (i) dalla svalutazione delle imposte anticipate, al netto del relativo utilizzo, e dall'effetto di adeguamento delle imposte differite attive e passive dovuto alle modifiche attese dell'aliquota dell'addizionale all'IRES di cui all'art. 81, commi da 16 a 18 del DL 25 giugno 2008, n. 112 (24,93%); (ii) dalla svalutazione di partecipazioni non deducibili al netto dell'effetto della contabilizzazione delle imposte relative alle società incluse nel consolidato fiscale (13,95%); (iii) dallo stanziamento dell'addizionale all'IRES di cui alla legge n. 7 del 6 febbraio 2009 (con un effetto del 4%) e da altri fenomeni di minore importo.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

Stato patrimoniale riclassificato<sup>4</sup>

(€ milioni)	31 dicembre 2012	31 dicembre 2013	Var. ass.
<b>Capitale immobilizzato</b>			
Immobili, impianti e macchinari	6.927	6.468	(459)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	2.664	2.649	(15)
Attività immateriali	1.155	1.210	55
Partecipazioni	32.024	34.961	2.937
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	3.155	3.141	(14)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(330)	(178)	152
	<b>45.595</b>	<b>48.251</b>	<b>2.656</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>			
Rimanenze	2.448	2.162	(286)
Crediti commerciali	13.097	12.641	(456)
Debiti commerciali	(7.765)	(7.319)	446
Crediti/Debiti tributari e fondo imposte netto	1.000	807	(193)
Fondi per rischi e oneri	(4.093)	(4.208)	(115)
Altre attività (passività) d'esercizio	(604)	(500)	104
	<b>4.083</b>	<b>3.583</b>	<b>(500)</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>	<b>(332)</b>	<b>(341)</b>	<b>(9)</b>
<b>Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili</b>	<b>15</b>	<b>10</b>	<b>(5)</b>
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>	<b>49.361</b>	<b>51.503</b>	<b>2.142</b>
<b>Patrimonio netto</b>	<b>40.537</b>	<b>40.733</b>	<b>196</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>8.824</b>	<b>10.770</b>	<b>1.946</b>
<b>COPERTURE</b>	<b>49.361</b>	<b>51.503</b>	<b>2.142</b>

I motivi delle variazioni più significative delle voci dello stato patrimoniale di Eni SpA se non espressamente indicate di seguito, sono commentate nelle Note al bilancio di esercizio di Eni SpA, cui si rinvia.

**Capitale immobilizzato**

Il **capitale immobilizzato** (€48.251 milioni) è aumentato di €2.656 milioni rispetto al 31 dicembre 2013 per effetto essenzialmente dell'aumento delle partecipazioni (€2.937 milioni), in particolare per interventi sul capitale di alcune imprese controllate, parzialmente assorbito da una diminuzione degli immobili, impianti e macchinari (€459 milioni) in particolare per la svalutazione di impianti di raffinazione a seguito delle proiezioni di margini non remunerativi.

**Capitale di esercizio**

Il **capitale di esercizio netto** (€3.583 milioni) è diminuito di €500 milioni a seguito essenzialmente: (i) della riduzione delle rimanenze (€286 milioni) a seguito essenzialmente del decremento dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi; (ii) del decremento dei crediti/debiti tributari netti di €193 milioni relativo essenzialmente alla ulteriore svalutazione delle imposte anticipate IRES effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità in funzione degli imponibili futuri attesi; (iii) degli utilizzi netti dei fondi rischi ed oneri (€115 milioni).

**Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili**

Le **attività destinate alla vendita e le passività direttamente associabili** di €10 milioni si riferiscono essenzialmente alla partecipazione in Isontina Reti Gas SpA (€9 milioni).

(4) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

**Patrimonio netto**

(€ milioni)

<b>Patrimonio netto al 31 dicembre 2012</b>	<b>40.537</b>
<i>Incremento per:</i>	
Utile netto	4.410
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	5
Azioni proprie cedute a fronte di piani di incentivazione di dirigenti	
	<b>4.415</b>
<i>Decremento per:</i>	
Acconto sul dividendo 2013	(1.993)
Distribuzione saldo dividendo 2012	(1.956)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(166)
Variazione fair value di partecipazioni al netto dei rigiri e dell'effetto fiscale	(62)
Operazioni straordinarie under common control	(32)
Diritti decaduti stock option	(13)
Altri decrementi	3
	<b>(4.219)</b>
<b>Patrimonio netto al 31 dicembre 2013</b>	<b>40.733</b>

**Indebitamento finanziario netto**

(€ milioni)

	<b>31 dicembre 2012</b>	<b>31 dicembre 2013</b>	<b>Var. ass.</b>
Debiti finanziari e obbligazionari	24.289	25.208	919
<i>Debiti finanziari a breve termine</i>	7.455	6.424	(1.031)
<i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	16.834	18.784	1.950
Disponibilità liquide ed equivalenti	(6.400)	(3.888)	2.512
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(9.065)	(5.546)	3.519
Attività finanziarie destinate al trading		(5.004)	(5.004)
<b>Indebitamento finanziario netto</b>	<b>8.824</b>	<b>10.770</b>	<b>1.946</b>

L'incremento dell'indebitamento finanziario netto di €1.946 milioni è dovuto essenzialmente: (i) agli investimenti netti in partecipazioni (€7.382 milioni), per effetto essenzialmente degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate; (ii) al pagamento dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2013 di €0,55 per azione (€1.993 milioni); (iii) al pagamento del dividendo residuo

dell'esercizio 2012 di €0,54 per azione (€1.956 milioni); (iv) agli investimenti relativi ad attività materiali e immateriali (€1.224 milioni). Tale incremento è in parte compensato: (i) dal flusso di cassa netto dell'attività operativa (€8.646 milioni); (ii) dalle dismissioni di asset materiali e di quote di partecipazioni (€2.324 milioni), in particolare in Snam SpA e Galp Energia SGPS SA.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

Rendiconto finanziario riclassificato<sup>5</sup>

(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.
<b>Utile netto - continuing operations</b>	<b>6.207</b>	<b>4.410</b>	<b>(1.797)</b>
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	2.825	3.339	514
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(3.920)	(102)	3.818
- dividendi, interessi, imposte e altre variazioni	(5.322)	(9.242)	(3.920)
Variazione del capitale di esercizio	(1.411)	1.127	2.538
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	5.847	9.114	3.267
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations</b>	<b>4.226</b>	<b>8.646</b>	<b>4.420</b>
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations</b>	<b>331</b>		<b>(331)</b>
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>	<b>4.557</b>	<b>8.646</b>	<b>4.089</b>
Investimenti tecnici	(1.459)	(1.224)	235
Investimenti in partecipazioni	(3.462)	(7.382)	(3.920)
Disinvestimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa e rami d'azienda	9.068		(9.068)
Dismissioni	8.579	2.324	(6.255)
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(25)	(151)	(126)
<b>Free cash flow</b>	<b>17.258</b>	<b>2.213</b>	<b>(15.045)</b>
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(2.455)	(1.485)	970
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(4.920)	709	5.629
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.839)	(3.948)	(109)
Differenze cambio sulle disponibilità			
<b>FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO</b>	<b>6.044</b>	<b>(2.511)</b>	<b>(8.555)</b>
<b>Free cash flow</b>	<b>17.258</b>	<b>2.213</b>	<b>(15.045)</b>
Flusso di cassa del capitale proprio	(3.839)	(3.949)	(110)
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(296)	(210)	86
<b>VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>13.123</b>	<b>(1.946)</b>	<b>(15.069)</b>
<b>VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO RELATIVO ALLE OPERAZIONI STRAORDINARIE</b>	<b>35</b>		<b>(35)</b>
<b>VARIAZIONE INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>	<b>13.158</b>	<b>(1.946)</b>	<b>(15.104)</b>

## Investimenti tecnici

(€ milioni)	2012	2013	Var. ass.
Divisione Exploration & Production	592	597	5
di cui ricerca esplorativa	31	31	
Divisione Gas & Power	42	36	(6)
Divisione Refining & Marketing	721	487	(234)
Corporate	104	104	
<b>Investimenti tecnici</b>	<b>1.459</b>	<b>1.224</b>	<b>(235)</b>

(5) Si rinvia al commento ai risultati economici e finanziari di consolidato per l'illustrazione metodologica degli schemi riclassificati.

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

### Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	31 dicembre 2012		31 dicembre 2013		
Voci dello stato patrimoniale riclassificato (dove non espressamente indicato, la componente è ottenuta direttamente dallo schema legale)	Riferimento alle note al bilancio di esercizio	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
<b>Capitale immobilizzato</b>					
Immobili, impianti e macchinari			6.927		6.468
Rimanze immobilizzate - scorte d'obbligo			2.664		2.649
Attività immateriali			1.155		1.210
Partecipazioni			32.024		34.961
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa:			3.155		3.141
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa (correnti)	(vedi nota 9)	371		268	
- crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa (non correnti)	(vedi nota 18)	2.784		2.873	
Debiti netti relativi all'attività di investimento, composti da:			(330)		(178)
- crediti relativi all'attività di disinvestimento	(vedi nota 9 e nota 20)	43		39	
- debiti per attività di investimento	(vedi nota 24)	(373)		(217)	
<b>Totale capitale immobilizzato</b>			<b>45.595</b>		<b>48.251</b>
<b>Capitale di esercizio netto</b>					
Rimanenze			2.448		2.162
Crediti commerciali	(vedi nota 9)		13.097		12.641
Debiti commerciali	(vedi nota 24)		(7.765)		(7.319)
Debiti tributari e fondo imposte netto, composti da:			1.000		807
- passività per imposte sul reddito correnti		(81)			
- passività per altre imposte correnti		(1.515)		(1.599)	
- passività per imposte differite					
- attività per imposte sul reddito correnti		314		294	
- attività per altre imposte correnti		368		158	
- attività per imposte anticipate		1.838		1.840	
- altre attività non correnti	(vedi nota 20)	152		167	
- crediti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 9)	116		105	
- debiti per consolidato fiscale e IVA	(vedi nota 24)	(189)		(125)	
- altre passività non correnti	(vedi nota 31)	(3)		(33)	
Fondi per rischi ed oneri			(4.093)		(4.208)
Altre attività (passività) di esercizio:			(604)		(500)
- altri crediti	(vedi nota 9)	247		319	
- altre attività (correnti)		659		845	
- altre attività (non correnti)	(vedi nota 20)	2.911		2.295	
- acconti e anticipi, altri debiti	(vedi nota 24)	(1.348)		(822)	
- altre passività (correnti)		(889)		(1.203)	
- altre passività (non correnti)	(vedi nota 31)	(2.184)		(1.934)	
<b>Totale capitale di esercizio netto</b>			<b>4.083</b>		<b>3.583</b>
<b>Fondi per benefici ai dipendenti</b>			<b>(332)</b>		<b>(341)</b>
<b>Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili</b>			<b>15</b>		<b>10</b>
<b>CAPITALE INVESTITO NETTO</b>			<b>49.361</b>		<b>51.503</b>
<b>Patrimonio netto</b>			<b>40.537</b>		<b>40.733</b>
<b>Indebitamento finanziario netto</b>					
Debiti finanziari e obbligazioni, composti da:					
- passività finanziarie a lungo termine		16.834		18.784	
- quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		2.705		1.929	
- passività finanziarie a breve termine		4.750		4.495	
<b>a dedurre:</b>					
Disponibilità liquide ed equivalenti		6.400		3.888	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(vedi nota 9)	9.065		5.546	
Attività finanziarie destinate al trading				5.004	
<b>Totale indebitamento finanziario netto</b>			<b>8.824</b>		<b>10.770</b>
<b>COPERTURE</b>			<b>49.361</b>		<b>51.503</b>

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

**Rendiconto finanziario riclassificato**

(€ milioni)	2012	2013
<b>Voci del rendiconto finanziario riclassificato e confluente/riclassifiche delle voci dello schema legale</b>	Valori da schema legale	Valori da schema riclassificato
<b>Utile netto - continuing operations</b>	<b>6.207</b>	<b>4.410</b>
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:		
Ammortamenti e altri componenti non monetari:		
- ammortamenti	847	855
- svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	279	780
- effetto valutazione partecipazioni	1.704	1.721
- differenze cambio da allineamento	4	(4)
- variazione da valutazione al fair value titoli destinati al trading		(3)
- variazioni fondi per benefici ai dipendenti	(9)	(10)
Plusvalenze nette su cessione di attività		(102)
Dividendi, interessi, imposte e altre variazioni		(9.242)
- dividendi	(6.446)	(9.888)
- interessi attivi	(354)	(235)
- interessi passivi	784	677
- imposte sul reddito	694	204
Variazione del capitale di esercizio		1.127
- rimanenze	(330)	286
- crediti commerciali	(2.035)	418
- debiti commerciali	121	(521)
- fondi per rischi ed oneri	522	622
- altre attività e passività	311	322
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati:		
- dividendi incassati	6.446	9.888
- interessi incassati	339	217
- interessi pagati	(809)	(818)
- imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(129)	(173)
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations</b>	<b>4.226</b>	<b>8.646</b>
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations</b>	<b>331</b>	
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>	<b>4.557</b>	<b>8.646</b>
Investimenti tecnici:		
- immobilizzazioni materiali	(1.273)	(1.064)
- immobilizzazioni immateriali	(186)	(160)
Investimenti in partecipazioni		(7.382)
Investimenti finanziari netti strumentali all'attività operativa:		
- crediti finanziari strumentali	9.073	2
- investimenti in rami d'azienda al netto della cassa	(5)	(2)
Dismissioni:		
- immobilizzazioni materiali	13	7
- immobilizzazioni immateriali		
- partecipazioni	8.559	2.317
- cessione rami d'azienda	7	
Altre variazioni relative all'attività di investimento/disinvestimento:		
- variazione debiti e crediti relativi all'attività d'investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(25)	(151)
<b>Free cash flow</b>	<b>17.258</b>	<b>2.213</b>
Investimenti e disinvestimenti relativi all'attività di finanziamento:		
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(2.455)	3.516
- investimenti (disinvestimenti) finanziari in titoli non strumentali all'attività operativa		(5.001)
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti:		
- assunzione (rimborso) debiti finanziari a lungo termine e quota a breve del lungo	(3.757)	961
- incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(1.163)	(252)
Flusso di cassa del capitale proprio:		
- dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.840)	(3.949)
- cessione di azioni proprie	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>6.044</b>	<b>(2.512)</b>

## Fattori di rischio e incertezza

### Premessa

In questa sezione sono illustrati i principali rischi ai quali è esposto il Gruppo nell'ordinaria gestione delle attività industriali. Per la descrizione dei rischi finanziari (mercato, controparte e liquidità) si rinvia alla nota n. 34 "Garanzie, impegni e rischi" del Bilancio consolidato.

### Rischio Paese

Una parte notevole delle riserve di idrocarburi Eni sono situate in Paesi al di fuori dell'Unione Europea e dell'America Settentrionale, principalmente in Africa, Asia Centrale e America Centrale. Tali Paesi sono caratterizzati per ragioni storiche e culturali da un minore grado di stabilità politica, sociale ed economica rispetto ai Paesi sviluppati dell'OCSE. Al 31 dicembre 2013 circa il 78% delle riserve certe di idrocarburi di Eni erano situate nei Paesi non OCSE. Analogamente, una parte notevole degli approvvigionamenti di gas di Eni proviene da Paesi al di fuori dell'Unione Europea o dell'America Settentrionale. Nel 2013 circa il 62% delle forniture di gas naturale di Eni proveniva da tali Paesi.

Il rischio Paese identifica il rischio che evoluzioni del quadro politico, disordini sociali, crisi economiche, conflitti interni, rivoluzioni, proteste, scioperi e altre forme di disordine civile 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. Altri 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 d'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; (vii) complessi iter di rilascio di autorizzazioni e permessi che impattano sul time to market dei progetti di sviluppo. Ferma restando la loro natura imprevedibile, tali eventi possono avere impatti negativi sui risultati economico-finanziari attesi di Eni. Data l'entità delle riserve di Eni situate in tali Paesi, la Compagnia è particolarmente esposta a questo tipo di rischio. 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.

In Africa Settentrionale è localizzato circa il 28% delle riserve certe di Eni alla data del Bilancio 2013. Diversi Paesi in quest'area e in aree limitrofe del Medio Oriente stanno attraversando, a partire dal periodo al quale si riferisce con il termine "Primavera Araba" nel 2011, una fase di estrema instabilità politica e sociale che ha portato a cambiamenti di governo, tensioni interne, disordini e conflitti con pesanti ripercussioni sull'attività economica. Il grado di stabilità del quadro socio-politico di tali Paesi continuerà a costituire un fattore di rischio e d'incertezza per il futuro prevedibile.

Nell'attuale momento storico la Libia è uno dei Paesi a maggiore rischio per Eni a causa della perdurante fase d'instabilità interna che ha fatto seguito alla rivoluzione civile del 2011, talvolta da comportare interruzioni precauzionali delle nostre attività industriali. Nel corso del 2013 la performance operativa Eni è stata penalizzata in maniera rilevante da una lunga serie di eventi di forza maggiore riconducibili a scioperi, proteste, tensioni sociali che hanno costretto Eni a sospendere completamente per alcuni giorni nella parte finale dell'anno l'attività presso l'importante sito di Mellitah e a chiudere il gasdotto Greenstream. Ricordiamo che il Gruppo è impegnato nel pieno ripristino del plateau produttivo nel Paese (assumendo tale l'anno 2010 con 273 mila boe/giorno) dopo la rivoluzione del 2011 a causa della quale la Società fu 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 di quell'esercizio. Nel 2013 gli impianti Eni in Libia hanno erogato 228 mila boe/giorno con una flessione dell'11,6% rispetto al 2012.

Anche la situazione interna dell'Egitto appare complessa, soprattutto dal punto di vista finanziario, mentre in termini di operatività non si sono mai verificate interruzioni nell'attività produttiva Eni nel Paese.

A questi temi 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. La presenza Eni in Iran è ormai marginale, limitata al completamento di un contratto petrolifero in vista del trasferimento delle operazioni al partner iraniano (giacimento di Darquain). Eni ritiene che tale attività residua e l'import di greggio iraniano per il rimborso dei crediti in essere verso controparti di Stato non rappresentino violazioni delle leggi USA e delle risoluzioni UE volte a colpire l'Iran e chiunque conduca affari in Iran o con controparti iraniane.

Altro Paese a rischio per Eni è la Nigeria dove da alcuni anni avvengono continui atti di sabotaggio, furti, attentati alla sicurezza e altre forme di danni che coinvolgono le installazioni produttive della Società in particolare nell'area onshore del Delta del Niger. L'intensificarsi di questo tipo di eventi e la loro ricorrenza ha compromesso quasi del tutto la capacità del Gruppo di condurre in sicurezza le attività petrolifere in tali zone.

Complessivamente, Eni ha stimato una perdita di produzione di

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

circa 110 mila boe/giorno a tutto il 2013 a causa degli eventi descritti, in particolare, in Libia, Nigeria e Algeria riconducibili al rischio Paese.

L'incertezza circa l'evoluzione a breve/medio termine del quadro socio-politico in Libia e il venir meno delle condizioni di sicurezza in Nigeria hanno indotto il management ad adottare ipotesi prudenziali nella proiezione dei livelli produttivi Eni in questi due Paesi che sono previsti sugli stessi livelli del 2013 per i prossimi due anni.

### 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 connesso alla perforazione di pozzi sterili o alla 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 dei giacimenti in produzione, 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 negati sui cash flow e i risultati attesi.

Tra la fase esplorativa di successo 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 fattore di rischio aggiuntivo considerato che Eni è impegnata in misura importante nella realizzazione di progetti di sviluppo nell'offshore profondo e in ambienti remoti e ostili quali l'Artide e il Mar Caspio. Pertanto, la redditività dei progetti è esposta alla volatilità del prezzo del petrolio e all'aumento dei costi di sviluppo e produzione. Il management stima che l'industria registra 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. La gravità degli incidenti legati a fuoriuscite d'idrocarburi, esplo-

sioni, collisioni marine, rischi geologici quali inattese condizioni di pressione e temperature nel giacimento, malfunzionamenti delle apparecchiature e altri eventi negativi è potenzialmente tale da poter causare perdite di vite umane, danni ambientali e conseguentemente oneri e passività di ammontare straordinario con impatti negativi rilevanti sul business, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive di sviluppo del Gruppo e sulla reputazione. Tali rischi sono particolarmente avvertiti nelle operazioni offshore e deep offshore, per le quali è oggettivamente più difficile intervenire in caso di incidenti, in modo speciale in ecosistemi sensibili quali il Golfo del Messico, il Mar Caspio e l'Artide (che comprende il Mare di Barents e l'Alaska), dove il Gruppo svolge attività di trivellazione per la ricerca e lo sviluppo d'idrocarburi. Nel 2013 Eni ha derivato circa il 55% della produzione di idrocarburi dell'anno da installazioni offshore.

Sono eseguite analisi specifiche con riguardo alle situazioni potenzialmente più critiche e all'individuazione delle misure di mitigazione più idonee al contenimento del rischio blow-out. Eni mantiene un controllo rigoroso su analisi del rischio geologico, design e 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, focus sulle tecnologie di produzione (materiali, attrezzature), procedure avanzate di controllo con la visualizzazione e il trasferimento dei dati in tempo reale presso la sede (Real Time Drilling Center) e il potenziamento dei programmi di training.

I driver fondamentali per la mitigazione di tali rischi sono rappresentati in generale dalla qualità e tipologia 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 condizioni di elevata pressione che sono i più rischiosi dal punto di vista operativo. In particolare il Gruppo prevede un'incidenza del 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 il management pianifica di incrementare la produzione operata lorda del 33% rispetto ai livelli correnti a circa 3,7 milioni di boe/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 HS&E

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 che possono avere conseguenze dannose per le persone e per l'am-

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



biente. Le cause potrebbero essere guasti tecnici, malfunzionamenti, errori umani, perdite di contenimento, collisioni con navi con possibili conseguenze quali esplosioni, incendi, fuoriuscite di greggio e gas dai pozzi, rilascio di contaminanti, emissioni nocive (v. anche il paragrafo che segue "Rischi specifici dell'attività Oil & Gas"). L'ambito di tali rischi è influenzato dalla geografia e dalle condizioni climatiche dei contesti territoriali, dalla presenza di ecosistemi sensibili e di specie protette e dalla complessità tecnica delle attività industriali. Per questi motivi le attività del settore petrolifero sono soggette al rispetto di norme e leggi severe a tutela dell'ambiente, della salute e della sicurezza, sia a livello nazionale sia da protocolli e 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 di specie, habitat e servizi ecosistemici, richiamando i gestori ad adempimenti sempre più rigorosi e stringenti in termini di controlli, monitoraggi ambientali e misure di prevenzione. 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.

Eni si è dotata di sistemi gestionali integrati, standard di sicurezza e pratiche operative di elevata qualità e affidabilità per assicurare il rispetto della regolamentazione ambientale e per tutelare l'integrità delle persone, dell'ambiente, delle operations e delle comunità che sono interessate dalle attività industriali. Ciononostante, il rischio potenziale di eventi dannosi di proporzioni anche rilevanti, anche se può essere ridotto fino a risultare estremamente improbabile, non può essere eliminato del tutto. L'accadimento di un tale tipo di rischio potrebbe comportare rilevanti impatti sulla gestione Eni, sui risultati economici e finanziari, sulle prospettive e sulla reputazione.

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. Eni è esposta in misura rilevante a tale rischio in Italia, dove, a eccezione delle attività di ricerca e produzione d'idrocarburi, è concentrata la maggior parte dei siti industriali in produzione o presso i quali ha condotto in passato attività minero-metallurgiche e chimiche. Tali siti sono stati progressivamente dismessi, chiusi, smantellati o ristrutturati. Presso questi siti Eni è stata chiamata da vari enti pubblici (il Ministero dell'Ambiente, enti locali o altri), anche attraverso la citazione innanzi alla giustizia amministrativa o civile, a realizzare interventi di bonifica dei terreni e delle falde e di ripristino dell'ambiente che si presumono essere stati inquinati o alterati dalle attività industriali svolte in passato dal Gruppo. Nonostante Eni abbia reso la dichiarazione di "proprietario non colpevole" poiché non si ritiene responsabile per il superamento di parametri d'inquinamento tollerati dalle leggi di allora e sia subentrato in molti casi ad altri operatori nella gestio-

ne di tali siti, non si può escludere che Eni non possa incorrere in tali passività potenziali.

Il Bilancio Eni accoglie i costi che dovrà sostenere in futuro 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, a prescindere dall'eventuale quota di responsabilità di altri operatori ai quali Eni è subentrato. 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 sui siti d'interesse in base alla normativa ambientale corrente o a futuri sviluppi regolatori e dell'esito dei procedimenti amministrativi o giudiziali in corso e ad altri fattori di rischio (v. il punto "Regolamentazione in materia ambientale di cui alla nota n. 34 al Bilancio consolidato).

In riferimento alla responsabilità dell'impresa sui reati ambientali inclusi nel D.Lgs. 231/2001, (rif. D.Lgs. 121/2011), per assicurare il controllo sulla possibilità di commissione di tali reati, Eni ha definito strumenti di controllo operativo per valutare i rischi e monitorare la corretta operatività nell'ambito delle attività sensibili ai sensi del D.Lgs. 231/2001, in tema ambientale.

Il rispetto della biodiversità, la salvaguardia dei servizi ecosistemici e l'uso efficiente e sostenibile 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 identificazione, valutazione e monitoraggio delle tematiche afferenti il cambiamento climatico, le risorse idriche e la biodiversità, nonché di valutazione del rischio emergente. Per recepire efficacemente e tempestivamente le migliori pratiche relativamente alla gestione delle tematiche ambientali, di sicurezza e sociali, Eni è attiva in gruppi di lavoro delle associazioni internazionali di settore (OGP e IPIECA) che mirano a definire linee guida e pratiche operative volte alla riduzione dell'impronta ambientale e sociale delle attività Oil & Gas.

In merito ai cambiamenti climatici, oltre ai rischi di compliance legati all'Emission Trading e all'evoluzione delle politiche sul clima europee (rif. framework su Energia e Clima al 2030) e internazionali (negoziati sull'Accordo post 2020), Eni monitora anche il rischio idrico e gli eventi naturali dei cambiamenti climatici al fine di identificare le migliori strategie di adattamento per il futuro. Sono in corso di approfondimento specifici strumenti di valutazione dei rischi di lungo termine per l'ambiente e iniziative di gestione finalizzate all'adattamento, al cambiamento climatico in supporto all'unità di Risk Management Integrato e alle funzioni di business.

La tutela dell'ambiente si attua in primis identificando le caratteristiche salienti dell'ambiente naturale in cui le attività hanno o avranno luogo in modo da evitare o mitigare il più possibile gli impatti su specie, habitat e servizi ecosistemici fin dai primi stadi del ciclo operativo. L'adozione delle migliori tecnologie disponibili, l'applicazione di pratiche operative sempre più rigorose e stringenti in termini di prevenzione e riduzione dell'inquinamento e la corretta gestione dei rifiuti prodotti consentono poi di gestire in modo efficiente l'attività industriale durante la fase operativa e di perseguire un controllo elevato di tutti i rilasci in

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

funzione delle peculiarità impiantistiche e territoriali. L'adozione estesa in Eni di sistemi di gestione integrati di salute, sicurezza e ambiente 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. Negli ultimi anni i principali Siti di Eni si sono dotati di sistemi informatici in particolare per la gestione dei rifiuti, al fine di migliorare la tracciabilità e il controllo delle operazioni, e quindi ridurre il rischio di violazioni delle norme. Tali sistemi facilitano anche l'individuazione delle soluzioni di smaltimento/recupero più appropriate nel rispetto della gerarchia stabilita dalla Direttiva 2008/98/CE.

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 sul territorio; tale interesse si è concretizzato in sede europea con l'elaborazione da parte della Commissione di una serie di nuove proposte normative come il pacchetto sulla qualità dell'aria. In Italia è stato emanato il Decreto del 24/04/2013 – pubblicato in G.U. il 23/08/13 – recante i criteri metodologici utili per la redazione del rapporto di VDS (valutazione del danno sanitario).

Tali azioni potranno avere come sviluppo l'imposizione ai settori industriali di limiti emissivi ancora più stringenti (in particolare quelli localizzati in prossimità di contesti urbani dichiarati critici dal punto di vista ambientale e sanitario), attraverso il riesame delle AIA (Autorizzazione Integrata Ambientale) emesse, con potenziali effetti economici e occupazionali e potenziali rischi di sanzioni o richieste di risarcimento. Si sta sempre più rafforzando, pertanto, 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 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 in-

formazioni 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 rischio significativo 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 Management System Guideline (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, basandosi sul principio del miglioramento continuo, richiede un ciclo annuale di pianificazione, attuazione, controllo e riesame dei risultati. È inoltre orientata alla prevenzione e protezione dei rischi e al controllo della gestione HSE attraverso l'implementazione di un processo continuo di individuazione, valutazione e mitigazione dei rischi che è alla base della gestione HSE in tutte le fasi di attività di ciascuna unità di business. Esso si attua con l'adozione di sistemi di gestione che tengono conto della specificità delle attività, dei siti e del costante miglioramento degli impianti e dei processi. Inoltre Eni si è dotata di un sistema di controllo dei rischi HSE 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 finalizzati alla verifica del sistema di gestione della sicurezza di processo (downstream) o alla verifica dell'efficacia delle barriere preventive e mitigative contro gli effetti dei rischi di processo (upstream);
- audit per tematiche/attività/processi specifici (es. audit a seguito di segnalazioni, infortuni o incidenti).

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 in cui sono definiti ruoli e risorse deputate all'attuazio-

ne. È emblematica l'azione di Eni in Nigeria, in cui, a fronte del permanere dei fenomeni di sabotaggio sugli oleodotti, sono stati avviati progetti di ricerca quali l'"Anti-intrusion innovative technologies deployment" volti a sviluppare nuove tecnologie per contrastare e ridurre il fenomeno "oil theft". È anche in corso la valutazione e la predisposizione di sistemi di monitoraggio in remoto delle condotte per aumentare l'accuratezza della localizzazione degli spill e, di conseguenza, per favorire la tempestività degli interventi di contenimento e riparazione.

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 di Macondo verificatosi nel 2010 nel 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. Gli Stati Uniti hanno aumentato il livello della sicurezza riorganizzando la propria agenzia per l'ambiente, modificando le norme di sicurezza e avviando un Sistema di Gestione Ambientale (SEMS) obbligatorio per tutti i gestori. Inoltre l'industria ha istituito il Centro per la sicurezza in mare aperto a Houston per sostenere la verifica delle pratiche di SEMS. 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.

La risposta internazionale delle oil company a Macondo ha compreso anche l'avvio di alcuni Joint Industry Project (JIP) in ambito di oil spill response. Eni partecipa attivamente ai JIP promossi da OGP e IPIECA e in collaborazione con altre oil companies. Eni sta inoltre sviluppando tecnologie proprietarie volte sia a ridurre il rischio di incidenti sia ad accelerare il recupero di eventuale olio sversato a mare.

A livello europeo è stata emessa il 12 giugno 2013 la direttiva 2013/30/EU sulla sicurezza delle operazioni Oil & Gas offshore

avente lo scopo di sostituire le esistenti legislazioni nazionali e uniformare l'approccio legislativo a livello europeo. Le nuove disposizioni riguardano le installazioni offshore fisse e mobili, produttive o di perforazione, future ed esistenti. La concessione del titolo minerario è subordinata alla valutazione della capacità tecnica e finanziaria dell'operatore di far fronte ad incidenti significativi e alle responsabilità legali che ne derivano. L'operatore deve elaborare un Rapporto sui Rischi Significativi per ogni fase rilevante del ciclo di vita dell'asset. È stabilita a livello di Autorità nazionali la separazione delle funzioni aventi competenza su sicurezza e ambiente (Autorità Competente) dalle funzioni che si occupano di sviluppo economico delle risorse naturali e di assegnazione dei titoli minerari. È stabilita la partecipazione pubblica in sede di rilascio delle autorizzazioni delle attività esplorative e l'informazione pubblica per le attività successive.

Eni, in consorzio con le principali major, ha attivato un agreement con Wild Well Control, per l'utilizzo del "Global Subsea Well Containment equipment" e con Oil Spill Response (OSRL) per lo stoccaggio di 5.000 mc di materiale antinquinamento. L'attrezzatura è in grado di essere trasportata via aerea in tutte le regioni ove Eni ha operazioni deep water. Eni ha inoltre definito specifiche procedure per l'identificazione, gestione e controllo di pozzi critici (HP/HT e deep water).

Inoltre Eni, in virtù del Memorandum of Understanding, siglato ad agosto 2012 con Regional Marine Pollution Emergency Response Centre for the Mediterranean Sea (REMPEC) e Department of Merchant Shipping of Cyprus (DMS), sta contribuendo al progetto "Mediterranean Decision Support System for Marine Safety (MEDSS-4MS) dedicato al rafforzamento della sicurezza marittima tramite la mitigazione del rischio e degli impatti associati agli oil spill nell'area del Mediterraneo che si concluderà nel 2015.

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 dalle aree costiere protette per le istanze di concessione di coltivazione idrocarburi, già formalmente presentate alla data di introduzione del D.Lgs. 128/2010.

La Legge n. 134 del 7/8/2012, art. 35 ha confermato il limite delle 12 miglia, estendendolo a tutte le coste, specificando che dalle restrizioni sono fatti salvi i procedimenti concessori che erano in corso alla data di entrata in vigore del D.Lgs. 128/2010 del 2010.

## 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. Il management non prevede alcun apprezzabile miglioramento nello scenario di mercato e nella domanda a breve medio termine. Nel 2013 i consumi di gas hanno registrato una contrazione del 7% in Italia e dell'1% in Europa a causa della recessione e della crisi

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

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 considerazione di tali trend fondamentali il management ha rivisto al ribasso le previsioni di crescita a medio termine: nel prossimo quadriennio è atteso un tasso d'incremento medio dei consumi inferiore all'1% in Italia e in Europa con volumi target al 2017 rispettivamente di circa 70 e 490 miliardi di metri cubi (rispetto a previsioni di crescita del 2-2,3% in media del piano precedente). Si osserva che il livello assoluto della domanda europea di gas previsto nel 2017 è inferiore di circa 50 miliardi di metri cubi rispetto al livello pre-crisi registrato nel 2008 a testimonianza di fenomeni di vera e propria "distruzione di domanda". Nel 2008 il consensus di mercato vedeva la domanda gas al 2017 pari a circa 100 miliardi di metri cubi in Italia e circa 600 miliardi in Europa. Sulla base di tali previsioni di crescita, rivelatesi ampiamente sopravvalutate, gli operatori europei impegnati nella commercializzazioni di gas all'ingrosso [midstreamer] avevano stipulato con i Paesi produttori prospicienti l'Europa (Russia, Algeria, Libia, Norvegia e Paesi Bassi) contratti di approvvigionamento di gas di lungo termine con clausole take-or-pay con i quali si sono assunti il rischio volume e sostenuto i relativi investimenti di espansione della capacità di importazione delle pipeline.

Le ridotte opportunità di vendita a causa della contrazione della domanda causata in particolare dal crollo dei consumi termoelettrici, la rivoluzione dello shale gas USA con il conseguente dirottamento di rilevanti flussi mondiali di GNL verso altri mercati, e i potenziamenti delle dorsali d'importazione da Russia e Algeria realizzati negli anni pre-crisi e dei terminali di ricezione del GNL hanno modificato in maniera strutturale le dinamiche competitive e gli economics del settore europeo del gas. Gli operatori del gas sono stati spiazzati da un lato dalle rigidità dei contratti di approvvigionamento long-term, dall'altro dallo sviluppo di Hub molto liquidi favoriti dall'oversupply. I prezzi spot del gas quotati presso tali Hub sono diventati il benchmark di riferimento nelle contrattazioni bilaterali di fornitura in luogo delle formule indicizzate al prezzo degli idrocarburi. Nonostante un certo assorbimento dell'eccesso di GNL 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. In tale scenario, i margini del gas degli intermediari sono stati compressi 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 in un mercato in contrazione a competere in maniera ancora più aggressiva sulla leva prezzo (v. paragrafo successivo sui rischi dei contratti di take-or-pay). Di tale situazione hanno tratto beneficio i clienti di grandi dimensioni ed evoluti che riescono a ottenere condizioni economiche e di flessibilità più vantaggiose grazie all'ampia disponibilità di gas spot. Nel corso del 2013 il mercato Italia ha registrato il crollo senza precedenti dei prezzi di vendita spot ai clienti industriali e termoelettrici, scesi sotto i livelli degli Hub continentali a causa del perdurante eccesso di offerta e della

crisi congiunturale. Inoltre le Autorità di regolamentazione del settore hanno modificato le formule di indicizzazione del costo della materia prima nelle tariffe tutelate applicate al segmento residenziale introducendo i prezzi spot rilevati presso gli Hub continentali. Tale sviluppo rappresenta un rischio per la redditività del segmento retail. Simili processi di revisione delle tariffe nel settore residenziale sono incorso in altri paesi dell'UE (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 che ha chiuso il 2013 con la perdita operativa reported di circa €3 miliardi che sconta svalutazioni di asset di circa €2 miliardi in funzione delle ridotte prospettive di redditività. Tali svalutazioni includono circa €920 milioni relativi al parco centrali termoelettriche di Eni che è stato penalizzato dalla contrazione dei margini all'ingrosso dell'energia elettrica prodotta da gas a causa del calo della richiesta elettrica e dell'oversupply alimentata dalla continua crescita del fotovoltaico, dai bassi prezzi del carbone e dei certificati per l'emissione di CO<sub>2</sub>.

Il management prevede che nei prossimi due/tre anni il debole andamento della domanda a causa delle incertezze macroeconomiche e della crisi del termoelettrico, il rischio di rincari del costo oil-linked del gas approvvigionato, il permanere di offerta abbondante e la forte pressione competitiva con la 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 intende rinegoziare il pricing e le altre condizioni di fornitura dei contratti di approvvigionamento di lungo termine, quale principale leva per recuperare la redditività e tutelare la generazione di cassa del business. 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 intende rinegoziare tutti i principali contratti long-term con l'obiettivo di allineare il costo del gas approvvigionato alle condizioni di mercato e ridurre i vincoli di prelievo. 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 arbitro per la definizione delle controversie, il che rende maggiormente incerto l'esito delle stesse. Poiché alcuni 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. Nel corso del 2013 Eni ha finalizzato alcune rinegoziazioni di contratti di approvvigionamento di lungo termine conseguendo benefici economici e maggiore flessibilità operativa.

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 (in particolare nell'area del Pacifico e in Mozambico), al probabile potenzia-

mento delle esportazioni di gas da parte degli USA e agli sviluppi nello shale gas in Europa e Asia.

**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 15 anni con formule prezzo indicizzate al prezzo del petrolio e dei derivati (gasolio, olio combustibile, ecc.). Tali 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) 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). Al momento del ritiro delle quantità pre-pagate, Eni paga 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 di 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 impossibilità a recuperare i volumi pre-pagati in funzione dell'andamento della domanda.

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 2013, Eni ha rilevato deferred cost (al netto degli utilizzi) per l'ammontare complessivo di €1,9 miliardi sostenendo i relativi esborsi finanziari 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 o in leggera flessione nel 2014 e negli anni successivi di piano, il management ritiene che l'adempimento degli obblighi minimi di prelievo nel prossimo quadriennio sia a rischio. Il management intende adottare le opportune iniziative per contenere l'esposizione take-or-pay e

l'associato rischio finanziario 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 la rinegoziazione dei contratti long-term sia dei termini economici per rendere maggiormente competitiva l'offerta Eni sia dei termini di flessibilità per ridurre i vincoli di prelievo, nonché l'utilizzo della leva commerciale e altre azioni innovative con i fornitori al fine di ristrutturare il portafoglio di approvvigionamento.

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 nel lungo termine, 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 negli anni oltre l'orizzonte di piano 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 2011 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%, elevabile al 55% nell'ipotesi di assunzione dell'impegno vincolante alla realizzazione in Italia, entro cinque anni, di 4 miliardi di metri cubi di nuova capacità di stoccaggio. Il superamento delle soglie citate fa scattare l'obbligo in capo all'operatore di procedere a misure di "gas release" a prezzo amministrato nei due anni successivi la violazione per volumi di gas complessivamente non superiori a 4 miliardi di metri cubi.

Eni 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.

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

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

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. 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). Con la delibera n. 196/2013/R/GAS l'AEEG ha riformato le tariffe gas con efficacia ottobre 2013; la nuova struttura della tariffa è così articolata:

1. Componente materia prima basata al 100% sui prezzi spot in luogo dell'indicizzazione a un paniere di contratti long-term o oil-linked;
2. Contestuale introduzione di componenti compensative, per garantire una gradualità nel passaggio:
  - CCR, componente a copertura dei rischi/costi connessi con le attività di approvvigionamento all'ingrosso che prende in considerazione il passaggio al nuovo modello di approvvigionamento;
  - Componente GRAD, destinata per i prossimi 3 anni termici, a tutti i venditori al dettaglio, con il fine di garantire un passaggio graduale dai prezzi oil-linked ai prezzi legati ai mercati spot (come previsto dalla legislazione);
  - Componente APR, introdotta per promuovere una rinegoziazione effettiva dei contratti long-term. Questa componente, calcolata sugli anni termici 2013-2014 e 2014-2015, consiste in un meccanismo di assicurazione proposto su base volontaria ai venditori dotati di contratti di approvvigionamento top di lungo termine. L'implementazione di questa componente e i relativi obblighi per i venditori partecipanti sono ancora in fase di discussione.
3. Riforma delle componenti logistiche (attraverso la riduzione della tariffa di trasporto e il rimborso di quella di stoccaggio);
4. Aumento rilevante dei costi commerciali al dettaglio e dei margini della componente tariffaria.

Il complessivo impatto della riforma consente un punto di equilibrio tra i clienti finali e le esigenze dei venditori.

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.

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, soprattutto quelli del settore Exploration & Production, sono esposti alla volatilità dei prezzi del petrolio e del gas. L'aumento del prezzo degli idrocarburi determina un maggiore utile operativo consolidato; viceversa, in caso di diminuzione del prezzo.

L'esposizione al rischio prezzo delle commodity energetiche riguarda circa il 50% della produzione Eni. Tale esposizione per scelta strategica non è oggetto di sistematica attività di gestione e/o di copertura economica da parte di Eni, salvo particolari situazioni aziendali o di mercato. Della parte residua della produzione, circa il 35% proviene dal recupero dei costi nei contratti di Production Sharing, il quale è isolato dalla volatilità del prezzo poiché garantisce alla compagnia petrolifera il recupero dei costi sostenuti, esponendola a un rischio volume (vedi di seguito). Infine l'esposizione al rischio prezzo di un 8-10% della produzione è compensata dal movimento di segno opposto sui costi di approvvigionamento del settore Gas & Power indicizzati al prezzo del petrolio, a seguito della decisione del management di interrompere la copertura del rischio commerciale relativo alle vendite di gas contrattate o altamente probabili derivante dall'esposizione commodity del costo della materia prima.

Nel 2013 il prezzo del petrolio del Marker Brent ha registrato un valore medio di \$108,7 per barile sostanzialmente in linea rispetto al 2012 (-3%) riflettendo le difficoltà produttive di importanti Paesi e le tensioni geopolitiche in Medio Oriente in un quadro di moderata crescita della domanda e di sviluppo dell'offerta non opec. Questi trend fanno prevedere prezzi sostenuti del Brent nei prossimi uno-due anni, in seguito il prezzo è previsto assestarsi su di un valore di lungo termine di \$90 per barile (termini reali 2017). Il prezzo gas ha continuato a essere penalizzato dall'eccesso di offerta e dalla debolezza della domanda nei mercati europei 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 2014-2017 Eni prevede un programma d'investimenti di €54 miliardi, di cui l'82% dedicati alla ricerca e sviluppo delle riserve di petrolio e gas con una flessione del 5% a parità di target produttivi rispetto al piano precedente per effetto di una maggiore selettività nelle decisioni di spesa.

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 produc-

tion 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 diminuisce 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 2013. La sensitivity può cambiare in futuro.

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 2013 l'attività di raffinazione Eni ha registrato per il terzo anno consecutivo una perdita operativa in un quadro di estrema volatilità dei margini. Le quotazioni dei prodotti finiti, a causa della contrazione della domanda, eccesso di capacità e pressione competitiva nell'area del Mediterraneo dai flussi di importazione di prodotto raffinato da Russia e Asia, hanno determinato un valore della produzione di poco superiore al costo della materia prima e delle utility energetiche indicizzate al costo del greggio e hanno consentito di coprire in minima parte i costi fissi sostenuti. 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 a causa dei fattori strutturali dell'industria e del debole quadro congiunturale con attese di consumi stagnanti, ciò fintantoché le azioni di razionalizzazione della capacità in Europa inizieranno a incidere sul bilanciamento tra domanda e offerta in un orizzonte di medio lungo termine. Sulla base di tali driver riflessi nelle proiezioni di redditività del piano industriale 2014-17, il management ha rilevato svalutazioni dell'importo di circa €600 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 -4%) 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. Di fronte alle difficoltà strutturali dell'industria europea della raffinazione, in particolare nell'area del Mediterraneo, e alla debolezza dei consumi, le prospettive di recupero di redditività del settore Eni Refining & Marketing dipenderanno in misura decisiva dall'efficacia delle azioni manageriali di ottimizzazione e miglioramento.

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 2013 il

business ha registrato per il terzo anno consecutivo una perdita operativa a causa degli elevati costi della materia prima petrolifera non riflessi nei margini dei prodotti e del calo della domanda penalizzata dalla recessione. Le prospettive di breve/medio termine rimangono sfidanti per effetto delle incertezze sulla ripresa della domanda ancorate all'evoluzione del quadro macroeconomico in Europa, dell'andamento del costo della materia prima e delle dinamiche competitive. In particolare oltre all'azione dei competitors asiatici e mediorientali, è prevedibile un recupero di quota di mercato dei produttori nordamericani favoriti dagli sviluppi dello shale gas che assicura una materia prima a basso costo. Per contrastare i deficit strutturali del proprio business petrolchimico e recuperare l'equilibrio economico nel medio termine, il management Eni ha avviato una strategia che fa leva sulla progressiva riduzione del peso dei business commodity con la ristrutturazione dei siti industriali meno competitivi. Sarà perseguita la crescita nei segmenti di nicchia, quali elastomeri e stirenici, che hanno dimostrato buona tenuta nel ciclo negativo, l'espansione internazionale nei mercati in crescita del Sud-Est asiatico e lo sviluppo delle produzioni innovative legate alle bioplastiche. Esempio al riguardo è il progetto "Chimica Verde" di Porto Torres che segna l'ingresso di Eni in un settore per il quale si prevedono tassi di crescita interessanti e la contemporanea chiusura di un sito in perdita strutturale. Il progetto in joint venture con Novamont prevede l'avvio delle produzioni di bioplastiche nella prima metà 2014. Il recupero di redditività a medio termine del settore chimico di Eni dipenderà in misura decisiva dall'efficacia delle azioni di diversificazione e "turn around" e dal continuo miglioramento dell'efficienza.

Il settore Ingegneria & Costruzioni è esposto alla ciclicità del prezzo del petrolio, considerato che le oil majors tendono a ridurre o a riprogrammare lo spending in esplorazione e sviluppo nelle fasi deboli del ciclo, e alle incertezze sull'andamento dell'economia globale che frenano le decisioni finali d'investimento e la tempistica di avvio dei progetti da parte dei committenti di impianti. Il settore Ingegneria & Costruzioni ha adottato una strategia di diversificazione del portafoglio di attività puntando ad acquisire un solido posizionamento nel segmento dei grandi progetti upstream in ambienti complessi e a elevato contenuto tecnologico, che hanno dimostrato una minore esposizione alle ciclicità del mercato. Questa strategia fa leva sui punti di forza del business, rappresentati dalla disponibilità di mezzi navali di perforazione e costruzione tra i più avanzati al mondo, competenza del personale e contenuto locale. Tuttavia nel 2013 il settore Ingegneria & Costruzioni ha registrato una perdita operativa con un netto peggioramento rispetto all'utile operativo di circa €1,5 miliardi dell'anno precedente a causa del generale rallentamento dell'attività e della rilevazione di perdite straordinarie su commesse riguardanti la realizzazione di complessi industriali onshore. Per fare fronte alle criticità gestionali e commerciali riscontrate nel corso del 2013, il management ha implementato importanti cambiamenti organizzativi, una strategia commerciale maggiormente selettiva e un rinnovato focus sulle operazioni. Il 2014 sarà un anno di transizione per Saipem con un ritorno alla profittabilità, la cui entità dipenderà oltre che dalla velocità di acquisizione dalle gare in corso, anche dall'efficace gestione operativa e commerciale dei contratti a bassa marginalità ancora presenti in portafoglio.

Eni Relazione Finanziaria Annuale / Commento ai risultati e altre informazioni

## Evoluzione prevedibile della gestione

L'outlook 2014 è caratterizzato da un moderato rafforzamento della ripresa economica globale sulla quale tuttavia pesano le incertezze dovute alla debole crescita in Europa e ai rischi delle economie emergenti. Il prezzo del petrolio è previsto rimanere su valori sostenuti per effetto dei rischi geopolitici e dei conseguenti problemi produttivi in alcuni importanti Paesi, in un quadro di bilanciamento della domanda e dell'offerta di greggio. Lo scenario competitivo rimarrà sfidante a causa del perdurare dei deboli fondamentali nelle industrie europee del gas, della raffinazione e della chimica. In questi settori il management non prevede alcun apprezzabile recupero della domanda, mentre la concorrenza e l'eccesso di offerta/capacità eserciteranno una forte pressione sui margini. Sulla base di tale outlook, il management conferma le strategie mirate al progressivo riequilibrio economico e finanziario nei settori G&P, R&M e nella Chimica grazie al contenimento dei costi, la rinegoziazione dei contratti gas di lungo termine, le ristrutturazioni/riconversioni di capacità e l'innovazione commerciale e di prodotto.

Di seguito le previsioni del management sulle principali metriche dei business Eni:

- **produzione d'idrocarburi:** è prevista sostanzialmente in linea rispetto al 2013 al netto dell'effetto della cessione dell'interesse Eni nella joint venture Artic Russia;
- **vendite di gas:** sono previste in leggera flessione rispetto al

2013. Il management intende puntare sull'innovazione commerciale sia nel segmento grandi clienti sia in quello retail per contrastare la pressione competitiva considerato il perdurare dell'eccesso di offerta, in particolare in Italia;

- **lavorazioni in conto proprio:** sono previste in leggera riduzione rispetto al 2013 per effetto dell'entrata a regime dell'unità a tecnologia Eni Slurry (EST) presso il Sito di Sannazzaro che compenserà minori volumi dovuti alla riduzione di capacità;
- **vendite di prodotti petroliferi rete in Italia e Resto d'Europa:** sono previste in leggera flessione rispetto al 2013 a causa dell'attesa contrazione della domanda in Italia e degli effetti delle azioni di riorganizzazione della rete in Italia ed Europa;
- **Ingegneria & Costruzioni:** il 2014 sarà un anno di transizione con un ritorno alla profittabilità la cui entità dipenderà oltre che dalla velocità di acquisizione dalle gare in corso, anche dall'efficace gestione operativa e commerciale dei contratti a bassa marginalità ancora presenti in portafoglio.

Nel 2014 il management prevede un livello di spending per gli investimenti sostanzialmente in linea rispetto al 2013 (€12,75 miliardi l'ammontare degli investimenti tecnici e €0,32 miliardi quello di investimenti finanziari del consuntivo 2013). Il leverage a fine 2014, assumendo un prezzo del Brent medio annuo di 104 \$/barile, è previsto sostanzialmente in linea con il livello di fine 2013 per effetto della gestione industriale e di portafoglio.