

80901_1522

Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili, rispettivamente di €456 milioni e €165 milioni riguardano essenzialmente: (i) la cessione del 100% delle società consolidate Eni Česká Republika Sro, Eni Romania Srl ed Eni Slovensko Spol Sro che operano nelle attività di Refining & Marketing rispettivamente nella Repubblica Ceca, in Romania e in Slovacchia e il 32,445% (intera quota posseduta) della partecipazione in Česká Rafinérská AS (CRC), società attiva nel settore della raffinazione nella Repubblica Ceca. Le tre società e la partecipazione in CRC sono state classificate nelle attività destinate alla vendita a seguito della stipula nel maggio 2014 di un accordo vincolante di acquisto da parte di operatori petroliferi locali, il cui perfezionamento è soggetto ad alcune condizioni sospensive, tra le quali, l'approvazione da parte delle competenti autorità antitrust europee. I valori d'iscrizione di tali attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili sono stati allineati al minore tra il valore di libro e il previsto prezzo di cessione e ammontano rispettivamente a €367 milioni (di cui attività correnti €207 milioni) e €165 milioni (di cui passività correnti €148 milioni). Eni rimarrà attiva nei tre Paesi nella commercializzazione dei lubrificanti extrarete; (ii) la cessione del 20% (intera quota posseduta) delle partecipazioni in Fertilizantes Nitrogenados de Oriente CEC e Fertilizantes Nitrogenados de Oriente SA, società attive nella produzione di fertilizzanti in Venezuela. Il valore di libro delle partecipazioni ammonta a €69 milioni; (iii) la cessione del 76% della partecipazione in Inversora de Gas Cuyana SA (intera quota posseduta), il 6,84% della partecipazione in Distribuidora de Gas Cuyana SA (intera quota posseduta), il 25% della partecipazione in Inversora de Gas del Centro SA (intera quota posseduta) e il 31,35% della partecipazione in Distribuidora de Gas del Centro SA (intera quota posseduta). Le società operano nel settore della distribuzione e commercializzazione del gas naturale in Argentina. Il valore di libro delle partecipazioni ammonta a €10 milioni.

Le principali cessioni avvenute nel corso del 2014 hanno riguardato la partecipazione in Artic Russia BV per un valore di libro di €2.131 milioni.

Patrimonio netto

Interessenze di terzi

L'utile netto e il patrimonio netto relativo alle Interessenze di terzi sono riferiti alle seguenti imprese:

(€ milioni)	Utile netto		Patrimonio netto	
	2013	2014	31.12.2013	31.12.2014
Saipem SpA	(190)	(345)	2.748	2.398
Altre	(11)	(96)	91	57
	(201)	(441)	2.839	2.455

Patrimonio netto di Eni

Il patrimonio netto di Eni si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.201	6.201
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(154)	(284)
Riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	81	11
Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(72)	(122)
Altre riserve	296	207
Riserva per differenze cambio da conversione	(688)	4.020
Azioni proprie	(201)	(581)
Utili relativi a esercizi precedenti	46.626	46.067
Acconto sul dividendo	(1.993)	(2.020)
Utile dell'esercizio	5.160	1.291
	58.210	59.754

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2014, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 ed è rappresentato da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (stessi ammontari al 31 dicembre 2013).

L'8 maggio 2014 l'Assemblea ordinaria e straordinaria degli azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la distribuzione del dividendo di €0,55 per azione, con esclusione delle azioni proprie in portafoglio alla data di stacco cedola, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2013 di €0,55 per azione; il saldo del dividendo è stato messo in pagamento il 22 maggio 2014, con data di stacco il 19 maggio 2014 e record date il 21 maggio 2014. Il dividendo complessivo per azione dell'esercizio 2013 ammonta perciò a €1,10; (ii) la revoca, per la parte non ancora eseguita alla data dell'Assemblea, dell'autorizzazione al Consiglio di Amministrazione all'acquisto di azioni proprie deliberata dall'Assemblea il 10 maggio 2013; (iii) l'auto-

80901/523

rizzazione al Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell'art. 2357 del Codice Civile, ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario – in una o più volte e comunque entro 18 mesi dalla data della delibera – fino a un massimo di numero 363.000.000 azioni ordinarie Eni e per un ammontare comunque non superiore a €6.000 milioni, comprensivi rispettivamente del numero e del controvalore delle azioni proprie acquistate successivamente alla delibera assembleare di autorizzazione all'acquisto di azioni proprie del 16 luglio 2012, a un corrispettivo unitario non inferiore a €1,102 e non superiore al prezzo ufficiale di Borsa registrato dal titolo nella seduta di Borsa precedente ogni singola operazione, aumentato del 5% secondo le modalità operative stabilite nei regolamenti di organizzazione e gestione di Borsa Italiana SpA. Al fine di rispettare il limite previsto dal terzo comma dell'art. 2357 del Codice Civile, il numero di azioni da acquistare e il relativo ammontare terranno conto del numero e dell'ammontare delle azioni Eni già in portafoglio.

Riserva legale

La riserva legale di Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del codice civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo. La riserva ha raggiunto l'ammontare massimo richiesto dalla legge.

Riserva per acquisto di azioni proprie

La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti. L'ammontare di €6.201 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2013) comprende il valore di libro delle azioni proprie acquistate di €581 milioni.

Riserva fair value strumenti finanziari derivati Cash Flow Hedge, riserva fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita e riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti.

Le riserve per valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge, per valutazione al fair value degli strumenti finanziari disponibili per la vendita e per piani a benefici definiti per i dipendenti, al netto del relativo effetto fiscale, si analizzano come segue:

(€ milioni)	Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge			Strumenti finanziari disponibili per la vendita			Riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti			Totale		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2012	(25)	9	(16)	148	(4)	144	(138)	50	(88)	(15)	55	40
Variazione dell'esercizio 2013	(301)	93	(208)	9		9	55	(38)	17	(237)	55	(182)
Differenze cambio							(2)	1	(1)	(2)	1	(1)
Utilizzo a conto economico	102	(32)	70	(74)	2	(72)				28	(30)	(2)
Riserva al 31 dicembre 2013	(224)	70	(154)	83	(2)	81	(85)	13	(72)	(226)	81	(145)
Variazione dell'esercizio 2014	(69)	12	(57)	7	(1)	6	(68)	19	(49)	(130)	30	(100)
Differenze cambio							(1)		(1)	(1)		(1)
Utilizzo a conto economico	(91)	18	(73)	(77)	1	(76)				(168)	19	(149)
Riserva al 31 dicembre 2014	(384)	100	(284)	13	(2)	11	(154)	32	(122)	(525)	130	(395)

La riserva relativa agli strumenti finanziari disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale di €11 milioni è riferita alla valutazione al fair value di titoli (€5 milioni al 31 dicembre 2013). La riserva al 31 dicembre 2013 relativa alla valutazione al fair value di Galp Energia SGPS SA di €76 milioni è stata utilizzata a conto economico a seguito della cessione dell'8,15% delle azioni. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 19 – Partecipazioni.

La riserva per piani a benefici definiti per i dipendenti negativa per €122 milioni (negativa per €72 milioni al 31 dicembre 2013), al netto dell'effetto fiscale, è riferita per €1 milione (negativa per €1 milione al 31 dicembre 2013) alle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto.

Altre riserve

Le altre riserve di €207 milioni (€296 milioni al 31 dicembre 2013) si analizzano come segue:

- per €247 milioni riguardano l'incremento del patrimonio netto di competenza Eni in contropartita alle interessenze di terzi determinatosi a seguito della vendita da parte di Eni SpA di Snamprogetti SpA a Saipem Projects SpA, entrambe incorporate da Saipem SpA (stesso ammontare al 31 dicembre 2013);
- per €63 milioni riguardano le riserve di capitale di Eni SpA (€157 milioni al 31 dicembre 2013);
- per €18 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito della cessione di azioni proprie da parte di Saipem a fronte dell'esercizio di stock option da parte dei dirigenti (stesso ammontare al 31 dicembre 2013);
- per €5 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 47,60% di interessenze di terzi relative a Tígáz Zrt (stesso ammontare al 31 dicembre 2013);
- negative per €2 milioni riguardano la quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto (negativa per €7 milioni al 31 dicembre 2013);
- negative per €124 milioni riguardano l'effetto rilevato a riserva a seguito dell'acquisto del 45,97% di interessenze di terzi relative ad Altergaz SA, ora Eni Gas & Power France SA (stesso ammontare al 31 dicembre 2013).

80901/524

Riserva per differenze cambio

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro.

Azioni proprie

Le azioni proprie ammontano a €581 milioni (€201 milioni al 31 dicembre 2013) e sono rappresentate da n. 33.045.197 azioni ordinarie Eni (n. 11.388.287 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2013) possedute da Eni SpA.

Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo di €2.020 milioni riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2014 di €0,56 per ciascuna azione in circolazione alla data di stacco cedola, deliberato il 17 settembre 2014 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del codice civile e messo in pagamento a partire dal 25 settembre 2014 con data di stacco cedola fissata al 22 settembre 2014.

Riserve distribuibili

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2014 comprende riserve distribuibili per circa €49,3 miliardi.

Prospetto di raccordo del risultato dell'esercizio e del patrimonio netto di Eni SpA con quelli consolidati

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2013	2014	31.12.2013	31.12.2014
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	4.414	4.455	40.743	40.529
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	1.519	(3.548)	21.093	22.913
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile	(499)	(16)	324	383
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	(256)	(573)	948	(44)
- eliminazione di utili infragruppo	218	770	(2.366)	(1.604)
- imposte sul reddito differite e anticipate	(440)	(238)	295	18
- altre rettifiche	3		12	14
	4.959	850	61.049	62.209
Interessenze di terzi	201	441	(2.839)	(2.455)
Come da bilancio consolidato	5.160	1.291	58.210	59.754

Altre informazioni**Principali acquisizioni****Acam Clienti SpA**

Nel 2014 è stato acquisito il pacchetto azionario di controllo del 51% di Acam Clienti SpA. La società opera nella commercializzazione di gas ed energia elettrica nella provincia di La Spezia. Eni, dopo l'acquisizione, possiede il 100% del capitale della società. L'allocazione del valore complessivo di €30 milioni alle attività e passività acquisite è stata effettuata in via definitiva.

Liverpool Bay Ltd

Nel 2014 è stato acquisito il 100% di Liverpool Bay Ltd che detiene il 46,1% del campo Oil & Gas in produzione Liverpool Bay. L'acquisizione non costituisce una step acquisition perché Eni già precedentemente deteneva una quota del 53,9% del campo Liverpool Bay e con l'acquisizione della società Liverpool Bay Ltd ha raggiunto il 100% di partecipazione nel campo e l'operatorship. L'allocazione del valore complessivo di €21 milioni alle attività e passività acquisite è stata effettuata in via definitiva.



8090.11/525

(€ milioni)	Acam Clienti SpA		Liverpool Bay Ltd	
	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo	Ante allocazione del costo	Post allocazione del costo
Attività correnti	60	60	36	36
Goodwill	8	32		35
Altre attività non correnti			320	320
Attività acquisite	68	92	356	391
Passività correnti	61	61	34	34
Passività nette per imposte differite			48	48
Fondi per rischi e oneri			288	288
Altre passività non correnti	1	1		
Passività acquisite	62	62	370	370
Valore corrente della quota di partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo	(3)	(15)		
Patrimonio netto di Gruppo acquisito	3	15	(14)	21

Informazioni supplementari del Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2012	2013	2014
Analisi degli investimenti in imprese entrate nell'area di consolidamento e in rami d'azienda			
Attività correnti	108	51	96
Attività non correnti	171	39	265
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	46	(12)	(19)
Passività correnti e non correnti	(99)	(36)	(291)
Effetto netto degli investimenti	226	42	51
Valore corrente della quota di partecipazioni possedute prima dell'acquisizione del controllo		(8)	(15)
Totale prezzo di acquisto	226	34	36
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(48)	(9)	
Flusso di cassa degli investimenti	178	25	36
Analisi dei disinvestimenti di imprese uscite dall'area di consolidamento e rami d'azienda			
Attività correnti	2.112	47	5
Attività non correnti	18.740	41	2
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(12.443)	23	
Passività correnti e non correnti	(4.123)	(69)	(2)
Effetto netto dei disinvestimenti	4.286	42	5
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo	(943)		
Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	2.021	3.359	(5)
Interessenze di terzi	(1.840)		
Totale prezzo di vendita	3.524	3.401	
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(3)		
Flusso di cassa dei disinvestimenti	3.521	3.401	

Gli investimenti del 2014 riguardano l'acquisizione del 51% di Acam Clienti SpA e del 100% di Liverpool Bay Ltd.
I disinvestimenti 2014 riguardano la cessione di un ramo d'azienda.

Garanzie, impegni e rischi

80901/526

Garanzie

Le garanzie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013			31.12.2014		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate consolidate		11.930	11.930		13.214	13.214
Imprese controllate non consolidate		160	160		180	180
Imprese in joint operation consolidate		48	48		14	14
Imprese in joint venture e collegate	6.272	124	6.396	6.272	99	6.371
Altri	2	174	176	2	197	199
	6.274	12.436	18.710	6.274	13.704	19.978

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate consolidate di €13.214 milioni (€11.930 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €9.074 milioni (€7.858 milioni al 31 dicembre 2013), di cui €5.945 milioni relativi al settore Ingegneria & Costruzioni (€4.920 milioni al 31 dicembre 2013); (ii) rimborso di crediti IVA da parte dell'Amministrazione finanziaria per €1.567 milioni (€1.387 milioni al 31 dicembre 2013); (iii) rischi assicurativi per €179 milioni che Eni ha riassicurato (€293 milioni al 31 dicembre 2013). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €13.162 milioni (€11.749 milioni al 31 dicembre 2013).

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate non consolidate di €180 milioni (€160 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano contratti autonomi e lettere di patronage rilasciati a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per €167 milioni (€147 milioni al 31 dicembre 2013). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €21 milioni (€29 milioni al 31 dicembre 2013).

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese in joint operation consolidate di €14 milioni (€48 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €5 milioni (€31 milioni al 31 dicembre 2013) relativi al settore Ingegneria & Costruzioni; (ii) rimborso di crediti IVA da parte dell'Amministrazione finanziaria per €3 milioni (€11 milioni al 31 dicembre 2013). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €14 milioni (€48 milioni al 31 dicembre 2013).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese in joint venture e collegate di €6.371 milioni (€6.396 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano principalmente: (i) la fidejussione di €6.122 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2013) rilasciata da Eni SpA a Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) per il puntuale e corretto adempimento del progetto e dell'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno; a fronte della garanzia i partecipanti del Consorzio, escluse le società controllate da Eni, hanno rilasciato a Eni lettere di manleva nonché garanzie bancarie a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate; (ii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €171 milioni (€170 milioni al 31 dicembre 2013); (iii) fidejussioni e altre garanzie personali rilasciate a committenti per partecipazioni a gare d'appalto e per buona esecuzione dei lavori per €21 milioni (€31 milioni al 31 dicembre 2013). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €247 milioni (€284 milioni al 31 dicembre 2013).

Le fidejussioni e le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di €199 milioni (€176 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano principalmente: (i) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc (Eni 13,6%) a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione per €168 milioni (€147 milioni al 31 dicembre 2013); (ii) le garanzie rilasciate a favore di banche e di altri finanziatori per la concessione di prestiti e linee di credito nell'interesse di partecipazioni minori o imprese cedute per €8 milioni (€10 milioni al 31 dicembre 2013). L'impegno effettivo a fronte delle suddette garanzie è di €186 milioni (€162 milioni al 31 dicembre 2013).

Impegni e rischi

Gli impegni e rischi si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2013	31.12.2014
Impegni	14.200	15.276
Rischi	377	415
	14.577	15.691

Gli impegni di €15.276 milioni (€14.200 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano principalmente: (i) le parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in €11.112 milioni (€9.804 milioni al 31 dicembre 2013); (ii) l'impegno assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Angola LNG Supply Service Llc per l'acquisto del gas rigassificato al terminale di Pascagoula (USA) per 20 anni (fino al 2031). L'impegno contrattuale è stimato in €2.431 milioni (€2.228 milioni al 31 dicembre 2013) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indi-

80901/524

cati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (iii) l'impegno contrattuale assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Gulf LNG Energy per l'acquisizione della capacità di rigassificazione del terminale di Pascagoula (USA) per 5,8 miliardi di metri cubi/anno per 20 anni (fino al 2031). L'impegno contrattuale previsto è stimato per un ammontare di €1.137 milioni (€1.059 milioni al 31 dicembre 2013) ed è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità"; (iv) gli impegni di acquisto e vendita relativi a strumenti finanziari derivati su valute con fair value pari a zero al 31 dicembre 2014 rispettivamente per €120 milioni e €116 milioni; (v) l'impegno contrattuale residuo assunto da Eni USA Gas Marketing Llc verso la società Cameron LNG Llc del gruppo Semptra per l'acquisto di capacità di rigassificazione del terminale di Cameron (USA) per circa 6 miliardi di metri cubi/anno e per il trasporto gas alla rete americana fino al 2017. Gli impegni contrattuali stimati in €200 milioni (€942 milioni al 31 dicembre 2013) sono valorizzati nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità". La riduzione degli impegni è conseguente alla revisione degli accordi contrattuali con Cameron LNG Llc che hanno determinato la chiusura anticipata degli impegni Eni dal 2029 al 2017 a seguito dell'ottenimento nel 2014 da parte di Cameron LNG Llc delle autorizzazioni dalle competenti autorità statunitensi per la conversione dell'impianto da unità di rigassificazione a liquefazione e all'esportazione del relativo GNL. Sulla base dei nuovi accordi con Semptra, il fondo rischi stanziato in bilancio a fronte della perdita attesa dall'esecuzione del contratto è stato oggetto di parziale utilizzo per esubero; (vi) gli impegni, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, derivanti dalla firma del protocollo di intenti stipulato con la Regione Basilicata, connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni SpA nell'area della Val d'Agri per €130 milioni (€138 milioni al 31 dicembre 2013); questo impegno contrattuale è valorizzato nella tabella degli impegni contrattuali fuori bilancio indicati nel successivo paragrafo "Rischio di liquidità".

I rischi di €415 milioni (€377 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano: (i) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €351 milioni (€287 milioni al 31 dicembre 2013); (ii) rischi di custodia di beni di terzi per €64 milioni (€90 milioni al 31 dicembre 2013).

Impegni non quantificabili

La Parent Company Guarantee rilasciata nell'interesse della società a controllo congiunto CARDÓN IV (50% Eni), titolare della concessione del giacimento Perla in Venezuela, per la fornitura a PDVSA GAS del gas estratto fino all'anno 2036, termine della concessione mineraria. Tale garanzia non è quantificabile in modo oggettivo essendo venuta meno, a seguito della revisione degli accordi contrattuali, la clausola di risoluzione unilaterale anticipata prevista inizialmente per Eni con la quantificazione della relativa penale. In caso di inadempimento dell'obbligo di consegna il valore della garanzia sarà determinato secondo la legislazione locale. Il valore complessivo della fornitura in quota Eni pari a circa \$10 miliardi, pur non costituendo un riferimento valido per valorizzare la garanzia prestata, rappresenta il valore teorico massimo del rischio. Analoga garanzia è stata prestata ad Eni da PDVSA per l'adempimento degli obblighi di ritiro da parte di PDVSA GAS.

Con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI-Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con Treno Alta Velocità – TAV SpA (ora RFI – Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione dei lavori relativi al primo lotto costruttivo della linea ferroviaria AV Milano-Verona, Milano-Brescia. Il suddetto Atto Integrativo vede impegnato, quale General Contractor, il CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due. A tutela della garanzia prestata, il Regolamento del Consorzio CEPAV Due obbliga i consorziati a rilasciare in favore di Eni adeguate manleve e garanzie.

A seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi dovuti agli acquirenti a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Gestione dei rischi finanziari

Rischi finanziari

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal CdA di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

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 di indirizzo" 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 SA, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, 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. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrato tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni. Il rischio di prezzo delle commodity associato alle esposizioni commerciali è trasferito dalle singole unità di business (Divisioni/Società) alla Direzione Midstream che gestisce la componente di rischio mercato in un'ottica di portafoglio, mentre Eni Trading & Shipping SpA assicura la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trading & Shipping SpA (anche per tramite della propria consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trading & Shipping ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza.

809011528

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. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing (ossia riconducibile a operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario. L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di Eni Trading & Shipping e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" 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, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit&Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e 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 centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. 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 di indirizzo" definiscono le regole per una gestione 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, di Soglie di revisione strategia, di Stop Loss e di volumi con riferimento all'esposizione di natura commerciale, gestita centralmente dalla Direzione Midstream, e di trading proprietario, consentita in via esclusiva a 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), concentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Midstream Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità.

Le quattro 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 mercato - 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 i seguenti impatti: sul risultato economico 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 di indirizzo" 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 mercato - 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

80901/529

indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di mercato - Commodity

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di esposizione: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal Consiglio di Amministrazione in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono ad esempio 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 previsti), la porzione del margine di raffinazione che il Consiglio di Amministrazione identifica come esposizione di natura strategica (i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging) e le scorte obbligatorie minime; (ii) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse a impegni di take-or-pay, le componenti non contrattualizzate afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, Soglie di revisione strategia e Stop Loss). All'interno delle esposizioni commerciali si individuano in particolare le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (iii) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery, sia nell'ambito dei mercati fisici, sia dei mercati finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto al verificarsi di un'aspettativa favorevole di mercato, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss). Rientrano nelle esposizioni di trading proprietario le attività di origination qualora queste non siano collegabili ad asset fisici o contrattuali.

Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura, che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management. Tale fattispecie è oggetto di misurazione e monitoraggio ma non è soggetta a specifici limiti di rischio. Previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno).

Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" nel perseguimento degli obiettivi di stabilità dei risultati economici. Le singole Business Unit trasferiscono all'unità di Portfolio Management (Direzione Midstream) il rischio prezzo delle commodity e il connesso rischio cambio economico associato alla propria esposizione; l'unità di Portfolio Management assicura la gestione delle posizioni rivenienti ottimizzando le opportunità di netting e gestendo lo sbilancio sul mercato, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trading & Shipping), per la gestione del rischio commodity, e delle competenti funzioni di finanza operativa, per la gestione del collegato rischio cambio. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF 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, energia elettrica e certificati di emissione. 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 ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

Rischio di mercato - Liquidità strategica

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi quando sono valutati in bilancio al fair value. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una specifica politica di investimento con obiettivi e vincoli, definiti in termini di attività finanziarie investibili e limiti operativi, e principi di governance che regolano la gestione e i sistemi di controllo. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità strategica si propone principalmente di rispondere ai seguenti obiettivi: (i) garantire la flessibilità finanziaria. La liquidità deve consentire a Eni di poter far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie); (ii) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito.

L'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), Stop Loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, duration, classe di rating, liquidità e strumenti investibili. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria o la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013 e per tutto il corso dell'esercizio 2014 il portafoglio investito ha mantenuto un rating medio pari a A/A-, sostanzialmente in linea con quello di Eni.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2014 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2013) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione).

Per quanto riguarda l'attività di gestione della liquidità strategica, la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse viene espressa riportando i valori di "Dollar Value per Basis Point" (DVBP).

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

80901,530

(€ milioni)	2013				2014			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	3,67	1,49	2,07	2,15	4,42	1,29	2,05	2,49
Tasso di cambio ^(a)	0,37	0,07	0,14	0,24	0,23	0,03	0,09	0,12

(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 SA, Banque Eni SA ed Eni Finance USA Inc.

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

(€ milioni)	2013				2014			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	108,13	36,59	59,92	66,44	44,20	4,02	21,46	4,02
Trading ^(b)	7,50	1,36	4,11	2,93	5,57	0,46	3,04	0,87

(a) Il perimetro consiste nella Direzione MidStream (esposizioni originanti dalle aree Refining & Marketing e Gas & Power), Versalis, Eni Trading & Shipping portafoglio Commerciale e consociate estere delle Divisioni operative. Per quanto riguarda la Direzione MidStream a partire dal 2014, a seguito dell'approvazione del CdA Eni in data 12 dicembre 2013, il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR della Direzione MidStream nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, sia su contratti fisici che in strumenti derivati finanziari, fa capo a Eni Trading & Shipping SpA (Londra-Bruxelles-Singapore) ed a ET&S Inc (Houston).

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

(€ milioni)	2013				2014			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica ^(a)	0,12	0,02	0,10	0,11	0,28	0,09	0,14	0,26

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

Rischio di 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 corrente e straordinaria, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie, le sopra indicate "Linee di indirizzo" 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 dalla funzione di finanza operativa e da Eni Trading & Shipping per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business 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.

Rischio di 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 aggiuntivi 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: (i) rapporto mas-

80901/534

simo tra indebitamento finanziario netto e mezzi propri (leverage), (ii) incidenza minima dell'indebitamento a medio-lungo termine sull'indebitamento totale, (iii) quota minima dell'indebitamento a tasso fisso sull'indebitamento a medio-lungo termine e (iv) livello minimo della Riserva di liquidità), garantisca a Eni un ammontare adeguato di risorse prontamente disponibili. A tal fine Eni mantiene un significativo ammontare di Riserva di liquidità (attivi finanziari e linee di credito committed), finalizzata a: (i) fronteggiare identificati fattori di rischio che potrebbero alterare significativamente i cash flow previsti nel "Piano Finanziario" (es. modifiche di scenario e/o dei volumi di produzione, rinvii nell'esecuzione di dismissioni, effettuazione di acquisizioni opportunistiche); (ii) assicurare l'integrale copertura del debito a breve termine e la copertura del debito a medio-lungo termine scadente in un orizzonte temporale di 24 mesi, anche nel caso di restrizioni all'accesso al credito; (iii) assicurare la disponibilità di un adeguato livello di elasticità operativa per i programmi di sviluppo Eni; (iv) favorire il mantenimento/miglioramento del merito creditizio (rating). Lo stock di attivi finanziari è impiegato in strumenti finanziari a breve termine e alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto.

Allo stato attuale, la Società ritiene, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento a costi competitivi, di disporre di fonti di finanziamento adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie.

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; al 31 dicembre 2014 il programma risulta utilizzato per €13,3 miliardi.

Il Gruppo ha un rating Standard & Poor's di A per il debito a lungo termine e A-1 per il breve; il rating attribuito da Standard & Poor's è al momento sotto revisione per un possibile declassamento (Credit Watch Negative); Moody's assegna il rating di A3 per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve, outlook stabile. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate da Standard & Poor's e Moody's, un downgrade del rating sovrano italiano potrebbe potenzialmente ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. 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 individuare e comunicare tempestivamente le azioni da intraprendere al fine di mitigare tali rischi, in coerenza con le strategie aziendali.

Nel 2014 è stato emesso un bond per €1 miliardo nell'ambito del programma EMTN.

Al 31 dicembre 2014, Eni dispone di linee di credito non utilizzate a breve termine di €12.698 milioni, di cui €41 milioni committed. Le linee di credito a lungo termine committed non utilizzate, pari a €6.598 milioni, di cui €647 milioni scadenti entro 12 mesi, risultano pressoché tutte disponibili; i relativi contratti prevedono interessi e commissioni di mancato utilizzo, negoziati sulla base delle normali condizioni di mercato.

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

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti

Nella tabella che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

[€ milioni]	Anni di scadenza						Totale
	2014	2015	2016	2017	2018	Oltre	
31.12.2013							
Passività finanziarie a lungo termine	1.737	3.700	3.211	2.937	1.392	9.781	22.758
Passività finanziarie a breve termine	2.553						2.553
Passività per strumenti derivati	995	243	1	5		34	1.278
	5.285	3.943	3.212	2.942	1.392	9.815	26.589
Interessi su debiti finanziari	818	710	650	557	429	1.695	4.859
Garanzie finanziarie	172						172

[€ milioni]	Anni di scadenza						Totale
	2015	2016	2017	2018	2019	Oltre	
31.12.2014							
Passività finanziarie a lungo termine	3.533	3.226	3.217	1.462	2.795	8.709	22.942
Passività finanziarie a breve termine	2.716						2.716
Passività per strumenti derivati	4.111	101	17		25		4.254
	10.360	3.327	3.234	1.462	2.820	8.709	29.912
Interessi su debiti finanziari	792	702	609	478	413	1.781	4.775
Garanzie finanziarie	173						173

Nella tabella che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e diversi.

809011532

[€ milioni]	Anni di scadenza			Totale
	2014	2015-2018	Oltre	
31.12.2013				
Debiti commerciali	15.584			15.584
Altri debiti e anticipi	8.117	18	56	8.191
	23.701	18	56	23.775

[€ milioni]	Anni di scadenza			Totale
	2015	2016-2019	Oltre	
31.12.2014				
Debiti commerciali	15.015			15.015
Altri debiti e anticipi	8.688	82	22	8.792
	23.703	82	22	23.807

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali

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

[€ milioni]	Anni di scadenza						Totale
	2015	2016	2017	2018	2019	Oltre	
Contratti di leasing operativo non annullabili^(a)	606	468	398	314	242	957	2.985
Costi di abbandono e ripristino siti^(b)	217	191	194	326	264	15.378	16.570
Costi relativi a fondi ambientali^(c)	300	283	234	298	177	373	1.665
Impegni di acquisto^(d)	19.317	16.346	15.622	15.201	14.645	142.795	223.926
- Gas -							
Take-or-pay	16.479	14.725	14.034	14.078	13.616	137.866	210.798
Ship-or-pay	1.771	1.212	1.184	934	843	3.618	9.562
- Altri impegni di acquisto con clausola take-or-pay e ship-or-pay	123	118	106	98	97	423	965
- Altri impegni di acquisto ^(e)	944	291	298	91	89	888	2.601
Altri Impegni	3	3	3	3	2	116	130
- Memorandum di intenti Val d'Agri	3	3	3	3	2	116	130
	20.443	17.291	16.451	16.142	15.330	159.619	245.276

(a) 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 ad Eni dagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi.

(b) 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.

(c) I costi relativi a fondi ambientali non comprendono gli oneri stanziati nel 2010 (€1.109 milioni) 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.

(d) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

(e) Riguardano l'acquisto della capacità di rigassificazione di alcuni impianti negli Stati Uniti per €1.317 milioni.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di €47,8 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed. 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 investimenti ambientali.

[€ milioni]	Anni di scadenza					Totale
	2015	2016	2017	2018	Oltre	
Impegni per investimenti committed	10.376	8.188	5.039	3.103	5.420	32.126

80901/533

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013			2014		
	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari di negoziazione:						
- Titoli ^(a)	5.004	4		5.024	24	
- Strumenti derivati non di copertura ^(b)	(21)	(180)		192	421	
- Strumenti derivati di trading ^(b)	(61)	(8)		(481)	27	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli ^(a)	80	1		76	1	
Strumenti finanziari disponibili per la vendita:						
- Titoli ^(a)	235	7	(1)	257	7	7
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Partecipazioni non correnti ^(c)	2.770	456	(64)	1.744	(60)	(77)
- Partecipazioni non correnti destinate alla vendita ^(c)	2.131	1.702				
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(d)	28.727	(277)		27.573	(116)	
- Crediti finanziari ^(a)	1.791	1		2.763	108	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(e)	23.775	28		23.807	(188)	
- Debiti finanziari ^(a)	25.560	(844)		25.891	(1.201)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura^(f)	(202)	(501)	(198)	(470)	(497)	(167)

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €286 milioni di proventi (oneri per €96 milioni nel 2013) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €162 milioni di proventi (oneri per €92 milioni nel 2013).

(c) Gli effetti a conto economico sono rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni" per €60 milioni di oneri (proventi per €2.158 milioni nel 2013).

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €464 milioni di oneri (oneri per €311 milioni nel 2013) (svalutazioni al netto degli utilizzi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €348 milioni di proventi (proventi per €34 milioni nel 2013) (differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio e valutazione al costo ammortizzato).

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" (differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio).

(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti prestazioni di servizi e costi diversi" per €356 milioni di oneri (oneri per €526 milioni nel 2013) e negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €141 milioni di oneri (proventi per €25 milioni nel 2013) (componente time value).

Informazioni sulla compensazione di strumenti finanziari

Di seguito sono riportate le informazioni relative alle attività e passività finanziarie compensate.

(€ milioni)	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
31.12.2013			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	30.285	1.395	28.890
Altre attività correnti	1.620	295	1.325
Altre attività non correnti	3.711	35	3.676
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	25.096	1.395	23.701
Altre passività correnti	1.741	304	1.437
Altre passività non correnti	2.285	26	2.259
31.12.2014			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	29.667	1.066	28.601
Altre attività correnti	7.639	3.254	4.385
Altre attività non correnti	3.329	556	2.773
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	24.769	1.066	23.703
Altre passività correnti	7.926	3.437	4.489
Altre passività non correnti	2.658	373	2.285

80901/536

La compensazione di attività e passività finanziarie di €4.876 milioni (€1.725 milioni al 31 dicembre 2013) riguarda per €3.810 milioni (€641 milioni al 31 dicembre 2013) la compensazione di attività e passività per strumenti finanziari derivati di Eni Trading & Shipping SpA e per €1.066 milioni (€1.084 milioni al 31 dicembre 2013) la compensazione di crediti e debiti verso enti di stato del settore Exploration & Production.

Informazioni sulla valutazione al fair value

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività finanziarie, valutate al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

- a) livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;
- b) livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);
- c) livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra gli strumenti finanziari valutati al fair value al 31 dicembre 2014 sono classificati: (i) nel livello 1, le "Attività finanziarie quotate destinate al trading", le "Attività finanziarie disponibili per la vendita", le "Rimanenze - Certificati e diritti di emissione", gli "Strumenti finanziari derivati - Future" e le "Altre partecipazioni" valutate al fair value; (ii) nel livello 2, le "Attività finanziarie non quotate destinate al trading", gli strumenti finanziari derivati diversi dai "Future" compresi nelle "Altre attività correnti", nelle "Altre attività non correnti", nelle "Altre passività correnti" e nelle "Altre passività non correnti". Nel corso dell'esercizio 2014 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Gli ammontari relativi agli strumenti finanziari valutati al fair value sono di seguito indicati.

(€ milioni)	Note	31.12.2013		31.12.2014	
		Livello 1	Livello 2	Livello 1	Livello 2
Attività correnti:					
Attività finanziarie quotate destinate al trading	[9]	4.461		5.024	
Attività finanziarie non quotate destinate al trading	[9]		543		
Attività finanziarie disponibili per la vendita	[10]	235		257	
Rimanenze - Certificati e diritti di emissione	[12]	22		34	
Strumenti finanziari derivati - Future	[15]	64		4	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	[15]		14		41
Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	[15]		654		3.254
Attività non correnti:					
Altre partecipazioni valutate al fair value	[19]	2.770		1.744	
Altre partecipazioni valutate al fair value destinate alla vendita	[33]		2.131		
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	[22]		6		
Strumenti finanziari derivati non di copertura	[22]		256		196
Passività correnti:					
Strumenti finanziari derivati - Future	[27]	12		81	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	[27]		213		510
Strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	[27]		770		3.520
Passività non correnti:					
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	[32]		1		
Strumenti finanziari derivati non di copertura	[32]		282		143

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni ritiene che verosimilmente tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato.

Di seguito è indicata una sintesi dei procedimenti più significativi; salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento a fronte dei contenziosi di seguito descritti perché Eni ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

1. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente

1.1. Contenziosi in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura penale

- (i) **Infortunio mortale Truck Center Molfetta – Ente procedente: Procura della Repubblica di Trani.** In data 11 maggio 2010, è stato notificato a Eni SpA, a otto dipendenti della società, nonché a un ex dipendente, un atto di chiusura indagini che contesta l'omicidio colposo, le lesioni personali gravissime e l'illecito smaltimento di rifiuti in relazione ad un incidente avvenuto a Molfetta nel marzo 2008, in cui hanno perso la

80901/535

vita 4 operai, dipendenti addetti alla pulizia di una ferrocisterna di proprietà di una società del Gruppo Ferrovie dello Stato. La cisterna era stata utilizzata per il trasporto di zolfo liquido prodotto da Eni nella Raffineria di Taranto.

In data 5 dicembre 2011, il Giudice ha pronunciato sentenza di assoluzione per le persone fisiche e per la stessa Eni SpA, come persona giuridica, con l'ampia formula del "perché il fatto non sussiste".

Si è in attesa della fissazione della prima udienza di appello a seguito dell'impugnativa proposta dal Pubblico Ministero.

- (ii) **Syndial SpA (quale società incorporante EniChem Agricoltura SpA – Agricoltura SpA in liquidazione – EniChem Augusta Industriale Srl – Fosfotec Srl) – sito di Crotone.** È pendente presso la Procura della Repubblica di Crotone un procedimento penale per disastro ambientale, avvelenamento di sostanze destinate all'alimentazione ed omessa bonifica in relazione all'attività della discarica ex Montedison "Farina Trappeto", divenuta di proprietà Enichem Agricoltura nel 1991.

Tale discarica, in cui sono stati depositati gli scarti delle attività industriali dello stabilimento Montedison, oggi Edison, è stata chiusa a partire dal 1989. A decorrere dal 1991, anno in cui la discarica è divenuta di proprietà del Gruppo Eni, non vi è stato più alcun conferimento di rifiuti. La messa in sicurezza è stata effettuata nel 1999-2000 da Fosfotec Srl. Il procedimento vede imputati alcuni dirigenti di società del Gruppo Eni che si sono succedute nella proprietà della discarica a partire dal 1991. Conclusa l'attività da parte dei periti nel corso del 2014, il giudizio prosegue.

- (iii) **Eni Divisione Gas & Power – sito di Praia a Mare.** È pendente presso la Procura della Repubblica presso il Tribunale di Paola un procedimento penale avente ad oggetto presunte malattie professionali per tumori sviluppati da dipendenti dell'ex stabilimento della Marlane SpA (società già di proprietà della Lanerossi SpA). Nel procedimento si sono costituite 189 parti civili, mentre sono state individuate altre 107 persone offese dal reato.

Ad esito dell'udienza preliminare il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati per omicidio colposo plurimo (art. 589 c.p.), lesioni colpose (art. 590), disastro ambientale (art. 434) e omissione dolosa di cautele antinfortunistiche (art. 437). Marzotto SpA, a seguito di accordo transattivo con Eni, ha sottoscritto singoli atti di transazione con tutte le parti civili ad eccezione degli enti territoriali. Concluso il dibattimento, in data 19 dicembre 2014 è stata emessa sentenza di assoluzione per tutti gli imputati perché il fatto non sussiste. Si è in attesa del deposito delle motivazioni.

- (iv) **Syndial SpA e Versalis SpA – Darsena Porto Torres.** Il GIP di Sassari, nel luglio 2012, su richiesta della Procura, ha disposto lo svolgimento di un incidente probatorio relativamente al funzionamento della barriera idraulica del sito Porto Torres (gestito da Syndial SpA) e alla sua capacità di impedire la dispersione della contaminazione, presente all'interno del sito, nel tratto di mare antistante lo stabilimento. Risultano indagati gli amministratori delegati di Syndial SpA e Versalis SpA, oltre ad alcuni altri manager delle due società, per i quali la Procura di Sassari ha richiesto il rinvio a giudizio. Il GIP ha autorizzato la citazione dei responsabili civili Syndial e Versalis. Il procedimento prosegue.

- (v) **Syndial SpA – Clorosoda.** Pende innanzi al Tribunale di Gela un procedimento avviato nei confronti di 17 ex dipendenti delle società Anic SpA, Enichem SpA, Enichem Anic SpA, Anic Agricoltura SpA, Agip Petroli SpA e Praoil Aromatici e Raffinazione Srl. Il procedimento ha ad oggetto i reati di omicidio colposo e lesioni personali gravi e/o gravissime in relazione al decesso di 12 ex dipendenti e a presunte malattie professionali dei dipendenti che avevano prestato servizio presso l'impianto Clorosoda, gestito dalle società anzidette.

I fatti contestati riguardano il periodo che va dal 1969, anno di messa in esercizio dell'impianto Clorosoda, al 1998, anno in cui sono terminate le operazioni di bonifica dell'impianto. La Procura ha chiesto e ottenuto dal GIP lo svolgimento di un incidente probatorio consistente in una perizia medico-legale su oltre cento lavoratori che hanno prestato la propria attività lavorativa presso l'impianto. In data 19 settembre 2014 è stata depositata presso il Tribunale di Gela la relazione predisposta dai periti nominati dal GIP che esclude la presenza di elementi scientificamente apprezzabili per ritenere che le patologie lamentate per tutti i casi sottoposti all'accertamento siano conseguenza dell'esposizione alle sostanze proprie del ciclo produttivo dell'impianto clorosoda-diocloroetano. I periti hanno, inoltre, affermato che non si riscontrano violazioni della normativa in materia di controllo e igiene industriale. In data 23 gennaio 2015 il Giudice per le Indagini Preliminari ha dichiarato concluso l'incidente probatorio. Si attendono le valutazioni della Procura in ordine agli esiti dell'incidente probatorio.

- (vi) **Sequestro di aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria – Ente procedente: Procura della Repubblica di Castrovillari.** Alcune aree site nei Comuni di Cassano allo Jonio e Cerchiara di Calabria sono oggetto di sequestro preventivo a causa di un'indagine relativa alla impropria gestione dei rifiuti industriali della lavorazione dello zinco provenienti dallo stabilimento ex Pertusola Sud rilevata dalla Syndial ritenuti illecitamente depositati nelle aree sotto sequestro.

I fatti sono gli stessi di un procedimento penale per omessa bonifica chiuso nel 2008 senza conseguenze per la società e i dipendenti dell'Eni. Syndial SpA ha eseguito le operazioni di rimozione rifiuti dalle discariche in oggetto e ha sottoscritto, con il Comune di Cerchiara, apposito atto transattivo per il riconoscimento dei danni cagionati dalle discariche abusive realizzate sul territorio comunale. A fronte di detto atto transattivo, il Comune ha rinunciato ad ogni azione presente e futura con riferimento ai fatti di cui al procedimento penale. Pendono trattative per definire transattivamente ogni pendenza, anche con il Comune di Cassano, al fine di evitare, nel procedimento penale, la costituzione di parte civile di detto Comune. In data 13 febbraio è stato sottoscritto fra Syndial e Comune di Cassano apposito atto transattivo che chiude definitivamente ogni pendenza di natura risarcitoria. Il procedimento penale è tuttora in corso. Proseguono le attività di bonifica da parte di Syndial.

- (vii) **Syndial SpA – procedimento amianto Ravenna.** È pendente dinanzi al Tribunale di Ravenna un procedimento penale avente ad oggetto presunte responsabilità di ex dipendenti di società riconducibili oggi, dopo varie operazioni societarie, a Syndial SpA, per decessi e lesioni da amianto che si sono verificate a partire dal 1991.

Le persone offese indicate nel capo di imputazione sono 75. I reati contestati sono omicidio colposo plurimo (589 c.p.), disastro ambientale (534 c.p.). Sono costituite parti civili, oltre a numerosi familiari delle persone decedute, anche l'ASL di Ravenna, l'INAIL di Ravenna, la CGIL, CISL e UIL Provinciali, Legambiente ed altre associazioni ambientaliste. Syndial è costituita in giudizio quale responsabile civile. Le difese degli imputati hanno chiesto la pronuncia di intervenuta prescrizione del disastro ambientale per alcuni dei casi di malattie e decessi. Il 6 febbraio

2014, ad esito dell'udienza preliminare, il GUP di Ravenna ha disposto con decreto il rinvio a giudizio per tutti gli indagati riconoscendo invece la prescrizione solo per alcune ipotesi di lesioni colpose. Il procedimento prosegue nella fase dibattimentale.

1.2 Contenziosi in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura civile o amministrativa

80901/536

- (i) **Atto di citazione per risarcimento danni per l'inquinamento da DDT del Lago Maggiore – Ente procedente: Ministero dell'Ambiente.** Nel mese di maggio 2003, il Ministero dell'Ambiente ha citato in giudizio la controllata Syndial SpA (già Enichem SpA) chiedendo il risarcimento di un asserito danno ambientale attribuito alla gestione del sito di Pieve Vergonte da parte di Enichem nel periodo 1990-1996. Con sentenza di primo grado n. 4991/08 del 3 luglio 2008 [depositata l'8 luglio 2008], provvisoriamente esecutiva, il Tribunale Civile di Torino ha condannato Syndial SpA al predetto risarcimento quantificandolo in €1.833,5 milioni oltre agli interessi legali dalla data del deposito della sentenza. Sia i consulenti legali e tecnici di Syndial, sia quelli di Eni hanno concordemente ritenuto la predetta sentenza fondata su motivazioni errate in fatto e in diritto tali da non far ritenere probabile un esito finale negativo del contenzioso e comunque hanno altresì ritenuto assolutamente incongrua la quantificazione del danno, mancando nella sentenza congrui riferimenti che possano giustificare l'enorme ammontare della condanna rispetto alla modestia dell'inquinamento contestato dallo stesso Ministero.
- A seguito dell'atto di appello alla sentenza formulato da Syndial nel luglio 2009, il giudizio prosegue dinanzi alla Corte d'Appello di Torino. Nel corso dell'udienza del 15 giugno 2012, l'Avvocatura dello Stato ha verbalizzato che il Ministero non intende eseguire la sentenza di primo grado fino all'esito del giudizio di merito. La Corte di Appello di Torino, dopo aver chiesto ed ottenuto la regolarizzazione della costituzione di Syndial in giudizio, ha disposto la CTU, i cui contenuti, favorevoli a Syndial, sono stati contestati nel merito dall'Avvocatura di Stato. Con riguardo al merito, la Corte d'Appello ha emesso Ordinanza con la quale ha convocato le parti al fine di ricevere chiarimenti sull'iter amministrativo, motivando l'Ordinanza sulla base di argomentazioni, relative al concetto di danno ambientale, più in linea con la posizione sostenuta da Syndial che non con quella sostenuta dall'Avvocatura di Stato.
- (ii) **Causa promossa dal Comune di Carrara per il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza e il risarcimento danni.** Il Comune di Carrara ha promosso avanti al Tribunale di Genova una causa con la quale ha chiesto a Syndial SpA il ripristino dello stato dei luoghi nel sito di Avenza, il risarcimento dei danni ambientali non eliminabili quantificati in circa €139 milioni, dei danni morali, esistenziali e all'immagine quantificati in circa €80 milioni, nonché dei danni materiali e patrimoniali quantificati in circa €16 milioni. La richiesta è riferita a un incidente verificatosi nel 1984, a seguito del quale Enichem Agricoltura SpA (successivamente incorporata in Syndial SpA), allora proprietaria del sito, aveva posto in opera interventi di messa in sicurezza e di bonifica. Nella causa è intervenuto il Ministero dell'Ambiente che ha chiesto il risarcimento del danno ambientale, quantificato complessivamente tra un minimo di €53,5 milioni e un massimo di €93,3 milioni, da ripartire tra le diverse società che hanno gestito lo stabilimento. Sia il giudizio di primo grado sia quello in Appello hanno dismesso le posizioni delle parti attoree ritenendole infondate in fatto e in diritto. Il 4 dicembre 2012 il Ministero dell'Ambiente ha presentato ricorso in Cassazione avverso la sentenza della Corte di Appello. In sintesi, il Ministero rinnova la richiesta di condanna di Syndial al risarcimento integrale del danno ambientale individuandola quale soggetto responsabile per tre ordini di motivi: a) successore ex lege dei precedenti gestori del sito, b) responsabile in via diretta per il periodo di gestione e per l'inadeguata attività di bonifica successiva all'incidente del 1984, c) responsabile in via diretta per omessa bonifica del sito. Syndial si è costituita in giudizio.
- (iii) **Ministero dell'Ambiente – Rada di Augusta.** Con Conferenza dei Servizi del 18 luglio 2005, 14 settembre 2005 e 16 dicembre 2005, il Ministero dell'Ambiente ha prescritto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Syndial, Polimeri Europa (ora Versalis) ed Eni R&M, di effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta a fronte dell'inquinamento ivi riscontrato, in particolare dovuto all'alta concentrazione di mercurio, genericamente ricondotto alle attività industriali esercitate sul polo petrolchimico. Le suddette società hanno impugnato a vario titolo gli atti del Ministero dell'Ambiente, eccependo, in particolare, le modalità con le quali sono stati progettati gli interventi di risanamento e acquisite le caratterizzazioni della Rada.
- Ne sono sorti vari procedimenti amministrativi riuniti presso il TAR Catania, che nell'ottobre 2012 ha emesso sentenza accogliendo i ricorsi presentati dalle società presenti nel sito, in relazione alla rimozione di sedimenti della Rada e alla realizzazione del barriera fisico. Il giudizio prosegue.
- (iv) **Ricorso per accertamento tecnico preventivo - Tribunale di Gela.** Nel mese di febbraio 2012, è stato notificato a Raffineria di Gela SpA, Syndial SpA ed Eni SpA un ricorso ex art. 696 bis c.p.c. da parte di 18 genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007, cui, successivamente, si sono aggiunti ulteriori 15 ricorsi aventi il medesimo oggetto. Il ricorso per accertamento tecnico preventivo, promosso dai ricorrenti, è volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative di cui sono affetti i figli dei ricorrenti e lo stato di inquinamento delle matrici ambientali del Sito di Gela (inquinamento derivante dalla presenza e operatività degli impianti industriali della Raffineria di Gela e di Syndial SpA), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti e all'eventuale composizione conciliativa della lite. Il medesimo tema, peraltro, era stato oggetto di precedenti istruttorie, nell'ambito di differenti procedimenti penali, di cui una conclusasi senza accertamento di responsabilità a carico di Eni o sue controllate e una seconda tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Le operazioni peritali sono in corso.
- (v) **Causa promossa dal Ministero dell'Ambiente e dal Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio contro Syndial – risarcimento del danno ambientale relativo al sito di Cengio.** È pendente un procedimento che vede parte ricorrente il Ministero dell'Ambiente e il Commissario delegato alla gestione dello stato di emergenza ambientale nel territorio del Comune di Cengio i quali hanno citato Syndial perché venisse condannata al risarcimento del danno ambientale relativo al sito di Cengio. La domanda è sostanzialmente basata su un'accusa di "inerzia" di Acna (oggi Syndial) nel dare esecuzione agli interventi ambientali, inerzia tutt'altro che provata avendo sempre Acna agito tempestivamente, nei tempi e nei modi previsti dall'Accordo di Programma del 4 dicembre 2000 con le pubbliche amministrazioni interessate tra le quali lo stesso Ministero dell'Ambiente.

80901,537

Il Tribunale di Genova, con sentenza parziale del 6 febbraio 2013, ha rigettato le eccezioni e le istanze pregiudiziali e preliminari avanzate da Syndial e ha ordinato la rimessione della causa a ruolo per procedere ad indagine tecnica volta a verificare l'effettiva sussistenza di danni residui all'ambiente, con particolare riferimento alle aree esterne al sito di proprietà e alle cd. perdite temporanee.

L'ipotesi di una transazione con il Ministro dell'Ambiente e gli enti territoriali coinvolti non ha avuto seguito. Il Giudice ha riavviato l'iter processuale.

- (vi) **Syndial SpA e Versalis SpA Porto Torres – Ente precedente: Procura della Repubblica di Sassari.** La Procura della Repubblica di Sassari ha chiesto il rinvio a giudizio, unitamente a direttori e amministratori di altre società operanti nel sito, del direttore di stabilimento Syndial di Porto Torres per asserito disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione. Si sono costituiti parte civile: la Provincia di Sassari, il Comune di Porto Torres e altri soggetti, con esclusione delle parti civili che si erano costituite per gravi patologie associabili alle sostanze contaminanti presenti nella fauna ittica del porto industriale di Porto Torres. Il processo iniziato davanti alla Corte d'Assise di Sassari è stato annullato a seguito dell'eccezione di difformità tra l'ipotesi di reato contemplata nell'avviso di conclusione delle indagini preliminari ed il capo di imputazione formulato nella richiesta di rinvio a giudizio. Gli atti sono stati trasmessi alla Procura della Repubblica di Sassari. Nel febbraio 2013 è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari e nuova contestazione da parte della Procura per imputazioni in forma colposa e non dolosa. Ad esito dell'udienza preliminare, il GUP di Sassari ha disposto sentenza di non doversi procedere per intervenuta prescrizione. La Procura ha deciso di ricorrere in Cassazione.
- (vii) **Kashagan.** Il 7 marzo 2014, il Dipartimento Ambiente Regione Atyrau ("ARED") ha avviato una serie di azioni civili nei confronti del consorzio di sviluppo del giacimento Kashagan. Tali procedimenti si riferiscono ad emissioni avvenute durante il gas flaring che si è verificato in fase di avvio delle attività di produzione e che avrebbero portato a violazioni delle leggi ambientali e a danni ambientali. L'importo complessivo del claim ammonta a circa 730 milioni di dollari (134 miliardi di Tenge), circa 123 milioni di dollari (22,5 miliardi di Tenge) in quota Eni. Il consorzio del progetto Kashagan contesta le pretese di ARED. Nel 2014 il consorzio ha pagato una quota del claim pari a 55 milioni di dollari (8,5 miliardi di Tenge), circa 9 milioni di dollari (1,4 miliardi di Tenge) in quota Eni e iniziato azioni legali presso le corti kazake per chiedere la riduzione del claim. Anche alla luce di quanto concordato tra la Repubblica del Kazakhstan e il consorzio nell'ambito del Settlement Agreement del dicembre 2014, il consorzio si aspetta che l'ammontare del claim sarà ridotto significativamente e che non supererà quanto già pagato nel 2014.
- (viii) **Melilli.** In maggio 2014 è stato notificato a Syndial, Versalis e SMA.RI Srl atto di citazione in giudizio da parte del Comune di Melilli che lamenta un danno ambientale connesso, a suo dire, ad attività di gestione e smaltimento illecito di rifiuti e discarica abusiva da parte delle società citate. In particolare l'atto inquadra la responsabilità di Syndial e Versalis nel loro ruolo di produttore dei rifiuti e committente in quanto, nell'ambito dei procedimenti penali sorti negli anni 2001/2003 intorno al cd. caso Mare Rosso, sarebbe stata accertata la provenienza di rifiuti pericolosi (in particolare rifiuti con alte concentrazioni di mercurio e traversine ferroviarie dismesse) dai siti industriali di Priolo e Gela. Tali rifiuti sarebbero stati smaltiti illegittimamente presso la discarica della ditta SMA.RI comunque non autorizzata (la discarica si trova a circa 2 km dall'abitato di Melilli). Il danno viene stimato in €500 milioni ovvero altra somma che sarà definita in giudizio. Il giudizio prosegue.

2. Altri procedimenti giudiziari e arbitrali

- (i) **Fos Cavaou.** Con riferimento al progetto di realizzazione del terminale di rigassificazione di Fos Cavaou ("FOS"), il cliente Société du Terminal Methanier de Fos Cavaou ("STMFC" oggi FOSMAX LNG) ha avviato un procedimento arbitrale presso la Camera di Commercio Internazionale di Parigi nei confronti del contrattista STS ("société en participation" di diritto francese composta da Saipem SA (50%), Tecnimont SpA (49%), Sofregaz SA (1%)). Il cliente FOSMAX LNG richiede la condanna dell'appaltatore al pagamento di circa €264 milioni per il risarcimento del danno, penalità di ritardo e costi sostenuti per il completamento dei lavori (mise en régie). Della somma totale richiesta, circa €142 milioni sono ascrivibili a perdita di profitto, voce contrattualmente esclusa dai danni risarcibili salvo il caso di dolo o colpa grave. STS ha depositato la propria memoria difensiva, comprensiva di domanda riconvenzionale, a titolo di risarcimento del danno dovuto all'eccessiva ingerenza di FOSMAX LNG nell'esecuzione dei lavori e pagamento di extra works non riconosciuti dal cliente (con riserva di quantificarne l'ammontare nel prosieguo dell'arbitrato). Il 19 ottobre 2012 FOSMAX LNG ha depositato la "Mémoire en demande". Di contro, STS ha depositato la propria "Mémoire en défense" il 28 gennaio 2013, precisando in €338 milioni il valore della propria domanda riconvenzionale. Sulla base del lodo depositato dal collegio arbitrale il 13 febbraio 2015 FOSMAX LNG è obbligata a corrispondere a STS la somma, comprensiva di interessi, di €69.842.899. La quota di tale somma di spettanza di Saipem SA è pari al 50%.
- (ii) **Eni SpA. Procedura di amministrazione straordinaria delle compagnie aeree Volare Group, Volare Airlines e Air Europe.** Nel marzo 2009 è stato notificato a Eni SpA e alla controllata Sofid, oggi Eni Adfin, un atto di citazione per revocatoria fallimentare con il quale le procedure di amministrazione straordinaria di Volare Group, Volare Airlines e Air Europe – procedure aperte con decreto del Ministero delle Attività Produttive del 30 novembre 2004 – chiedono che siano dichiarati inefficaci tutti i pagamenti effettuati da Volare Group, Volare Airlines e Air Europe in favore di Eni e di Eni Adfin, quale mandataria di Eni all'incasso dei crediti, nell'anno anteriore alla dichiarazione dello stato di insolvenza delle suddette debtrici e cioè dal 30 novembre 2003 al 29 novembre 2004, per un ammontare complessivo indicato in circa €46 milioni oltre interessi. Eni Adfin ed Eni si sono costituite. Esaurita l'istruttoria, con sentenza di 1° grado emessa nel marzo del 2012 le domande proposte dalle procedure sono state totalmente rigettate. Avverso tale sentenza, le procedure di amministrazione straordinaria hanno interposto appello.
- (iii) **Eni SpA. Alitalia Linee Aeree Italiane SpA in amministrazione straordinaria ("Alitalia in A.S.").** Con atto di citazione notificato in data 23 gennaio 2013, Alitalia in A.S. ha instaurato un giudizio civile presso il Tribunale di Roma nei confronti di Eni, Esso Italiana Srl e Kuwait Petroleum Italia SpA, al fine di ottenere il risarcimento per i danni asseritamente subiti nel periodo compreso tra il 1998 e il 2009 a seguito della presunta intesa intercorsa tra le principali compagnie petrolifere nel mercato nazionale della fornitura di jet fuel. La richiesta di danni si fonda sul provvedimento del 14 giugno 2006 dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato ("AGCM"), secondo

80901/538

cui Eni e altre cinque compagnie petrolifere (Esso Italiana Srl, Kuwait Petroleum Italia SpA, Shell Italia SpA, Tamoil Italia SpA e Total Italia SpA) avrebbero posto in essere, negli anni dal 1998 al 2006, un'intesa unica e complessa avente per oggetto e per effetto la ripartizione del mercato del jet fuel e l'impedimento all'ingresso di nuovi operatori sul mercato nazionale. L'apparato argomentativo del provvedimento dell'AGCM ha trovato sostanziale conferma dinanzi ai giudici amministrativi aditi in sede di ricorso dalle compagnie petrolifere.

Alitalia in A.S. formula una richiesta di risarcimento in solido nei confronti dei soggetti passivi della decisione. Ai fini della determinazione del danno, Alitalia in A.S. propone due modalità alternative di quantificazione fondate su due diverse ipotesi in base alle quali il cartello avrebbe prodotto effetti sul mercato.

In via principale, la richiesta complessiva nei confronti di tutte le compagnie petrolifere in solido ammonta a circa €908 milioni di cui €777 milioni per maggiori costi di fornitura del jet fuel e €131 milioni per perdita di profitto dovuta alla minore capacità competitiva. Alitalia in A.S. ipotizza che l'intesa le avrebbe impedito di ricorrere all'autofornitura per approvvigionarsi di carburante avio nel periodo in cui il presunto cartello è stato accertato dall'AGCM (1998-2006) e nei tre anni successivi (ossia sino al 2009, anno in cui Alitalia ha interrotto i propri servizi di volo).

In via subordinata, il danno richiesto a titolo di responsabilità solidale è pari ad almeno €395 milioni, di cui €334 milioni circa a titolo di danno emergente (quantificato da Alitalia in A.S. come sovrapprezzo rispetto al prezzo competitivo del jet fuel per il periodo 1998-2006) e €61 milioni circa a titolo di lucro cessante, per i pregiudizi che l'intesa avrebbe arrecato alla propria capacità competitiva.

Con provvedimento del 23 maggio 2014, il Tribunale di Roma ha dichiarato la connessione con un giudizio in precedenza proposto dalla medesima Alitalia in A.S. davanti al Tribunale di Milano avverso altre compagnie petrolifere partecipanti all'intesa. Il giudizio è stato pertanto riassunto da Alitalia in A.S. davanti al Tribunale di Milano.

3. Interventi della Commissione Europea, dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato, dell'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico e di altre Autorità regolamentari

- (i) **Eni SpA - Istruttoria dell'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato su dichiarazione quota mercato all'ingrosso di gas.** Con provvedimento n. 25064 del 1° agosto 2014, notificato a Eni in data 13 agosto 2014, l'Autorità Garante della Concorrenza e del Mercato (AGCM) ha avviato un'istruttoria nei confronti di Eni al fine di verificare la veridicità dell'attestazione depositata da Eni nel maggio 2014 ("Attestazione 2014") della quota di mercato all'ingrosso detenuta dalla società per attività ed operazioni aventi ad oggetto gas naturale – in osservanza di quanto disposto dal Decreto Legislativo n. 130/2010 che fissa alcune specifiche soglie di mercato – per l'anno convenzionale 2013-2014. Il procedimento è ancora in fase istruttoria. Al termine dello stesso, l'AGCM potrà archiviare il procedimento nel caso in cui condivida l'Attestazione 2014 ovvero, in caso contrario, applicare una sanzione pecuniaria. Inoltre, qualora ad esito dell'istruttoria l'AGCM accerti il superamento del valore soglia da parte di Eni, il D.Lgs. n. 130/2010 prevede che venga avviata una procedura competitiva di gas release, gestita dal Ministero dello Sviluppo Economico e dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico.
- (ii) **Delibera Consob n. 18949 del 18 giugno 2014.** Con provvedimento del 18 giugno 2014 (delibera n. 18949) Consob ha deliberato di applicare a Saipem SpA la sanzione amministrativa pecuniaria di €80.000 in relazione a un asserito ritardo nell'emissione del profit warning emesso dalla Società il 29 gennaio 2013. Il provvedimento è stato confermato dalla Corte d'Appello di Milano. Saipem presenterà ricorso in Cassazione. In relazione ad asseriti ritardi da parte della Società nelle comunicazioni al mercato, sono state minacciate possibili azioni risarcitorie da parte di azionisti ed ex azionisti. La Società ha valutato le richieste pervenute ritenendole non fondate.

4. Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa

- (i) **EniPower SpA.** Nel mese di giugno 2004 la Magistratura ha avviato indagini sugli appalti stipulati dalla controllata EniPower, nonché sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower. Da dette indagini è emerso il pagamento illecito di somme di denaro da aziende fornitrici di EniPower stessa a un suo dirigente che è stato licenziato. A EniPower (committente) e a Snamprogetti SpA (oggi Saipem SpA) (appaltatore dei servizi di ingegneria e di approvvigionamento) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi della disciplina della responsabilità amministrativa delle persone giuridiche ex Decreto Legislativo 8 giugno 2001, n. 231. Successivamente, nell'agosto 2007 è stato notificato il provvedimento con cui il Pubblico Ministero ha chiesto lo stralcio, tra gli altri, delle società EniPower SpA e di Snamprogetti SpA per la successiva archiviazione. Il procedimento prosegue a carico di ex dipendenti delle predette società nonché nei confronti di dipendenti e dirigenti di alcune società fornitrici e delle stesse ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Eni SpA, EniPower SpA e Snamprogetti SpA si sono costituite parte civile nell'udienza preliminare. Il giudice ha disposto il decreto di rinvio a giudizio di tutte le parti che non hanno fatto richiesta di patteggiamento ad esclusione di alcuni soggetti nei cui confronti è intervenuta la prescrizione. Nel corso dell'udienza del 2 marzo 2010, è stata confermata la costituzione di parte civile di Eni SpA, EniPower SpA e Saipem SpA nei confronti degli enti imputati ex D.Lgs. 231/2001. Sono stati altresì citati i responsabili civili delle ulteriori società coinvolte. All'udienza del 20 settembre 2011 il Tribunale di Milano ha pronunciato sentenza. In particolare, il Collegio ha condannato 9 imputati per i reati loro ascritti, oltre al risarcimento dei danni da liquidarsi in separata sede, ed, in solido, alla rifusione delle spese processuali sostenute dalle parti civili. Il Tribunale ha dichiarato prescritti i reati contestati a 7 imputati, rappresentanti di alcune società coinvolte, e ha inoltre pronunciato l'assoluzione per 15 imputati nel procedimento. Con riferimento agli enti imputati ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001, il Collegio ha dichiarato 7 società responsabili degli illeciti amministrativi loro ascritti, applicando oltre alla sanzione amministrativa pecuniaria altresì la corrispondente confisca. Eni SpA, EniPower e Saipem SpA si erano costituite parti civili nel procedimento anche nei confronti delle predette persone giuridiche. Con la sentenza il Collegio ha dichiarato di escludere tale costituzione nei confronti degli enti imputati, così mutando la decisione assunta all'inizio del dibattimento, verosimilmente a seguito della sentenza della Corte di Cassazione che ha statuito l'illegittimità della costituzione di parte civile nei

8090.1/539

confronti degli enti imputati ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Le motivazioni della sentenza sono state depositate in data 19 dicembre 2011. Le parti condannate hanno provveduto ad impugnare tempestivamente il suddetto provvedimento e, il 24 ottobre 2013, la Corte d'Appello di Milano ha pronunciato sentenza, sostanzialmente confermando la decisione di primo grado, riformandola parzialmente solo con riferimento ad alcune persone fisiche per le quali è stato dichiarato di non doversi procedere per intervenuta prescrizione. Pende ricorso per Cassazione.

- (ii) **Consorzio TSKJ.** Il consorzio TSKJ (costituito da Snamprogetti Netherlands BV, Kbr, Technip e JGC con quote paritetiche del 25%) a partire dal 1994 ha realizzato impianti di liquefazione del gas naturale a Bonny Island in Nigeria. Snamprogetti SpA ("Snamprogetti"), società controllante di Snamprogetti Netherlands BV, è stata una diretta controllata di Eni sino al febbraio 2006, quando è stato concluso un accordo per la cessione di Snamprogetti a Saipem cui è seguita l'incorporazione di Snamprogetti in Saipem SpA dal 1° ottobre 2008. Eni detiene una partecipazione di circa il 43% di Saipem. Con la cessione di Snamprogetti, Eni ha concordato, tra l'altro, di indennizzare i costi e gli oneri che Saipem dovesse eventualmente sostenere, con riferimento alla vicenda TSKJ, anche in relazione alle relative controllate.

Diverse autorità giudiziarie, tra cui la Procura della Repubblica di Milano, hanno svolto indagini su presunti pagamenti illeciti da parte del consorzio TSKJ a favore di pubblici ufficiali nigeriani. I procedimenti instaurati si sono conclusi con transazioni negli Stati Uniti e in Nigeria.

In Italia, il procedimento è stato iscritto dalla Procura della Repubblica di Milano nei confronti di Eni e Saipem ai sensi del D.Lgs. n. 231 del 2001 in relazione a ipotesi di corruzione internazionale aggravata ascritte a ex dirigenti di Snamprogetti.

La Procura della Repubblica di Milano aveva avanzato richiesta in via cautelare ex D.Lgs. n. 231/2001 di interdizione di Eni e Saipem dall'esercizio di attività comportanti rapporti contrattuali diretti o indiretti con la società Nigerian National Petroleum Corporation o sue controllate. La Procura aveva poi rinunciato a tale richiesta a fronte del deposito da parte di Snamprogetti Netherlands BV di una cauzione pari a €24.530.580, anche nell'interesse di Saipem.

È stato disposto il rinvio a giudizio di cinque ex dipendenti di Snamprogetti e di Saipem SpA (in quanto incorporante della prima) per i presunti eventi corruttivi in Nigeria, commessi sino ad epoca successiva al 31 luglio 2004, con l'aggravante del conseguimento di un profitto di rilevante entità (indicata come non inferiore a \$65 milioni), asseritamente conseguito da Snamprogetti SpA.

Successivamente il Tribunale ha pronunciato sentenza di proscioglimento per intervenuta prescrizione nei confronti degli imputati persone fisiche, disponendo la prosecuzione del processo in relazione alla posizione di Saipem. Nel corso del 2013, all'esito del giudizio il Tribunale ha condannato Saipem SpA al pagamento di €600.000 a titolo di sanzione pecuniaria e alla confisca della cauzione per €24.530.580 già messa a disposizione da Snamprogetti Netherlands BV.

Saipem ha proposto appello avverso la sentenza di primo grado. In data 19 febbraio 2015, la Corte di Appello di Milano ha confermato la sentenza del Tribunale che aveva dichiarato Saipem responsabile dell'illecito amministrativo ex D.Lgs. 231/01. Contro tale decisione la società presenterà ricorso in Cassazione.

A fronte di questo contenzioso è stato stanziato in bilancio un fondo rischi.

- (iii) **Algeria.** Autorità italiane e straniere stanno conducendo indagini su presunti pagamenti corruttivi in relazione ad alcuni contratti aggiudicati da Saipem in Algeria.

In data 4 febbraio 2011, Eni ha ricevuto dalla Procura della Repubblica di Milano una "richiesta di consegna" di documentazione relativa ad attività di società del gruppo Saipem in Algeria (contratto GK3 e contratto Galsi/Saipem/Technip in relazione ad opere di ingegneria nella posa di un gasdotto). Eni ha inoltrato l'atto per competenza a Saipem che in data 16 febbraio 2011 ha depositato i documenti oggetto di richiesta.

Il reato di "corruzione internazionale" indicato nella richiesta è una delle fattispecie previste nel campo di applicazione del D.Lgs. 8 giugno 2001, n. 231 in merito alla responsabilità degli enti che prevede sanzioni pecuniarie ed interdittive in capo alla società e la confisca del profitto. Eni ha provveduto al deposito di documentazione relativa al progetto MLE (al quale partecipa la Divisione E&P di Eni) su base volontaria, non essendo tali documenti oggetto di richiesta della Procura.

In data 22 novembre 2012, la Procura ha notificato a Saipem informativa di garanzia per illecito amministrativo relativo al reato di corruzione internazionale ex art. 25 comma 2 e 3 D.Lgs. n. 231/2001, unitamente ad un'ulteriore richiesta di consegna di documentazione contrattuale per attività in Algeria. Tale procedimento risultava riunito ad altro filone di indagini (cd. Iraq - Kazakhstan) avente ad oggetto attività del Gruppo Eni in Iraq e Kazakhstan (si veda la sezione 4.4 della presente relazione).

Successivamente, la Procura ha emesso ulteriori richieste e decreti notificati a Saipem volti ad acquisire documentazione in relazione a contratti di intermediazione e sub-contratti stipulati da Saipem in connessione con i progetti algerini. Anche ex dipendenti di Saipem risultavano indagati per il medesimo procedimento. In particolare, l'ex Amministratore Delegato, dimissionario nel dicembre 2012 a seguito degli sviluppi delle indagini, e l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction, licenziato da Saipem ad inizio 2013.

In data 7 febbraio 2013, presso le sedi di Eni in San Donato Milanese e Roma sono state effettuate attività di perquisizione e sequestro da parte della Guardia di Finanza, disposte dalla Procura della Repubblica di Milano. Contestualmente è stata notificata ad Eni ex art. 25 comma 3 e 4 D.Lgs. 231/01 informativa di garanzia.

Dagli atti si è appreso che la Procura ha esteso le indagini oltre che a carico di Eni, anche nei confronti del suo Amministratore Delegato d'allora, di un dirigente e dell'ex CFO di Eni (che aveva precedentemente ricoperto il ruolo di CFO di Saipem anche nel periodo di riferimento della presunta corruzione oggetto di indagine da parte della Procura e prima di essere nominato CFO di Eni in data 1° agosto 2012).

Saipem fin da subito ha fornito piena collaborazione all'Autorità Giudiziaria ed ha tempestivamente posto in essere interventi di forte discontinuità gestionale e amministrativa. D'accordo con gli organi di controllo interni e l'Organismo di Vigilanza della società e previa informativa alla Procura, ha provveduto ad avviare verifiche interne. In particolare, con il supporto di consulenti esterni, è stata effettuata una verifica sui contratti oggetto dell'indagine ed una revisione mirata alla verifica della corretta applicazione delle procedure interne e di controllo inerenti all'anticorruzione e la prevenzione degli illeciti. I risultati delle indagini interne sono stati depositati presso l'Autorità Giudiziaria e trasmessi ad Eni, per finalità di direzione e coordinamento della controllante.

80901/560

Nel corso del 2013 il CdA di Saipem ha deliberato e intrapreso anche azioni legali, a tutela degli interessi della Società nei confronti di alcuni ex dipendenti e fornitori, riservandosi qualsiasi futura azione.

Eni, pur ritenendosi estranea ai fatti oggetto di indagine, ha avviato una propria indagine interna, con l'assistenza di consulenti esterni, in aggiunta alle analisi e alle attività di verifica svolte dagli organi di vigilanza e controllo interni e da un gruppo di lavoro dedicato alla specifica vicenda.

Ad oggi, i consulenti esterni hanno completato:

(i) la verifica dei documenti sequestrati dalla Procura di Milano e l'analisi della documentazione in possesso delle unità approvvigionamenti interne in relazione ai rapporti con i fornitori e non sono emerse prove dell'esistenza di contratti di intermediazione o di qualsivoglia altra natura tra Eni e le terze parti oggetto di indagine; i contratti di intermediazione precedentemente individuati sono stati stipulati da Saipem o sue controllate o società incorporate;

(ii) la verifica interna volontaria inerente il Progetto MLE (unico progetto tra quelli sotto indagine in cui il committente è una società del Gruppo Eni) e non sono emerse evidenze della commissione di fatti illeciti da parte di personale di Eni nell'aggiudicazione a Saipem dei due maggiori contratti relativi a detto Progetto (EPC e Drilling).

Inoltre, nel corso del 2014 sono stati completati approfondimenti sul tema della direzione e coordinamento di Eni nei confronti di Saipem, sia per aspetti giuridici che amministrativo-contabili, con l'assistenza di professionisti esperti di dette materie e consulenti esterni. Gli esiti delle analisi svolte confermano l'autonomia operativa di Saipem rispetto alla controllante Eni.

I risultati delle attività di indagine interna sono stati portati a conoscenza dell'autorità giudiziaria, nello spirito di piena collaborazione con i magistrati inquirenti.

In data 24 ottobre 2014, è stata notificata ad Eni e Saipem una richiesta di incidente probatorio della Procura di Milano avente ad oggetto l'esame di due indagati: l'ex Chief Operating Officer della Business Unit Engineering & Construction di Saipem e l'ex Presidente, Direttore Generale di Saipem Contracting Algeria. L'udienza in camera di consiglio si è svolta in data 1 e 2 dicembre 2014 per l'assunzione della prova utilizzabile in dibattimento. In data 14 gennaio 2015, è stato emesso dalla Procura della Repubblica di Milano l'avviso di conclusione delle indagini preliminari nei confronti di Eni, Saipem e otto persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, il Chief Upstream Officer di Eni, all'epoca dei fatti oggetto di indagine responsabile di Eni E&P per il Nord Africa). La Procura di Milano ha formulato l'avviso per ipotesi di corruzione internazionale nei confronti di tutti gli indagati (incluse Eni e Saipem ai sensi del D.Lgs. 231/01), avente ad oggetto la stipula da parte di Saipem di contratti di intermediazione per attività Saipem in Algeria. Inoltre, ad alcune persone fisiche (tra cui l'ex CEO e l'ex CFO di Eni, il Chief Upstream Officer di Eni) è contestato anche il reato tributario di dichiarazione fraudolenta di Saipem, in relazione al trattamento contabile di tali contratti per gli anni di imposta 2009-2010. Acquisiti dalla difesa di Eni gli atti processuali depositati in relazione alla "richiesta di incidente probatorio", i verbali dell'udienza camerale e gli atti depositati ai fini della conclusione delle indagini preliminari, Eni ha richiesto ai propri consulenti esterni un'ulteriore analisi ed approfondimento, i cui esiti saranno portati a conoscenza delle autorità giudiziarie competenti.

Il 5 febbraio 2015, il Nucleo di Polizia Tributaria di Milano ha avviato una verifica fiscale nei confronti di Saipem (i) a fini IRES e IRAP, per i periodi di imposta dal 01.01.2008 al 31.12.2010, tra l'altro riscontrando agli aspetti fiscalmente rilevanti scaturenti dalle verifiche nell'ambito del presente procedimento penale; nonché (ii) relativamente ai rapporti economici intrattenuti con le imprese extra UE aventi regimi fiscali privilegiati, per il solo periodo di imposta 2010.

Il 12 febbraio 2015 la Procura ha depositato la richiesta di rinvio a giudizio per tutti gli indagati per i reati sopra indicati.

A seguito degli sviluppi delle indagini in Italia alla fine del 2012, Eni ha preso contatto con le competenti autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema.

Facendo seguito a tale comunicazione informale, la SEC e il DoJ hanno avviato indagini, nel corso delle quali è stata prodotta (ed è in corso di ulteriore produzione) numerosa documentazione da parte di Eni, inclusi gli esiti delle verifiche interne sopra indicate, in risposta a richieste sia formali che informali.

Nel 2010 in Algeria sono state avviate indagini che coinvolgono una società controllata da Saipem (Saipem Contracting Algérie SpA) in relazione alle modalità di assegnazione del contratto GK3 da parte di Sonatrach (c.d. inchiesta "Sonatrach 1"). Alcuni conti correnti in valuta locale di tale società relativi a due progetti in fase di completamento in Algeria sono stati bloccati, per un saldo totale equivalente a circa 90 milioni ai cambi correnti.

Nel corso del 2012 si è avuta conoscenza che l'indagine concerne un'ipotesi di reato relativa ad un'asserita maggiorazione dei prezzi in occasione dell'aggiudicazione di un contratto (GK3) concluso con una società pubblica a carattere industriale e commerciale, beneficiando dell'autorità o influenza di rappresentanti di tale organismo. Nel gennaio 2013, la Chambre d'Accusation ha pronunciato il rinvio a giudizio della stessa società e confermato il blocco dei conti correnti sopra indicati. A seguito del ricorso, nell'ottobre 2014, anche la Corte Suprema algerina ha rigettato la richiesta di sblocco. Il processo dinanzi al Tribunale, con inizio al 15 marzo 2015, potrà avere esito nel corso del 2015.

L'autorità giudiziaria algerina sta svolgendo indagini anche nei confronti della capogruppo italiana Saipem in merito a presunti fatti di corruzione (c.d. inchiesta "Sonatrach 2").

(iv) **Iraq – Kazakhstan.** La Procura della Repubblica di Milano ha avviato indagini in merito a ipotesi di corruzione internazionale in relazione alle attività Eni in Kazakhstan riguardanti l'impianto di Karachaganak e il progetto Kashagan con riferimento alla gestione delle gare di appalto da parte dell'operatore Agip KCO. Nell'ambito di tale procedimento risultano indagati Eni ai sensi del D.Lgs. 8 giugno 2001, n. 231 ed alcuni dirigenti e un ex dirigente della società. Tale procedimento è stato successivamente riunito con altro (cd. Iraq) riguardante un parallelo filone di indagini riferite specificamente ad attività condotte dal Gruppo Eni in Iraq.

Infatti, il 21 giugno 2011 si sono svolte perquisizioni disposte dalla Procura di Milano presso gli uffici di Eni Zubair SpA e presso gli uffici di Saipem SpA di Fano, con riferimento agli uffici di alcuni dipendenti del Gruppo e di società terze, in relazione a ipotesi di reato realizzate "al fine di influire illecitamente nell'aggiudicazione di gare all'estero" – in particolare, per attività in Iraq – "in cui sono coinvolte, come stazione appal-

8090154

tante, società del Gruppo Eni". I reati contestati sono associazione a delinquere e corruzione per attività di Eni Zubair in Iraq e di Saipem nel progetto "Jurassic" in Kuwait. Alla luce delle contestazioni descritte nell'atto, Eni Zubair, Eni e Saipem appaiono parti lese dai comportamenti contestati ai propri dipendenti, qualificati come "dirigenti infedeli del Gruppo Eni".

Contestualmente al decreto di sequestro è stata notificata a Eni ed a Saipem informativa di garanzia ai sensi del D.Lgs. n. 231/2001. Dalle successive notifiche degli atti di proroga indagini risultano altresì indagati un ulteriore dipendente della società e altri fornitori.

In data 24 aprile 2012, la Procura della Repubblica di Milano ha emesso richiesta di applicare a Eni SpA la misura dell'interdizione per un anno e sei mesi dall'esercizio delle attività previste nel production sharing agreement. Il Gip di Milano ha rigettato la richiesta di misura cautelare avanzata dalla Procura ritenendola infondata e il Tribunale del Riesame di Milano ha respinto l'appello proposto dalla Procura con valutazioni su aspetti di merito, per la mancanza di indizi sufficientemente gravi a carico di Eni, ritenendo altresì più che ragionevole la tesi difensiva circa il fatto che Eni ha subito ingenti danni in conseguenza delle cattive performance di alcuni fornitori coinvolti nel progetto Kashagan. Inoltre, il Tribunale ha rilevato la mancanza delle esigenze cautelari in conseguenza del riassetto delle attività in Kazakhstan, dando atto altresì delle numerose iniziative di verifica e controllo interno tempestivamente adottate da Eni.

L'ordinanza del Tribunale del Riesame non è stata ulteriormente impugnata dall'Ufficio del Pubblico Ministero.

Anche sulla base di tale provvedimento, in data 13 marzo 2014 la difesa penale di Eni ha presentato istanza di archiviazione motivata al Pubblico Ministero.

- (v) **OPL 245 Nigeria.** È pendente presso la Procura della Repubblica di Milano un procedimento penale avente ad oggetto un'ipotesi di corruzione internazionale per l'acquisizione nel 2011 del blocco esplorativo OPL 245 in Nigeria.

In data 2 luglio 2014, la Procura di Milano ha notificato ad Eni SpA "informazione di garanzia" ai sensi del D.Lgs. 231/01. Dall'atto emerge che la Procura ha iscritto nel registro degli indagati anche un soggetto terzo ed altri, non esplicitamente indicati nella stessa informazione di garanzia.

Contestualmente, è stata notificata alla società una "richiesta di consegna" ex art. 248 c.p.p., emessa dalla Procura della Repubblica di Milano. Dalla lettura dell'atto emerge che il procedimento risulta avviato a seguito di un esposto presentato dalla ONG ReCommon e verte su presunte condotte corruttive che, secondo la Procura, si sarebbero verificate "in correlazione con la stipula del Resolution Agreement 29 aprile 2011 relativo alla cd. "Oil Prospecting Licence" del giacimento offshore individuato nel blocco 245 in Nigeria".

Eni assicura la massima cooperazione con la magistratura ed ha provveduto tempestivamente a consegnare la documentazione richiesta.

Inoltre, Eni ha preso contatto con le competenti autorità americane (SEC e DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema.

Nel luglio 2014, il Collegio Sindacale e l'Organismo di Vigilanza di Eni SpA hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto ad uno studio legale internazionale esperto in ambito anticorruzione, affinché, previa informativa all'autorità giudiziaria, sia espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda.

Le verifiche interne sono in corso, gli esiti saranno tempestivamente portati a conoscenza delle autorità giudiziarie competenti, in un'ottica di massima trasparenza e cooperazione.

In data 10 settembre 2014, la Procura di Milano ha notificato a Eni un "restraint order" di un giudice inglese che, a seguito di rogatoria richiesta da parte della Procura di Milano, ha disposto il sequestro di un conto bancario di terzi aperto presso una banca londinese.

L'atto è stato notificato anche ad alcune persone fisiche, tra cui il CEO di Eni e il Chief Development, Operation & Technology Officer di Eni e l'ex CEO di Eni. Dai documenti notificati si desume che gli stessi sono iscritti nel registro degli indagati presso la Procura di Milano.

All'udienza camerale del 15 di settembre 2014, fissata presso la Corte di Londra, Eni e le due persone fisiche coinvolte hanno evidenziato la propria estraneità rispetto al conto corrente sequestrato. In esito all'udienza, la Corte ha emesso un "variation order" per sole questioni formali, confermando la decisione.

- (vi) **Eni SpA Divisione R&M procedimenti penali accise sui carburanti (Procedimento penale n. 6159/10 RGNR Procura della Repubblica presso il Tribunale di Frosinone e procedimento penale n. 7320/14 RGNR Procura della Repubblica presso il Tribunale di Roma).** Sono pendenti due procedimenti penali aventi ad oggetto la "presunta" evasione di accisa nell'ambito dell'attività di commercializzazione dei carburanti nel mercato della rete. In particolare, la contestazione riguarda la presunta immissione in consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. Un primo procedimento, avviato dalla Procura della Repubblica di Frosinone nei confronti di una società terza (Turriziani Petroli) acquirente di carburanti da Eni, risulta tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Nell'ambito di tale indagine, estesa poi ad Eni, sono stati acquisiti presso quest'ultima dati e informazioni riguardanti l'assolvimento delle accise in relazione ai quantitativi di carburante esitati dalle tre basi oggetto d'indagine (Gaeta, Napoli e Livorno). Eni ha fornito la massima collaborazione possibile, consegnando tutta la documentazione chiesta con sollecitudine. In tale occasione si aveva conferma che il procedimento aveva ad oggetto la "presunta" immissione al consumo da parte di Eni di prodotti petroliferi in quantitativi superiori rispetto a quelli assoggettati ad accisa. La Guardia di Finanza di Frosinone, unitamente alla locale Agenzia delle Dogane (ADD) in esito alle indagini-espletate ha emesso nel novembre 2013 un Processo Verbale di Costatazione (PVC) per il mancato pagamento dell'accisa negli anni 2007-2012 per un valore di €1,550 milioni. Nel maggio del 2014 l'Agenzia delle Dogane di Roma ha inoltre emesso l'avviso di pagamento relativo al mancato versamento delle accise dedotto nel PVC predisposto dalla GdF e dall'Agenzia delle Dogane di Frosinone. La società ha prontamente presentato ricorso avverso il predetto avviso innanzi alla Commissione Tributaria. Il secondo procedimento, avviato dalla Procura della Repubblica di Roma, ha ad oggetto sempre la presunta sottrazione di prodotto al pagamento delle accise in relazione alle eccedenze di prodotto allo scarico rispetto ai quantitativi indicati nei documenti fiscali di accompagnamento. Tale procedimento rappresenta uno sviluppo di quello avviato dalla Procura di Frosinone e riguarda fatti sostanzialmente analoghi a quelli oggetto del procedimento di provenienza con tuttavia alcune differenze sia in ordine alla natura dei reati contestati, sia in relazione alle condotte oggetto dell'accertamento. La Procura di Roma ha ipotizzato, infatti, la sussistenza di un'associazione a delinquere finalizzata alla sottrazione sistematica di prodotti petroliferi presso tutte le 22 basi di carico di Eni SpA dislocate sul territorio nazionale. La società sta fornendo all'Autorità Giudiziaria la massima collaborazione con l'intento di chiarire innanzi al nuovo interlocutore le

proprie ragioni a sostegno della correttezza del proprio operato. Inoltre su richiesta della Società, l'Unione Petrolifera ha interpellato l'Agenzia delle Dogane per conoscere il parere della stessa in merito alla correttezza delle modalità operative adottate. In data 30 settembre 2014 è stato eseguito un ulteriore decreto di perquisizione e sequestro disposto dalla Procura di Roma nei confronti del precedente Direttore Generale della Divisione R&M. I presupposti del provvedimento sono analoghi a quelli del precedente. Il provvedimento è conseguenza del fatto che l'accertamento in corso riguarda anche il periodo in cui al vertice della Divisione R&M vi era il precedente Direttore Generale.

In data 5 marzo 2015 è stata eseguita una perquisizione su tutti i depositi del circuito Eni in Italia, disposta dalla Procura della Repubblica di Roma nell'ambito del medesimo procedimento.

Scopo della perquisizione è stato quello di verificare l'esistenza di comportamenti fraudolenti finalizzati a manomettere i sistemi di misurazione dei carburanti movimentati presso i predetti depositi e funzionali agli adempimenti fiscali in materia di accise.

5. Contenziosi fiscali

Italia

Eni SpA

(i) **Contestazione per omesso pagamento ICI relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali del Mare Adriatico.** Nel dicembre 1999 il Comune di Pineto (provincia di Teramo) ha contestato alla Società l'omesso pagamento dell'imposta comunale sugli immobili relativamente ad alcune piattaforme petrolifere di estrazione di idrocarburi localizzate nelle acque territoriali del Mare Adriatico prospicienti il territorio comunale per un ammontare di circa €17 milioni a titolo di imposta, sanzioni e interessi relativamente agli anni 1993-1998. Avverso tale avviso la Società ha presentato tempestivo ricorso contestando: (i) in via preliminare la carenza del potere impositivo del Comune per mancanza del presupposto territoriale in quanto il mare territoriale nel quale sono installate le piattaforme in oggetto non rientra nel territorio comunale; (ii) nel merito la mancanza degli altri presupposti oggettivi per l'applicazione dell'imposta. La Commissione Tributaria Provinciale territorialmente competente ha accolto il ricorso di Eni; tali conclusioni sono state confermate dalla competente Commissione Tributaria Regionale. Il Comune ha proposto appello presso la Corte di Cassazione che, con sentenza del febbraio 2005, ha riconosciuto il potere impositivo del Comune sulle acque territoriali, e ha conseguentemente cassato la sentenza impugnata rinviando per la decisione sugli altri motivi ad altra sezione della Commissione Tributaria Regionale dell'Abruzzo che ha disposto la nomina di un collegio di consulenti (CTU), incaricati di effettuare accertamenti tecno-contabili necessari ai fini del giudizio. La relazione conclusiva dei CTU conferma la non accatastabilità delle piattaforme e quindi la carenza del presupposto impositivo ai fini ICI. Tale conclusione è stata accolta dalla Commissione Tributaria Regionale dell'Abruzzo. In data 25 gennaio 2011 il Comune ha notificato alla Società il ricorso per la Cassazione dell'anzidetta sentenza. Nel dicembre 2005, il Comune di Pineto aveva notificato a Eni SpA analogo avviso di accertamento dell'ICI per gli anni dal 1999 al 2004 poi estesi a tutto il 2009 per le medesime piattaforme petrolifere chiedendo il pagamento di una somma complessiva di circa €25 milioni a titolo di imposta, sanzioni per omesso versamento e omessa dichiarazione e interessi. Il ricorso avverso tale provvedimento è stato accolto con sentenza del dicembre 2007 dalla Commissione Tributaria Provinciale di Teramo. La Commissione Tributaria Regionale de L'Aquila ha poi rigettato l'appello proposto dal Comune di Pineto. Il Comune ha infine presentato ricorso in Cassazione. Analoghi procedimenti relativi a piattaforme petrolifere Eni installate nelle acque territoriali italiane sono pendenti con i comuni di Pedaso, Gela e Cupra Marittima per ammontari comunque non significativi.

(ii) **Rimborso dell'addizionale all'IRES introdotta con l'articolo 3 della legge 6 febbraio 2009 n. 7.** Per il finanziamento dei progetti infrastrutturali previsti dal trattato di amicizia partenariato e collaborazione tra Italia e Libia del 2008, la legge n. 7/2009 ha introdotto un'addizionale all'IRES applicabile con l'aliquota del 4% all'utile ante imposte nel caso in cui l'incidenza fiscale sia inferiore al 19%. Tale imposta è dovuta per gli esercizi dal 2009 al 2028. Nel 2009 Eni ha chiesto il riconoscimento del diritto al rimborso dell'imposta ai competenti organi giurisdizionali eccependo in particolare un effetto di doppia imposizione sui dividendi distribuiti da controllate residenti nell'Unione Europea in contrasto con la cd. direttiva madre-figlia. Nel dicembre 2013 il Giudice Tributario di secondo grado competente ha riconosciuto il diritto di Eni al rimborso. L'Amministrazione Finanziaria non ha impugnato tale sentenza che quindi è diventata definitiva nel giugno 2014. La sentenza di per sé comporta il diritto al rimborso della prima rata dell'imposta relativa all'esercizio 2009 per un importo di circa €75 milioni. Eni ha presentato istanza di interpello all'Agenzia dell'Entrate chiedendo conferma del fatto che ai fini della determinazione dell'addizionale, la base imponibile debba essere calcolata prevedendo la rettifica in diminuzione di un importo pari al 95% dei dividendi distribuiti da controllate residenti nell'Unione europea. Il 26 settembre 2014 l'Agenzia delle entrate ha confermato l'esclusione dei suddetti dividendi dalla base imponibile dell'addizionale in occasione delle dichiarazioni dei redditi ancora da presentare. In relazione all'esito positivo dell'interpello, Eni ha proceduto a riliquidare l'imposta dovuta per l'esercizio 2012, mediante la presentazione di una dichiarazione integrativa e a liquidare l'addizionale dovuta per l'esercizio 2013 secondo la nuova modalità di calcolo. È confermata per la seconda rata dell'imposta relativa al 2009 e per gli esercizi 2010 e 2011 la validità delle richieste di rimborso già presentate. L'effetto a conto economico è stato un provento di €824 milioni (ai quali si aggiungono interessi per circa €40 milioni) che comprende anche le maggiori imposte versate negli esercizi passati delle quali è stata valutata la probabilità di rimborso in applicazione del principio internazionale IAS12. A dicembre 2014 l'Amministrazione finanziaria ha rimborsato l'importo chiesto da Eni per l'esercizio 2009.

Estero

(i) **Eni Angola Production BV.** Le Autorità fiscali dell'Angola contestano a Eni Angola Production BV, quale contitolare della concessione di Cabinda, la deducibilità degli ammortamenti sulle immobilizzazioni in corso ai fini del pagamento della Petroleum Income Tax. La società ha pagato le maggiori imposte oggetto di contestazione per gli anni 2002-2006 chiedendo il riconoscimento della propria posizione per gli esercizi suc-

80901/562

80901543

cessivi. A tal fine ha presentato ricorso. Il giudizio prosegue presso la Corte Suprema. A fronte del contenzioso la società ha effettuato uno stanziamento al fondo rischi.

- (ii) **Indonesia.** L'Amministrazione Finanziaria indonesiana contesta a Lasmo Sanga Sanga Limited, società residente fiscalmente in UK, l'applicazione dell'aliquota del 10% relativa alla Branch Profit Tax ai sensi della convenzione contro le doppie imposizioni tra UK e Indonesia. L'Amministrazione ritiene si sarebbe dovuta applicare la ritenuta domestica del 20%. Gli importi richiesti e già versati ammontano a \$148 milioni per maggiori imposte e interessi. La società ha presentato ricorso e ha effettuato un accantonamento al fondo rischi.

6. Contenziosi chiusi

- (i) **Eni SpA, Polimeri Europa SpA (ora Versalis SpA) e Syndial SpA – Elastomeri.** La Commissione Europea, con decisione del 29 novembre 2006, aveva accertato una violazione della normativa antitrust e ha comminato un'ammenda di €272,25 milioni, poi ridotta a €181,5 milioni, in solido a Eni e Versalis SpA (già Polimeri Europa) relativamente ad un'asserita intesa anticoncorrenziale nel settore degli elastomeri del tipo BR/E-SBR. In conclusione, essendosi definiti i giudizi relativi ai ricorsi presentati avverso la decisione della Commissione del 2006, avendo la Commissione archiviato il procedimento di rideterminazione della sanzione e avendo Eni/Versalis proceduto al definitivo pagamento della sanzione, i contenziosi direttamente inerenti la decisione della Commissione possono intendersi definitivamente conclusi.

Per quanto riguarda gli elastomeri denominati CR, il Tribunale di Prima Istanza UE, con una sentenza del dicembre 2012 aveva ridotto a circa €106 milioni l'ammenda, originariamente pari a €132,16 milioni, inflitta solidalmente a Polimeri Europa ed Eni dalla Commissione Europea in data 5 dicembre 2007 per aver dato luogo insieme ad altri operatori a un'intesa restrittiva della concorrenza. Il 5 marzo 2015 la Corte di Giustizia europea ha confermato la sentenza di primo grado chiudendo il procedimento in via definitiva.

- (ii) **Eni SpA - Istruttoria per violazioni in materia di fatturazione clienti gas e luce.** Con la delibera 477/2013/S/Com del 31 ottobre 2013, pubblicata il 5 novembre 2013, l'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico (di seguito "AEEGSI") ha avviato un procedimento istruttorio nei confronti di Eni per asserite violazioni dell'articolo 5 della delibera 229/01 dell'AEEGSI in materia di periodicità di fatturazione nella vendita di gas ed energia elettrica, nonché ritardi nell'emissione delle fatture di chiusura per clienti che hanno cambiato fornitore. L'AEEGSI ha dichiarato ammissibili gli impegni presentati da Eni che hanno recepito alcune osservazioni presentate nella fase di market test e le indicazioni dell'AEEGSI. L'AEEGSI ha approvato e resi obbligatori gli impegni presentati da Eni e quindi chiuso, senza accertamento di alcun illecito o sanzione, l'istruttoria.

Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nei settori Exploration & Production e Refining & Marketing. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute, Eni corrisponde delle royalties e, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. Nei Production Sharing Agreement e nei contratti di service il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (cost oil) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (profit oil). Nel settore Refining & Marketing alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e lo svolgimento delle attività accessorie. A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali royalties fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimovibili.

809011544

Regolamentazione in materia ambientale

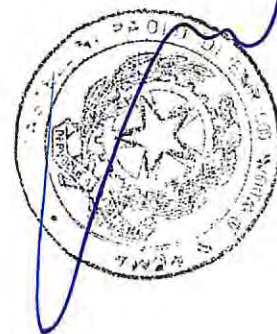
I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nei Fattori di rischio e di incertezza – Rischio operation della Relazione sulla gestione. In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi.

In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto tra l'altro dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del Decreto Legislativo n. 152/2006; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Emission trading

Nel 2013 ha preso il via la terza fase del sistema europeo di scambio di quote (EU-ETS), durante la quale lo strumento principale di assegnazione dei permessi di emissione è rappresentato dalla vendita all'asta in luogo dell'assegnazione gratuita basata sulle emissioni storiche. Per il periodo 2013-2020 l'assegnazione gratuita dei permessi avviene utilizzando parametri di riferimento europei specifici per ogni settore industriale (cd. benchmark), ad eccezione del settore termoelettrico per il quale non sono più previste assegnazioni gratuite. Il nuovo contesto regolatorio determina per gli impianti Eni soggetti ad emission trading l'assegnazione di un quantitativo di permessi di emissione generalmente inferiore rispetto alle emissioni registrate nell'anno di riferimento, con la necessità di acquistare le quote necessarie ai fini di compliance tramite l'approvvigionamento sul mercato delle emissioni.

Nell'esercizio 2014 le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 19,16 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 8,80 milioni di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 10,36 milioni di tonnellate. L'intero deficit è stato compensato tramite l'approvvigionamento dei permessi mancanti sul mercato delle emissioni.



Ricavi

80901/345

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Ricavi".

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	126.364	114.549	109.760
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	745	148	87
	127.109	114.697	109.847

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Accise	13.823	12.650	12.289
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	2.177	2.018	1.586
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	4.422	5.459	5.191
Vendite a gestori di impianti stradali per consegne fatturate a titolari di carte di credito	2.010	1.909	1.804
	22.432	22.036	20.870

I ricavi delle vendite e delle prestazioni di €109.760 milioni (€126.364 milioni e €114.549 milioni rispettivamente nel 2012 e 2013) riguardano per €11.504 milioni (rispettivamente €10.935 milioni e €10.427 milioni nel 2012 e 2013) ricavi di commessa del settore Ingegneria & Costruzioni (Saipem) e comprendono corrispettivi aggiuntivi in corso di negoziazione (change orders e claims). L'importo cumulato dei corrispettivi aggiuntivi al 31 dicembre 2013 e al 31 dicembre 2014, in relazione allo stato di avanzamento dei progetti, ammontava rispettivamente a €1.018 milioni e a €801 milioni. Le valutazioni dei progetti con posizioni di corrispettivi aggiuntivi superiori a €50 milioni sono state supportate anche da pareri tecnico-legali di consulenti esterni.

I ricavi netti della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 43 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I ricavi netti della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 – Rapporti con parti correlate.

Altri ricavi e proventi

Gli altri ricavi e proventi si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Proventi per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting	67	44	390
Plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali	701	370	92
Locazioni e affitti di azienda	95	88	92
Indennizzi	56	65	44
Penalità contrattuali e altri proventi relativi a rapporti commerciali	69	35	37
Altri proventi (*)	560	785	446
	1.548	1.387	1.101

(*) Di importo unitario inferiore a €50 milioni.

Le plusvalenze da vendite di attività materiali e immateriali di €92 milioni riguardano per €83 milioni asset del settore Exploration & Production.

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 – Rapporti con parti correlate.

Costi operativi

8090.1/546

Di seguito sono analizzate le principali voci che compongono i "Costi operativi".

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	74.643	67.004	63.605
Costi per servizi	15.142	17.711	16.979
Costi per godimento di beni di terzi	3.440	3.678	4.080
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	856	850	494
Altri oneri	1.358	1.147	1.516
	95.439	90.390	86.674
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(326)	(311)	(253)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(79)	(76)	(81)
	95.034	90.003	86.340

I costi per servizi comprendono compensi di intermediazione riferiti al settore Ingegneria & Costruzioni per €4 milioni (€6 milioni e €5 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013).

I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione all'attivo patrimoniale ammontano a €186 milioni (€211 milioni e €197 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono canoni per contratti di leasing operativo per €1.965 milioni (€1.432 milioni e €1.592 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013) e royalties su prodotti petroliferi estratti per €1.278 milioni (€1.555 milioni e €1.413 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013).

Gli altri oneri di €1.516 milioni comprendono: (i) oneri per variazione prezzi di vendita su operazioni overlifting e underlifting per €409 milioni (€57 milioni e €50 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013); (ii) minusvalenze da vendita e da radiazione di attività materiali, immateriali e rami d'azienda per €160 milioni riferite per €144 milioni al settore Exploration & Production.

I pagamenti minimi futuri dovuti per contratti di leasing operativo non annullabili si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Pagabili entro:			
1 anno	722	706	606
da 2 a 5 anni	1.289	1.212	1.422
oltre 5 anni	560	349	957
	2.571	2.267	2.985

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 dai Fondagli accordi di leasing operativo con riferimento alla distribuzione di dividendi, alla disponibilità degli asset o alla capacità di indebitarsi.

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto degli utilizzi per esuberanza di €494 milioni (€856 milioni e €850 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013) riguardano l'accantonamento netto al fondo rischi per contenziosi di €536 milioni (accantonamenti netti di €688 milioni e €222 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013) e l'accantonamento netto al fondo rischi ambientali di €177 milioni (accantonamenti netti di €67 milioni e €127 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 29 - Fondi per rischi e oneri.

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

80901/547

(€ milioni)	2012	2013	2014
Salari e stipendi	3.904	4.395	4.645
Oneri sociali	679	657	709
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	110	92	104
Altri costi	184	411	235
	4.877	5.555	5.693
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(182)	(194)	(295)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(55)	(60)	(61)
	4.640	5.301	5.337

Gli altri costi di €235 milioni (€184 milioni e €411 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013) comprendono oneri per esodi agevolati per €10 milioni (€64 milioni e €279 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013) e oneri per programmi a contributi definiti per €110 milioni (€100 milioni e €109 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013).

Gli oneri per programmi a benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 30 – Fondi per benefici ai dipendenti.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2012		2013		2014	
	Controllate	Joint operations	Controllate	Joint operations	Controllate	Joint operations
Dirigenti	1.463	37	1.466	38	1.467	27
Quadri	12.936	143	13.368	156	13.727	136
Impiegati	37.135	824	39.067	860	40.052	633
Operai	23.427	805	25.882	809	27.545	559
	74.961	1.809	79.783	1.863	82.791	1.355

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine del periodo. Il numero medio dei dirigenti comprende i manager assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

Piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni

Nel 2009 Eni ha dato discontinuità al piano di incentivazione manageriale basato sull'assegnazione di stock option ai dirigenti di Eni SpA e delle società controllate ai sensi dell'art. 2359 del Codice Civile. A seguito della scadenza delle opzioni relative all'assegnazione 2008, del Piano di stock option 2006-2008, al 31 dicembre 2014 non ci sono piani di stock option ancora in essere.

L'evoluzione dei diritti di opzione è stata la seguente:

	2012			2013			2014		
	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato ^(a) (€)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato ^(a) (€)	Numero di azioni	Prezzo medio di esercizio (€)	Prezzo di mercato ^(a) (€)
Diritti esistenti al 1° gennaio	11.873.205	23,101	15,941	8.259.520	23,545	18,457	2.980.725	22,540	17,533
Diritti esercitati nel periodo	(93.000)	16,576	16,873						
Diritti decaduti nel periodo	(3.520.685)	22,233	16,637	(5.278.795)	24,112	16,278	(2.980.725)	22,540	19,766
Diritti esistenti al 31 dicembre	8.259.520	23,545	18,457	2.980.725	22,540	17,533			
di cui: esercitabili al 31 dicembre	8.243.205	23,544	18,457	2.969.450	22,540	17,533			

(a) Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti assegnati, esercitati o decaduti nel periodo corrisponde alla media, ponderata per il numero delle azioni, dei loro valori di mercato (media aritmetica dei prezzi ufficiali rilevati sul Mercato Telematico Azionario nel mese precedente: (i) la data di assegnazione; (ii) la data di immissione nel conto titoli dell'assegnatario; (iii) la data di risoluzione unilaterale del rapporto di lavoro per i diritti decaduti). Il prezzo di mercato delle azioni afferenti i diritti esistenti all'inizio e fine periodo è puntuale al 31 dicembre.

Negli esercizi 2012, 2013 e 2014 non vi è alcun costo per i piani di stock option di competenza.

80901/1568

Compensi spettanti al key management personnel

I compensi spettanti ai soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i dirigenti con responsabilità strategica (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano (incluso i contributi e gli oneri accessori) a €40 milioni, €38 milioni e €43 milioni rispettivamente per il 2012, il 2013 e il 2014 e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Salari e stipendi	24	25	25
Benefici successivi al rapporto di lavoro	1	2	2
Altri benefici a lungo termine	12	11	10
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro	3		6
	40	38	43

Compensi spettanti agli amministratori e ai sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €13,2 milioni, €11,4 milioni e €10,1 milioni rispettivamente per gli esercizi 2012, 2013 e 2014.

I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,467 milioni, €0,474 milioni e €0,419 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2012, 2013 e 2014.

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

Altri proventi (oneri) operativi

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(1)	25	(133)
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	(157)	(96)	278
	(158)	(71)	145

I proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dal settore Gas & Power.

I proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati riguardano: (i) gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario (proventi netti per €27 milioni nel 2014, oneri netti per €17 milioni e €8 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013); (ii) gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su merci privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta del rischio commodity (proventi netti per €220 milioni nel 2014, oneri netti per €141 milioni e €91 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013); (iii) la valutazione a fair value di derivati impliciti presenti nelle formule prezzo di contratti di fornitura di lungo termine di gas nel settore Exploration & Production (proventi netti per €1 milione, €3 milioni e €31 milioni rispettivamente nel 2012, nel 2013 e nel 2014).

I costi operativi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 – Rapporti con parti correlate.



80901/569

Ammortamenti e svalutazioni

Gli ammortamenti e svalutazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Ammortamenti:			
- attività materiali	7.443	7.454	8.187
- attività immateriali	2.207	1.976	1.789
	9.650	9.430	9.976
Svalutazioni:			
- attività materiali	1.600	2.116	1.540
- attività immateriali	2.375	507	53
	3.975	2.623	1.593
a dedurre:			
- rivalutazioni di attività materiali	(3)	(223)	(64)
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(1)	(3)	(2)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(4)	(6)	(4)
	13.617	11.821	11.499

Gli ammortamenti e svalutazioni sono analizzati per settore di attività alla nota n. 43 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

39 Proventi (oneri) finanziari

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	7.208	5.732	6.459
Oneri finanziari	(8.327)	(6.653)	(7.710)
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading		4	24
	(1.119)	(917)	(1.227)
Strumenti finanziari derivati			
	(252)	(92)	162
	(1.371)	(1.009)	(1.065)

Il valore netto dei proventi e oneri finanziari si analizza come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(729)	(742)	(759)
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(257)	(181)	(163)
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	24	49	28
- Interessi attivi verso banche	28	43	26
- Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading		4	24
	(934)	(827)	(844)
Differenze attive (passive) di cambio			
- Differenze attive di cambio	7.015	5.485	6.177
- Differenze passive di cambio	(6.884)	(5.448)	(6.427)
	131	37	(250)
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	150	170	163
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	54	61	74
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^[a]	(308)	(240)	(293)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(212)	(118)	(77)
	(316)	(127)	(133)
	(1.119)	(917)	(1.227)

^[a] La voce riguarda l'incremento dei fondi per rischi e oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

I proventi (oneri) su strumenti finanziari derivati si analizzano come segue:

80901/550

(€ milioni)	2012	2013	2014
Opzioni	(26)	(41)	68
Strumenti finanziari derivati su valute	(138)	(91)	48
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	(88)	40	46
	(252)	(92)	162

I proventi netti su strumenti finanziari derivati di €162 milioni (oneri per €252 milioni e €92 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013) comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari derivati su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio economico implicito nelle formule prezzo delle commodity del settore Gas & Power. La stessa carenza di requisiti formali per considerare di copertura gli strumenti finanziari derivati comporta la rilevazione delle differenze attive nette di cambio in quanto gli effetti dell'adeguamento al cambio di fine esercizio delle attività e passività in moneta diversa da quella funzionale non vengono contabilmente compensate dalla variazione dei fair value degli strumenti finanziari derivati. I proventi su opzioni di €68 milioni (oneri netti per €26 milioni e €41 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013) riguardano la valutazione al fair value delle opzioni implicite nei bond convertibili in azioni Galp Energia SGPS SA per €45 milioni (oneri per €26 milioni e proventi per €14 milioni rispettivamente nel 2012 e nel 2013) e in azioni Snam SpA per €23 milioni (oneri per €55 milioni nel 2013) determinati dalla riduzione della passività rilevata nell'esercizio precedente dovuta all'approssimarsi della scadenza e al prezzo di borsa delle azioni che rendono le opzioni out-of-the-money.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 44 – Rapporti con parti correlate.

Proventi (oneri) su partecipazioni

Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto si analizza come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Plusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	451	313	215
Minusvalenza da valutazione con il metodo del patrimonio netto	(250)	(105)	(86)
Utilizzi (accantonamenti) netti del fondo copertura perdite per valutazione con il metodo del patrimonio netto	(15)	14	(8)
	186	222	121

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 19 – Partecipazioni.

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto è analizzato per settore di attività alla nota n. 43 – Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Altri proventi (oneri) su partecipazioni

Gli altri proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Dividendi	431	400	385
Plusvalenze nette da vendita	349	3.598	163
Altri proventi (oneri) netti	1.823	1.865	(179)
	2.603	5.863	369

I dividendi di €385 milioni riguardano essenzialmente Nigeria LNG Ltd (€247 milioni), Snam SpA (€43 milioni) e Galp Energia SGPS SA (€22 milioni).

I dividendi relativi al 2013 di €400 milioni riguardavano essenzialmente Nigeria LNG Ltd (€224 milioni), Snam SpA (€72 milioni) e Galp Energia SGPS SA (€43 milioni).

I dividendi relativi al 2012 di €431 milioni riguardavano principalmente Nigeria LNG Ltd (€331 milioni).

Le plusvalenze nette da vendite di €163 milioni riguardano: (i) per €96 milioni la cessione dell'8,15% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA, di cui €77 milioni relativi al rigiro della riserva patrimoniale da valutazione al fair value; (ii) per €54 milioni la cessione del 20% (intera quota posseduta) del capitale sociale di South Stream Transport BV a Gazprom; (iii) per €9 milioni la cessione del 50% (intera quota posseduta) del capitale sociale di EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH ad EnBW Energie Baden-Württemberg AG. Maggiori informazioni sulle cessioni sono indicate alla nota n. 19 – Partecipazioni.

Le plusvalenze nette da vendite relative al 2013 di €3.598 milioni riguardavano: (i) per €3.359 milioni la cessione del 28,57% del capitale sociale di Eni East Africa SpA, titolare dei diritti minerari dell'Area 4 in Mozambico a China National Petroleum Corporation (CNPC) che attraverso la partecipazione in Eni East Africa acquisisce indirettamente una quota del 20% nell'Area 4; Eni, attraverso la partecipazione residua, rimane titolare del 50% e dell'operatorship; (ii) per €98 mi-

80901,551

lioni la cessione dell'8,19% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA, di cui €67 milioni relativi al rigiro della riserva patrimoniale da valutazione al fair value; (iii) per €75 milioni la cessione dell'11,69% del capitale sociale di Snam SpA, di cui €8 milioni relativi al rigiro della riserva patrimoniale da valutazione al fair value; (iv) per €63 milioni la cessione del 49% (intera quota posseduta) del capitale sociale di Super Octanos CA.

Le plusvalenze nette da vendite relative al 2012 di €349 milioni riguardavano per €311 milioni la cessione di Galp Energia SGPS SA ad Amorim Energia BV (5% del capitale sociale) e ad investitori istituzionali (4% del capitale sociale).

Gli altri oneri netti di €179 milioni comprendono l'adeguamento al prezzo di borsa alla data di bilancio di 66,3 milioni di azioni Galp Energia SGPS SA (oneri per €231 milioni al prezzo di €8,43 per azione) e di 288,7 milioni di azioni Snam SpA (proventi per €10 milioni al prezzo di €4,1 per azione). Tali partecipazioni sono valutate in base alla fair value option perché al servizio di prestiti obbligazionari convertibili. Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 19 – Partecipazioni. Gli altri proventi netti relativi al 2013 di €1.865 milioni comprendevano: (i) la rivalutazione del 60% (intera quota posseduta) della partecipazione in Artic Russia BV. La partecipazione in Artic Russia BV era classificata nelle attività destinate alla vendita e valutata al fair value per effetto del venir meno del controllo congiunto in quanto si sono verificate, prima della fine dell'anno, tutte le condizioni sospensive incluse nel Sale Purchase Agreement firmato con Gazprom nel mese di novembre 2013. Ciò ha determinato una plusvalenza da rivalutazione per valutazione al fair value di €1.682 milioni. L'incasso del corrispettivo della vendita è avvenuto nel mese di gennaio 2014; (ii) l'adeguamento al prezzo di borsa alla data di riferimento della Relazione finanziaria consolidata 2013 di 288,7 milioni di azioni Snam SpA e di 66,3 milioni di azioni Galp Energia SGPS SA per le quali è stata attivata la fair value option perché al servizio di due prestiti obbligazionari convertibili emessi rispettivamente per Snam il 18 gennaio 2013 e per Galp il 30 novembre 2012 per, rispettivamente, €158 milioni e €10 milioni di proventi.

Gli altri proventi netti relativi al 2012 di €1.823 milioni comprendevano: (i) un provento straordinario di €835 milioni derivante dall'aumento di capitale di una controllata Galp, Petrogal, sottoscritto da un socio terzo mediante apporto in denaro superiore al valore di libro della sua quota di interessenza relativa; (ii) la rivalutazione alla quotazione di mercato alla data di perdita del collegamento (€865 milioni sul 28,34% del capitale Galp Energia SGPS SA) e il successivo adeguamento al prezzo di borsa alla data di bilancio limitatamente all'8% delle azioni Galp per le quali è stata attivata la fair value option perché al servizio di un prestito obbligazionario convertibile (proventi per €65 milioni); (iii) l'adeguamento al prezzo di borsa alla data di bilancio di 288,7 milioni di azioni Snam SpA per le quali è stata attivata la fair value option perché al servizio di un prestito obbligazionario convertibile emesso il 18 gennaio 2013 (proventi per €6 milioni).

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Imposte correnti:			
-imprese italiane	751	806	(541)
-imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	10.214	7.602	6.512
-altre imprese estere	464	312	313
	11.429	8.720	6.284
Imposte differite e anticipate nette:			
-imprese italiane	373	(198)	314
-imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	129	756	128
-altre imprese estere	(252)	(273)	(234)
	250	285	208
	11.679	9.005	6.492

I proventi d'imposta netti relativi alle imprese italiane di €541 milioni riguardano proventi IRES per €735 milioni, oneri IRAP per €37 milioni e oneri per imposte estere per €157 milioni. I proventi netti IRES di €735 milioni comprendono il provento d'imposta di €824 milioni determinato dall'intervenuta definizione con le Autorità fiscali italiane delle modalità di calcolo dell'addizionale IRES del 4% di cui alla legge 7/2009 (cosiddetta Lybian tax) dovuta dalla parent company Eni SpA con effetto dall'esercizio 2009.

L'incidenza delle imposte sull'utile dell'esercizio prima delle imposte è dell'88,4% (70,2% e 64,5% rispettivamente nel 2012 e nel 2013) a fronte dell'incidenza fiscale teorica del 33,4% (44,0% e 43,2% rispettivamente nel 2012 e nel 2013) che risulta applicando le aliquote previste dalla normativa fiscale italiana del 27,5% (38,0%²² nel 2012 e nel 2013) (IRES) all'utile prima delle imposte e del 3,9% (stessa aliquota nel 2012 e nel 2013) (IRAP) al valore netto della produzione.

[22] Nel 2012 e 2013 comprendeva l'aliquota addizionale di 5,5 punti percentuali sul reddito imponibile delle imprese del settore energia, cosiddetta Robin Tax, con effetto dal 1° gennaio 2008 e gli ulteriori incrementi di 1 punto percentuale stabilito con effetto 1° gennaio 2009 come previsto dal Decreto Legge n. 112/2008 (convertito in Legge n. 133/2008) e 4 punti percentuali con effetto 1° gennaio 2011 come previsto dal Decreto Legge n. 138/2011 (convertito in Legge n. 148/2011). Tali aliquote addizionali non si applicano ad Eni SpA nel 2014 avendo chiuso l'esercizio 2013 in perdita. La Robin Tax è stata abrogata nel febbraio 2015 con sentenza della Corte Costituzionale per illegittimità con effetto "prospettivo" cioè senza alcun diritto di rimborso.

80901/552

L'analisi della differenza tra l'aliquota fiscale teorica e quella effettiva per i tre periodi messi a confronto è la seguente:

(%)	2012	2013	2014
Aliquota teorica	44,0	43,2	33,4
Variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:			
- maggiore incidenza fiscale delle imprese estere	16,8	16,0	50,7
- effetto svalutazione delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali	7,6	8,9	13,7
- effetto applicazione addizionale IRES prevista dalla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009	1,5	1,3	
- effetto rideterminazione addizionale IRES prevista dalla Legge n. 7 del 6 febbraio 2009			(11,2)
- differenze permanenti e altre motivazioni	0,3	(4,9)	1,8
	26,2	21,3	55,0
	70,2	64,5	88,4

La maggiore incidenza fiscale delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per 49,2 punti percentuali (17,8 e 14,9 punti percentuali nel 2012 e nel 2013).

La svalutazione delle attività per imposte anticipate e rideterminazione aliquote fiscali di 13,7 punti percentuali comprende la svalutazione di attività per imposte anticipate delle società italiane di €976 milioni in relazione alle proiezioni di minori redditi imponibili futuri (€500 milioni pari a 6,8 punti percentuali) e al minore tax rate prospettico a seguito dell'abolizione dell'addizionale IRES di cui all'art. 81 del D.L. 112/2008, cosiddetta Robin Tax, (€476 milioni pari a 6,5 punti percentuali) per effetto della sentenza della Corte Costituzionale del febbraio 2015 che ha dichiarato l'illegittimità di tale tributo. Tale sentenza innovativamente dispone solo per il futuro negando ogni diritto di rimborso.

Nel 2014, le differenze permanenti e altre motivazioni di 1,8 punti percentuali comprendono l'effetto di 0,7 punti percentuali relativo alla tassazione dei dividendi infragruppo.

Nel 2013, le differenze permanenti e altre motivazioni in diminuzione di 4,9 punti percentuali comprendono gli effetti relativi alla parziale non imponibilità della plusvalenza da cessione del 28,57% di Eni East Africa SpA (6,6 punti percentuali), la non imponibilità delle plusvalenze da cessione e da rivalutazione rilevati sulle partecipate Galp Energia SGPS SA e Snam SpA (0,9 punti percentuali) e, in aumento, gli effetti relativi alla indeducibilità della svalutazione di goodwill attribuito alla cash generating unit Mercato Gas Europeo (1,0 punti percentuali) e alla tassazione dei dividendi infragruppo (0,8 punti percentuali).

Nel 2012, le differenze permanenti e altre motivazioni di 0,3 punti percentuali comprendono l'effetto di 3,3 punti percentuali relativo alla indeducibilità della svalutazione di goodwill attribuito alla cash generating unit Mercato Gas Europeo e, in diminuzione, 4,5 punti percentuali relativi alla non imponibilità delle plusvalenze da cessione e da rivalutazione rilevati sulla partecipata Galp Energia SGPS SA.

Utile per azione

L'utile per azione semplice è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.

Il numero medio ponderato delle azioni in circolazione è di 3.622.764.007, di 3.622.797.043 e di 3.610.387.582 rispettivamente negli esercizi 2012, 2013 e 2014.

L'utile per azione diluito è determinato dividendo l'utile dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione.

Al 31 dicembre 2012, 2013 e 2014 non ci sono azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione e, pertanto, il numero medio ponderato delle azioni per il calcolo dell'utile semplice coincide con il numero medio ponderato delle azioni per il calcolo dell'utile diluito.

	2012	2013	2014
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile semplice e diluito	3.622.764.007	3.622.797.043	3.610.387.582
Utile netto di competenza Eni (milioni di €)	7.790	5.160	1.291
Utile per azione semplice e diluito (ammontari in € per azione)	2,15	1,42	0,36
Utile netto di competenza Eni - continuing operations (milioni di €)	4.200	5.160	1.291
Utile per azione semplice e diluito (ammontari in € per azione)	1,16	1,42	0,36
Utile netto di competenza Eni - discontinued operations (milioni di €)	3.590		
Utile per azione semplice e diluito (ammontari in € per azione)	0,99		

8090.1553

Informazioni per settore di attività e per area geografica

Informazioni per settore di attività

	Altre attività ^(a)									Discontinued operations ^(d)			
(€ milioni)	Exploration & Production	Gas & Power ^(d)	Refining & Marketing	Versalis	Ingegneria & Costruzioni	Corporate e società finanziarie	Snam	Altre	Utili interni	Totale	Snam	Elisioni infragruppo	Continuing operations
2012													
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	35.874	36.198	62.531	6.418	12.799	1.369	2.646	119	(75)				
a dedurre: ricavi infrasettori	(20.322)	(2.038)	(2.962)	(411)	(1.109)	(1.242)	(1.274)	(40)					
Ricavi da terzi	15.552	34.160	59.569	6.007	11.690	127	1.372	79	(75)	128.481	(1.372)		127.109
Risultato operativo	18.470	(3.125)	(1.264)	(681)	1.453	(341)	1.679	(300)	208	16.099	(1.679)	788	15.208
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	40	457	93	22	36	140	72	68		928	(72)		856
Ammortamenti e svalutazioni	8.532	2.923	1.209	202	708	65	284	3	(25)	13.901	(284)		13.617
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	39	81	20	2	46	(1)	38	(1)		224	(38)		186
Attività direttamente attribuibili ^(b)	59.225	20.696	15.266	3.151	14.402	966		474	(776)	113.404			
Attività non direttamente attribuibili										26.788			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.159	951	72	50	179	6		36		3.453			
Passività direttamente attribuibili ^(c)	16.147	10.802	6.361	750	5.229	1.187		2.954	21	43.451			
Passività non direttamente attribuibili										34.324			
Investimenti in attività materiali e immateriali	10.307	213	898	172	1.011	152	756	14	38	13.561			
2013													
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	31.264	32.212	52.238	5.859	11.598	1.453		80	18				
a dedurre: ricavi infrasettori	(18.218)	(1.225)	(2.897)	(289)	(1.018)	(1.339)		(39)					
Ricavi da terzi	13.046	30.987	54.341	5.570	10.580	114		41	18	114.697			
Risultato operativo	14.868	(2.967)	(1.492)	(725)	(98)	(399)		(337)	38	8.888			
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	61	314	100	65	76	178		77	(21)	850			
Ammortamenti e svalutazioni	7.929	2.098	978	139	721	61		20	(25)	11.821			
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	129	71	5		2	7		8		222			
Attività direttamente attribuibili ^(b)	59.784	18.205	15.013	3.169	14.208	968		255	(793)	110.809			
Attività non direttamente attribuibili										27.532			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.730	999	74	148	166			36		3.153			
Passività direttamente attribuibili ^(c)	15.608	10.182	6.079	844	5.517	1.606		2.740	(86)	42.490			
Passività non direttamente attribuibili										34.802			
Investimenti in attività materiali e immateriali	10.475	229	672	314	902	190		21	(3)	12.800			
2014													
Ricavi netti della gestione caratteristica ^(a)	28.488	28.250	56.153	5.284	12.873	1.378		78	54				
a dedurre: ricavi infrasettori	(16.618)	(1.103)	(2.196)	(253)	(1.244)	(1.250)		(47)					
Ricavi da terzi	11.870	27.147	53.957	5.031	11.629	128		31	54	109.847			
Risultato operativo	10.766	186	(2.229)	(704)	18	(246)		(272)	398	7.917			
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	29	(26)	124	28	154	138		50	(3)	494			
Ammortamenti e svalutazioni	9.163	359	567	195	1.157	69		15	(26)	11.499			
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	52	42	8	(4)	21			2		121			
Attività direttamente attribuibili ^(b)	68.113	16.603	12.993	3.059	14.210	1.042		258	(486)	115.792			
Attività non direttamente attribuibili										30.415			
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	1.959	772	73	155	120			36		3.115			
Passività direttamente attribuibili ^(c)	19.152	10.267	5.269	698	6.171	1.243		2.660	(165)	45.295			
Passività non direttamente attribuibili										38.703			
Investimenti in attività materiali e immateriali	10.524	172	537	282	694	83		30	(82)	12.240			

(a) Prima dell'eliminazione dei ricavi infrasettori.

(b) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

(c) Comprendono le passività connesse al risultato operativo.

(d) I risultati di Snam sono stati riclassificati dal settore "Gas & Power" al settore "Altre attività" e rilevati nelle discontinued operations.

Le nuove disposizioni dell'IFRS 10 e 11 sono applicate con effetto retroattivo rettificando i valori di apertura dello stato patrimoniale al 1° gennaio 2013 e i dati economici del 2013.

Gli oneri ambientali sostenuti da Eni SpA per effetto delle garanzie intersocietarie rilasciate a Syndial sono riportati nelle "Altre attività".

I ricavi infrasettore sono conseguiti applicando condizioni di mercato.

Informazioni per area geografica

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione.

80901.1556

(€ milioni)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2012								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	31.424	15.288	11.084	7.207	14.828	31.699	1.874	113.404
Investimenti in attività materiali e immateriali	2.926	1.263	1.626	1.184	1.663	4.725	174	13.561
2013								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	28.619	14.513	7.992	8.683	17.921	31.300	1.781	110.809
Investimenti in attività materiali e immateriali	2.044	1.089	1.553	1.506	1.799	4.556	253	12.800
2014								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	26.516	15.086	8.703	8.456	20.424	34.868	1.739	115.792
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.785	853	1.407	1.196	1.974	4.864	161	12.240

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi netti della gestione caratteristica per area geografica di destinazione.

(€ milioni)	2012	2013	2014
Italia	33.860	31.949	29.621
Resto dell'Unione Europea	35.909	31.629	29.933
Resto dell'Europa	9.645	11.462	12.434
America	15.244	7.752	8.944
Asia	16.394	18.608	16.257
Africa	14.710	12.073	11.640
Altre aree	1.347	1.224	1.018
	127.109	114.697	109.847



809011/555

Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

- (a) lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e con le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento;
- (b) lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
- (c) il rapporto intrattenuto con Vodafone Omnitel BV correlata a Eni SpA per il tramite di un componente del Consiglio di Amministrazione in applicazione del Regolamento Consob in materia di operazioni con parti correlate del 12 marzo 2010 e della procedura interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate". I suddetti rapporti, regolati alle condizioni di mercato, riguardano essenzialmente costi per servizi di comunicazione mobile per €16 milioni e l'accordo di collaborazione commerciale relativo al loyalty program you&eni;
- (d) i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei, costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte dell'ordinaria gestione e sono regolate generalmente a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2014" che si considera parte integrante delle presenti note.

80901/356

Rapporti commerciali e diversi

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa è la seguente:

Esercizio 2012

(€ milioni)

	31.12.2012			2012						Altri proventi (oneri) operativi
Denominazione	Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Costi			Ricavi			
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Continuing operations										
Joint venture e imprese collegate										
ACAM Clienti SpA	19	1	2				65	1		
Agiba Petroleum Co	3	67			96					
Azienda Energia e Servizi Torino SpA					86					
Bronberger & Kessler und Gill & Schweiger GmbH & Co KG	9						84			
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	51	51			51			85		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	66	19	6.122		5			16		
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	60						287			
Gaz de Bordeaux SAS							56			
InAgip doo	54	10			24		53	1		
Karachaganak Petroleum Operating BV	28	56		1.331	244	14	5	8		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	54	1			2			7		
Mellitah Oil & Gas BV	7	47			166		5	12		
Petrobel Belayim Petroleum Co	31	328			585			79		
Toscana Energia SpA					86					1
Unión Fenosa Gas SA	2	3	57			6	120			1
Altre ^(*)	239	94	73	45	420	11	229	121		8
	623	677	6.254	1.376	1.765	31	904	330		10
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	236	172			605	2		1.064		5
Eni BTC Ltd			154							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	54	3	4					7		7
Altre ^(*)	14	59	2	7	50	4	17	3		7
	304	234	160	7	655	6	17	1.074		19
	927	911	6.414	1.383	2.420	37	921	1.404		29
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	16	8		4	554		55	90	1	(7)
Gruppo Finmeccanica	22	47		13	68		17			
Gruppo Snam	182	482	46	13	558	2	102	26	1	
GSE - Gestore Servizi Energetici	86	66		627		58	777	18	12	
Gruppo Terna	45	61		156	126	12	87	67	14	17
Altre ^(*)	42	29			59	3	57	1		
	393	693	46	813	1.365	75	1.095	202	28	10
Fondi pensione e fondazioni		1				21				
	1.320	1.605	6.460	2.196	3.785	133	2.016	1.606	57	10
Discontinued operations										
Joint venture e imprese collegate										
Azienda Energia e Servizi Torino SpA										
Toscana Energia SpA										
Altre ^(*)										
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel					87			295		
Altre ^(*)						1		3	1	
					87	1		298	1	
					87	1		301	2	
Totale	1.320	1.605	6.460	2.196	3.872	134	2.016	1.907	59	10

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

Esercizio 2013

80901/557

[€ milioni]

Denominazione	Crediti altre attività	31.12.2013 Debiti e altre passività	Garanzie	2013						Altri proventi (oneri) operativi
				Beni	Costi Servizi	Altro	Beni	Ricavi Servizi	Altro	
Joint venture e imprese collegate										
Agiba Petroleum Co	1	69			132					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	78	165			127			168		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	42	16	6.122		2			44		
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	33						165	1		
InAgip doo	57	22			63			34		
Karachaganak Petroleum Operating BV	26	220		1.218	275	4		19		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	55	5			2	1		6		
Mellitah Oil & Gas BV	7	61		16	215			3		
Petrobel Belayim Petroleum Co	32	360			570			47		
Petromar Lda	71	7	29		6	1		69		
PetroSucre SA	57							1		
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	23	1			1		254			
Unión Fenosa Gas SA	2	1	57			32	17	2	1	
Altre ^(*)	123	182	18	79	314	7	150	80	9	
	607	1.109	6.226	1.313	1.707	45	586	474	10	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV	115	153			506	16		541	4	
Eni BTC Ltd			147							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	62	1	10					2		
Altre ^(*)	14	56	2	6	45	4	13	8	5	
	191	210	159	6	551	20	13	551	9	
	798	1.319	6.385	1.319	2.258	65	599	1.025	19	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	134	29		2	848		78	109	2	49
Gruppo Snam	337	564	13	38	2.038	4	792	87	1	
Gruppo Terna	43	58		124	149	13	118	38	2	19
GSE - Gestore Servizi Energetici	86	135		811		96	265	21	9	
Altre ^(*)	47	70		7	107	4	48	4		
	647	856	13	982	3.142	117	1.301	259	14	68
Fondi pensione e fondazioni		2			4	51				
Totale	1.445	2.177	6.398	2.301	5.404	233	1.900	1.284	33	68

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

80901/558

Esercizio 2014

(€ milioni)

Denominazione	Crediti e altre attività	31.12.2014 Debiti e altre passività	Garanzie	2014						Altri proventi (oneri) operativi
				Costi			Ricavi			
				Beni	Servizi	Altro	Beni	Servizi	Altro	
Joint venture e imprese collegate										
Agiba Petroleum Co	2	60			169					
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due	120	152			159			216		
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno	23	12	6.122		3			14		
EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH							134	2		
InAgip doo	52	11			44		1	7		
Karachaganak Petroleum Operating BV	43	233		1.246	320	22		20		
KWANDA - Suporte Logistico Lda	68	15			10			9		
Mellitah Oil & Gas BV	98	58		10	235			7		
Petrobel Belayim Petroleum Co	32	375			603			85		
Petromar Lda	93	4	21		1	1		61		
South Stream Transport BV								495	1	
Unión Fenosa Gas Comercializadora SA	15	1					157			
Unión Fenosa Gas SA			57		1	1				
Altre ^(*)	122	67		17	182	18	95	92	15	
	668	988	6.200	1.273	1.727	42	387	1.008	16	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento										
Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV					342	7		187	2	
Eni BTC Ltd			167							
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)	61	1	10					3		
Altre ^(*)	13	52	1		13		4	2	4	
	74	53	178		355	7	4	192	6	
	742	1.041	6.378	1.273	2.082	49	391	1.200	22	
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Enel	156	122			933		181	133	1	183
Gruppo Snam	147	585	7	155	1.867	5	235	72		13
Gruppo Terna	33	65		89	154	7	120	35	44	12
GSE - Gestore Servizi Energetici	88	124		580	2	60	172	14		
Altre ^(*)	44	93		8	111	3	45	6	2	
	468	989	7	832	3.067	75	753	260	47	208
Fondi pensione e fondazioni		2			4	61				
Totale	1.210	2.032	6.385	2.105	5.153	185	1.144	1.460	69	208

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.



80901/559

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero e la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belajim Petroleum Co e, limitatamente a Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi e ad Agip Kazakhstan North Caspian Operating Co NV, la fornitura di servizi da parte del settore Ingegneria & Costruzioni; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del consorzio CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Uno, nonché il rilascio di garanzie per la buona esecuzione dei lavori;
- le prestazioni relative al progetto e all'esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Verona da parte del consorzio CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due;
- la fornitura di gas all'estero alle società EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH e Unión Fenosa Gas Comercializadora SA. I rapporti verso la EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH sono riportati fino al 5 agosto 2014, data di cessione a terzi;
- i rapporti verso InAgip doo si riferiscono alla rideterminazione delle quote di partecipazione in un giacimento minerario situato nell'off-shore adriatico;
- la fornitura di servizi di progettazione, di costruzione e di assistenza tecnica alla società KWANDA - Suporte Logístico Lda e Petromar Lda e, limitatamente a Petromar Lda, le garanzie rilasciate per l'impegno a garantire la buona esecuzione della progettazione e dei lavori;
- le prestazioni di servizi alla società South Stream Transport BV per attività di ingegneria, installazione e costruzione della prima linea del gasdotto sottomarino South Stream;
- la garanzia di performance rilasciata nell'interesse della società Unión Fenosa Gas SA a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività di gestione operativa e la vendita di GNL;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione).

I rapporti più significativi con le società controllate dallo Stato riguardano:

- la vendita di gasolio, la compravendita di gas, titoli ambientali, servizi di trasporto e il fair value degli strumenti finanziari derivati con il Gruppo Enel;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, stoccaggio e servizi di distribuzione dal Gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità per l'energia elettrica il gas e il sistema idrico nonché la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici, analogamente alle prassi seguite nei rapporti con terzi;
- la compravendita di energia elettrica e l'acquisizione di servizi legati al dispacciamento di energia elettrica sulla rete di trasporto nazionale e il fair value degli strumenti finanziari derivati inclusi nei prezzi di acquisto/cessione dell'energia elettrica con il Gruppo Terna;
- la compravendita di energia elettrica con GSE - Gestore Servizi Energetici.

I rapporti verso i fondi pensione e le fondazioni riguardano:

- i costi per contributi versati ai fondi pensione per €61 milioni;
- i contributi erogati alla Fondazione Eni Enrico Mattei per €4 milioni.

Rapporti di natura finanziaria

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria è la seguente:

80901/560

Esercizio 2012

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2012			2012		
	Créditi	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari	Proventi su partecipazioni
Continuing operations						
Joint venture e imprese collegate						
CARDÓN IV SA	80				3	
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			84			
Société Centrale Electrique du Congo SA	92		5			
Altre ^(*)	405	105	7	1	18	
	577	105	96	1	21	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre ^(*)	58	49	1	1		
	58	49	1	1		
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti	883				6	
Gruppo Snam	141				1	
	1.024				7	
	1.659	154	97	2	28	
Discontinued operations						
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti						2.019
						2.019
Totale	1.659	154	97	2	28	2.019

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

Esercizio 2013

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2013			2013	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari
Joint venture e imprese collegate					
CARDÓN IV SA	236				10
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			150		
Matrica SpA	100				4
Shatskorneftegaz Sarl	51				
Société Centrale Electrique du Congo SA	74				
Unión Fenosa Gas SA		120			
Altre ^(*)	281	86	15	22	23
	742	206	170	85	37
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre ^(*)	59	57	1		1
	59	57	1		1
Imprese controllate dallo Stato					
Altre ^(*)		1			3
		1			3
Totale	801	264	171	85	41

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

Esercizio 2014

80.901,561

(€ milioni)

Denominazione	31.12.2014			2014	
	Crediti	Debiti	Garanzie	Oneri finanziari	Proventi finanziari
Joint venture e imprese collegate					
CARDÓN IV SA	621				29
CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due			150		6
Matrica SpA	200				5
Société Centrale Electrique du Congo SA	84		2		
Unión Fenosa Gas SA		90			
Altre ^(*)	84	13	19	55	4
	989	103	171	55	44
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento					
Altre ^(*)	68	73	2		1
	68	73	2		1
Imprese controllate dallo Stato					
Altre ^(*)		5			1
		5			1
Totale	1.057	181	173	55	46

(*) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- il deposito di disponibilità monetarie presso le società finanziarie di Gruppo per Unión Fenosa Gas SA;
- il finanziamento concesso alla società CARDÓN IV SA per le attività di esplorazione e sviluppo di un giacimento minerario e alla Société Centrale Electrique du Congo SA per la costruzione di una centrale elettrica in Congo;
- la garanzia per affidamenti bancari rilasciati nell'interesse della società CEPAV (Consorzio Eni per l'Alta Velocità) Due;
- il finanziamento concesso alla società Matrica SpA nell'ambito del progetto "Chimica Verde" di Porto Torres.

80901/562

Incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulla situazione patrimoniale, sul risultato economico e sui flussi finanziari
L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	31.12.2012			31.12.2013			31.12.2014		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Crediti commerciali e altri crediti	28.618	2.594	9,06	28.890	1.869	6,47	28.601	1.973	6,90
Altre attività correnti	1.617	8	0,49	1.325	15	1,13	4.385	43	0,98
Altre attività finanziarie non correnti	913	334	36,58	858	320	37,30	1.022	239	23,39
Altre attività non correnti	4.398	43	0,98	3.676	42	1,14	2.773	12	0,43
Passività finanziarie a breve termine	2.032	154	7,58	2.553	264	10,34	2.716	181	6,66
Debiti commerciali e altri debiti	23.666	1.583	6,69	23.701	2.160	9,11	23.703	1.954	8,24
Altre passività correnti	1.418	6	0,42	1.437	17	1,18	4.489	58	1,29
Altre passività non correnti	2.598	16	0,62	2.259			2.285	20	0,88

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2012			2013			2014		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Continuing operations									
Ricavi della gestione caratteristica	127.109	3.622	2,85	114.697	3.184	2,78	109.847	2.604	2,37
Altri ricavi e proventi	1.548	57	3,68	1.387	33	2,38	1.101	69	6,27
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	95.034	6.093	6,41	90.003	7.897	8,77	86.340	7.382	8,55
Costo lavoro	4.640	21	0,45	5.301	41	0,77	5.337	61	1,14
Altri proventi (oneri) operativi	(158)	10	..	(71)	68	..	145	208	..
Proventi finanziari	7.208	28	0,39	5.732	41	0,72	6.459	46	0,71
Oneri finanziari	8.327	2	0,02	6.653	85	1,28	7.710	55	0,71
Discontinued operations									
Totale ricavi	1.886	303	16,07						
Costi operativi	995	88	8,84						
Proventi (oneri) su partecipazioni	3.508	2.019	57,55						

Le operazioni con parti correlate fanno parte dell'ordinaria gestione, sono generalmente regolate a condizioni di mercato, cioè alle condizioni che si sarebbero applicate fra due parti indipendenti.

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2012	2013	2014
Ricavi e proventi	3.679	3.212	2.673
Costi e oneri	(4.864)	(6.731)	(8.262)
Altri proventi (oneri) operativi	10	68	208
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(183)	495	132
Interessi	26	40	46
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations	(1.332)	(2.911)	(3.203)
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations	215		
Flusso di cassa netto da attività operativa	(1.117)	(2.911)	(3.203)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(1.250)	(1.207)	(1.181)
Disinvestimenti in partecipazioni	3.517		
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	261	(13)	(114)
Variazione crediti finanziari	(1.043)	830	(163)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	1.485	(390)	(1.458)
Variazione debiti finanziari	(93)	119	(99)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(93)	119	(99)
Totale flussi finanziari verso entità correlate	275	(3.182)	(4.760)

809014563

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2012			2013			2014		
	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)	Totale	Entità correlate	Incidenza (%)
Flusso di cassa netto da attività operativa	12.567	(1.117)	..	11.026	(2.911)	..	15.110	(3.203)	..
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(8.377)	1.485	..	(10.981)	(390)	3,55	(8.943)	(1.458)	16,30
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	2.071	(93)	..	(2.510)	119	..	(5.062)	(99)	1,96

Altre informazioni sulle partecipazioni²³

Informazioni sulle società controllate consolidate con significative interessenze di terzi

Di seguito sono riportati i dati economici, patrimoniali e finanziari, al lordo delle elisioni infragruppo, relativi al Gruppo Saipem controllato di fatto da Eni per effetto dell'ampia diffusione dell'azionariato di minoranza della capogruppo Saipem SpA. Le percentuali di possesso del non controlling interest corrispondono ai diritti di voto assembleari.

(€ milioni)	2013	2014
	Gruppo Saipem	Gruppo Saipem
Non controlling interest (%)	56,89%	56,89%
Attività correnti	7.763	8.632
Attività non correnti	9.129	8.996
Passività correnti	8.769	9.605
Passività non correnti	3.349	3.828
Ricavi	11.598	12.873
Utile (perdita) netto dell'esercizio	(349)	(621)
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio	(435)	(555)
Flusso di cassa netto da attività operativa	455	1.198
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(506)	(699)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	153	(214)
Flusso di cassa netto dell'esercizio	60	305
Utile (perdita) netto dell'esercizio di pertinenza delle interessenze di terzi azionisti	(190)	(345)
Dividendi pagati alle interessenze di terzi azionisti	245	45

Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi è di €2.455 milioni, di cui €2.398 milioni relativo al gruppo Saipem (€2.839 milioni al 31 dicembre 2013, di cui €2.748 milioni relativo al gruppo Saipem).

Modifiche dell'interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo

Nel corso del 2014 non si segnalano modifiche di interessenza partecipativa senza perdita o acquisizione del controllo.

Nel corso del 2013 è stato acquistato il 45,27% della controllata Tígáz Zrt per un corrispettivo di €28 milioni. Il patrimonio netto a valore di libro acquisito è stato di €32 milioni con un minor costo di €4 milioni.

(23) L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2014 è indicato nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2014".

80901/566

Principali accordi a controllo congiunto e società collegate al 31 dicembre 2014

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Settore di attività	% interessenza partecipativa	% diritti di voto
Joint venture					
CARDÓN IV SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	Exploration & Production	50,00	50,00
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	Ampelokipi-Menemeni (Grecia)	Grecia	Gas & Power	49,00	49,00
Unión Fenosa Gas SA	Madrid (Spagna)	Spagna	Gas & Power	50,00	50,00
Joint operation					
Blue Stream Pipeline Co BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Russia	Gas & Power	50,00	50,00
Eni East Africa SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Mozambico	Exploration & Production	71,43	71,43
GreenStream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	Gas & Power	50,00	50,00
Raffineria di Milazzo ScpA	Milazzo (ME) (Italia)	Italia	Refining & Marketing	50,00	50,00
Collegate					
Angola LNG Ltd	Hamilton (Bermuda)	Angola	Exploration & Production	13,60	13,60
PetroSucre SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	Exploration & Production	26,00	26,00
United Gas Derivatives Co	Il Cairo (Egitto)	Egitto	Exploration & Production	33,33	33,33

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in joint venture significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

(€ milioni)	2013				2014			
	CARDÓN IV SA	Eteria Parohis Aerious Thessalonikis AE	Unión Fenosa Gas SA	Altre non rilevanti	CARDÓN IV SA	Eteria Parohis Aerious Thessalonikis AE	Unión Fenosa Gas SA	Altre non rilevanti
Attività correnti	341	61	751	1.740	871	43	715	939
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	32	31	92	258	43	25	87	361
Attività non correnti	916	213	1.352	880	1.674	208	1.246	1.439
Totale attività	1.257	274	2.103	2.620	2.545	251	1.961	2.378
Passività correnti	907	8	304	1.968	2.089	24	220	1.469
- di cui passività finanziarie correnti	492		78	290	1.248		62	408
Passività non correnti	146		900	93	164		732	188
- di cui passività finanziarie non correnti			803	25			647	31
Totale passività	1.053	8	1.204	2.061	2.253	24	1.002	1.657
Net equity	204	266	899	559	292	227	959	721
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	50,00%	49,00%	50,00%		50,00%	49,00%	50,00%	
Valore di iscrizione della partecipazione	102	130	547	262	146	111	577	346
Ricavi e altri proventi operativi		130	1.586	1.899		117	1.619	1.174
Costi operativi	(9)	(88)	(1.413)	(1.759)	(7)	(80)	(1.463)	(918)
Ammortamenti e svalutazioni	(1)	(13)	(55)	(241)	(2)	(14)	(50)	(284)
Risultato operativo	(10)	29	118	(101)	(9)	23	106	(28)
Proventi (oneri) finanziari	(16)	1	(28)	267	63	1	(34)	14
Proventi (oneri) su partecipazioni			12	(9)			26	(20)
Risultato ante imposte	(26)	30	102	157	54	24	98	(34)
Imposte sul reddito	68	(7)	(26)	(108)	2	(6)	(14)	(97)
Risultato netto	42	23	76	49	56	18	84	(131)
Altre componenti dell'utile complessivo	(9)		4	(49)	33		22	45
Totale utile complessivo	33	23	80	0	89	18	106	(86)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	21	11	38	31	28	9	42	26
Dividendi percepiti dalla joint venture		11		36		10	23	65

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in società collegata significativa, riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

(€ milioni)	2013					2014			
	Angola LNG Ltd	EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft mbH	PetroSue SA	United Gas Derivatives Co	Altre non rilevanti	Angola LNG Ltd	PetroSue SA	United Gas Derivatives Co	Altre non rilevanti
Attività correnti	241	328	883	255	973	318	1.503	361	1.232
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	108	68	59	83	274	167	5	171	124
Attività non correnti	8.109	414	788	144	1.629	9.389	736	137	635
Totale attività	8.350	742	1.671	399	2.602	9.707	2.239	498	1.867
Passività correnti	234	263	935	92	983	484	1.515	167	1.118
- di cui passività finanziarie correnti		254			125				86
Passività non correnti	269	137	71	20	318	210	67	24	202
- di cui passività finanziarie non correnti					21				46
Totale passività	503	400	1.006	112	1.301	694	1.582	191	1.320
Net equity	7.847	342	665	287	1.301	9.013	657	307	547
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo	13,60%	50,00%	26,00%	33,33%		13,60%	26,00%	33,33%	
Valore di iscrizione della partecipazione	1.067	179	173	96	373	1.226	171	102	208
Ricavi e altri proventi operativi	194	1.678	911	312	1.272		824	229	1.391
Costi operativi	(413)	(1.619)	(621)	(54)	(1.191)	(237)	(554)	(64)	(1.333)
Ammortamenti e svalutazioni		(24)	(148)	(32)	(79)		(214)	(23)	(63)
Risultato operativo	(219)	35	142	226	2	(237)	56	142	(5)
Proventi (oneri) finanziari	(16)		46		7	(14)	(6)	3	(2)
Proventi (oneri) su partecipazioni					1				7
Risultato ante imposte	(235)	35	188	226	10	(251)	50	145	
Imposte sul reddito	(76)	(7)	(20)	(58)	(12)		(27)	(50)	(14)
Risultato netto	(311)	28	168	168	(2)	(251)	23	95	(14)
Altre componenti dell'utile complessivo	(352)		(32)	(13)	(10)	1.075	82	37	3
Totale utile complessivo	(663)	28	136	155	(12)	824	105	132	(11)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	(42)	14	44	56	25	(34)	6	32	(6)
Dividendi percepiti dalla collegata			105	60	30		29	36	13

Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2012, 2013 e 2014 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2012, 2013 e 2014 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

■ Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC (non sottoposte a revisione contabile)

80901,566

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "International Financial Reporting Standards" (IFRS), sono presentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932). Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

Costi capitalizzati

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2013									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	13.465	12.497	18.237	21.854	2.351	6.604	10.652	1.662	87.322
Attività relative a riserve probabili e possibili	31	385	428	2.835	37	1.441	1.419	190	6.766
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	269	37	1.370	992	78	90	57	12	2.905
Immobilizzazioni in corso	799	2.803	1.105	1.851	6.069	634	669	24	13.954
Costi capitalizzati lordi	14.564	15.722	21.140	27.532	8.535	8.769	12.797	1.888	110.947
Fondi ammortamento e svalutazione	(10.241)	(8.581)	(11.370)	(15.562)	(1.000)	(6.269)	(8.406)	(723)	(62.152)
Costi capitalizzati netti società consolidate^{(a)(b)}	4.323	7.141	9.770	11.970	7.535	2.500	4.391	1.165	48.795
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		2	77	34		438	429		980
Attività relative a riserve probabili e possibili		52				74			126
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			7			1	3		11
Immobilizzazioni in corso		20	4	1.059			378		1.461
Costi capitalizzati lordi		74	88	1.093		513	810		2.578
Fondi ammortamento e svalutazione		(56)	(67)			(405)	(145)		(673)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^{(a)(b)}		18	21	1.093		108	665		1.905
2014									
Società consolidate									
Attività relative a riserve certe	14.862	13.754	21.549	27.697	2.917	8.827	13.050	1.825	104.481
Attività relative a riserve probabili e possibili	31	399	493	3.263	43	1.590	1.588	214	7.621
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	346	42	1.569	1.164	94	35	66	15	3.329
Immobilizzazioni in corso	816	3.527	1.411	2.988	7.140	690	819	420	17.511
Costi capitalizzati lordi	16.055	17.722	25.022	35.112	10.194	11.142	15.523	2.172	132.942
Fondi ammortamento e svalutazione	(11.154)	(9.519)	(14.335)	(20.039)	(1.241)	(8.042)	(10.605)	(1.009)	(75.944)
Costi capitalizzati netti società consolidate^{(a)(b)}	4.901	8.203	10.687	15.073	8.953	3.100	4.918	1.163	56.998
Società in joint venture e collegate									
Attività relative a riserve certe		2	77	24		539	549		1.191
Attività relative a riserve probabili e possibili		31				84			115
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni			7			1	4		12
Immobilizzazioni in corso		12	5	1.241			776		2.034
Costi capitalizzati lordi		45	89	1.265		624	1.329		3.352
Fondi ammortamento e svalutazione		(39)	(69)			(522)	(230)		(860)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^{(a)(b)}		6	20	1.265		102	1.099		2.492

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €715 milioni nel 2013 e per €868 milioni nel 2014 per le società consolidate e per €12 milioni nel 2013 e €46 milioni nel 2014 per le società in joint venture e collegate.

(b) Gli importi indicati non comprendono i costi relativi all'attività di esplorazione che sono imputati all'attivo patrimoniale, per rappresentarne la natura di investimento, e ammortizzati interamente nell'esercizio in cui sono sostenuti. L'applicazione dei criteri Eni in merito al "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento dei costi capitalizzati netti, relativi principalmente ad attività di esplorazione, delle società consolidate pari a €4.378 milioni nel 2013 e €4.786 milioni nel 2014 e per le società in joint venture e collegate pari a €86 milioni nel 2013 e €123 milioni nel 2014.

Costi sostenuti

80901,567

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2012									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe			14	27			2		43
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca	32	151	153	1.142	3	193	80	96	1.850
Costi di sviluppo ^(a)	1.045	2.485	1.441	2.246	762	702	1.071	16	9.768
Totale costi sostenuti società consolidate	1.077	2.636	1.608	3.415	765	895	1.153	112	11.661
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		13	2	11		4			30
Costi di sviluppo ^(b)		19	7	117		188	154		485
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		32	9	128		192	154		515
2013									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe			64						64
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			45						45
Costi di ricerca	32	357	95	757	1	233	110	84	1.669
Costi di sviluppo ^(a)	697	1.855	765	2.617	600	719	1.141	57	8.451
Totale costi sostenuti società consolidate	729	2.212	969	3.374	601	952	1.251	141	10.229
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		5	3			81	1		90
Costi di sviluppo ^(b)		1	5	39		353	318		716
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		6	8	39		434	319		806
2014									
Società consolidate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca	29	188	227	635		160	139	20	1.398
Costi di sviluppo ^(a)	1.382	2.395	955	3.479	572	1.118	1.169	122	11.192
Totale costi sostenuti società consolidate	1.411	2.583	1.182	4.114	572	1.278	1.308	142	12.590
Società in joint venture e collegate									
Acquisizioni di riserve certe									
Acquisizioni di riserve probabili e possibili									
Costi di ricerca		2				33	1		36
Costi di sviluppo ^(b)			1	22		38	375		436
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		2	1	22		71	376		472

(a) Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per €1.381 milioni nel 2012, decrementi per €191 milioni nel 2013 e costi per €2.062 milioni nel 2014.

(b) Gli importi indicati comprendono i costi relativi all'abbandono delle attività per €63 milioni nel 2012, per €10 milioni nel 2013 e decrementi per €47 milioni nel 2014.

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

809011568

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui l'impresa opera all'utile, ante imposte, derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dal partner a controllo statale in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil.

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2012									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.712	3.177	2.338	6.040	459	425	1.614	425	18.190
- vendite a terzi	50	715	9.129	2.243	1.368	1.387	106	333	15.331
Totale ricavi	3.762	3.892	11.467	8.283	1.827	1.812	1.720	758	33.521
Costi operativi	(302)	(655)	(606)	(913)	(188)	(209)	(361)	(134)	(3.368)
Imposte sulla produzione	(307)		(390)	(818)		(43)			(1.558)
Costi di ricerca	(32)	(154)	(153)	(993)	(3)	(230)	(147)	(123)	(1.835)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(777)	(683)	(1.137)	(1.750)	(120)	(720)	(1.256)	(167)	(6.610)
Altri (oneri) proventi	(201)	(122)	(934)	(435)	206	(149)	74	(42)	(1.603)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	2.143	2.278	8.247	3.374	1.722	461	30	292	18.547
Imposte sul risultato	(919)	(1.524)	(5.194)	(2.508)	(736)	(176)	(14)	(164)	(11.235)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^(b)	1.224	754	3.053	866	986	285	16	128	7.312
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi		2	20	44		144	300		510
Totale ricavi		2	20	44		144	300		510
Costi operativi			(10)	(5)		(14)	(20)		(49)
Imposte sulla produzione		(1)	(3)			(4)	(128)		(136)
Costi di ricerca		(5)	(2)	(11)		(4)			(22)
Ammortamenti e svalutazioni		(50)	(2)	(13)		(41)	(35)		(141)
Altri (oneri) proventi		(7)	2	(48)		(6)	(55)		(114)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(61)	5	(33)		75	62		48
Imposte sul risultato			(3)	4		(36)	(38)		(73)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate^(b)		(61)	2	(29)		39	24		(25)

(a) Include svalutazioni di attività per €547 milioni.

(b) L'applicazione dei criteri Eni in merito al "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di €610 milioni e per le società in joint venture e collegate una riduzione di €10 milioni.

80901,569

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2013									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.784	2.468	2.341	5.264	396	870	1.537	146	16.806
- vendite a terzi		704	7.723	1.855	1.175	864	93	338	12.752
Totale ricavi	3.784	3.172	10.064	7.119	1.571	1.734	1.630	484	29.558
Costi operativi	(391)	(717)	(649)	(932)	(192)	(224)	(342)	(119)	(3.566)
Imposte sulla produzione	(326)		(317)	(710)		(38)		(25)	(1.416)
Costi di ricerca	(32)	(288)	(95)	(869)	(1)	(205)	(136)	(110)	(1.736)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(907)	(573)	(1.192)	(1.882)	(111)	(524)	(848)	43	(5.994)
Altri (oneri) proventi	(277)	161	(1.009)	(519)	(105)	(140)	20	(11)	(1.880)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.851	1.755	6.802	2.207	1.162	603	324	262	14.966
Imposte sul risultato	(872)	(1.006)	(4.281)	(1.702)	(396)	(178)	(117)	(149)	(8.701)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^(b)	979	749	2.521	505	766	425	207	113	6.265
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			20	26		199	243		488
Totale ricavi			20	26		199	243		488
Costi operativi			(11)	(44)		(18)	(23)		(96)
Imposte sulla produzione			(4)			(14)	(113)		(131)
Costi di ricerca		(8)	(3)			(25)	(1)		(37)
Ammortamenti e svalutazioni		(1)	(1)			(65)	(40)		(107)
Altri (oneri) proventi		(4)	5	(12)		(13)	(38)		(62)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		(13)	6	(30)		64	28		55
Imposte sul risultato			(4)	(10)		(35)	30		(19)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate^(b)		(13)	2	(40)		29	58		36

(a) Include svalutazioni di attività per €15 milioni.

(b) L'applicazione dei criteri Eni in merito al "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di €295 milioni e per le società in joint venture e collegate una riduzione di €6 milioni.

80901/970

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2014									
Società consolidate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate	3.028	2.721	2.010	4.716	346	589	1.691	67	15.168
- vendite a terzi		596	7.415	1.369	976	774	129	299	11.558
Totale ricavi	3.028	3.317	9.425	6.085	1.322	1.363	1.820	366	26.726
Costi operativi	[423]	[687]	[694]	[935]	[208]	[223]	[357]	[124]	[3.651]
Imposte sulla produzione	[293]		[291]	[648]		[33]		[15]	[1.280]
Costi di ricerca	[29]	[227]	[207]	[706]		[185]	[189]	[46]	[1.589]
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	[818]	[1.083]	[1.288]	[2.010]	[91]	[850]	[1.181]	[172]	[7.493]
Altri (oneri) proventi	[184]	[96]	[773]	[358]	[251]	[117]	[78]	[30]	[1.887]
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	1.281	1.224	6.172	1.428	772	[45]	15	[21]	10.826
Imposte sul risultato	[351]	[803]	[3.928]	[1.273]	[291]	[112]	[6]	[16]	[6.780]
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate^(b)	930	421	2.244	155	481	[157]	9	[37]	4.046
Società in joint venture e collegate									
Ricavi:									
- vendite a imprese consolidate									
- vendite a terzi			19			87	232		338
Totale ricavi			19			87	232		338
Costi operativi			[11]			[11]	[27]		[49]
Imposte sulla produzione			[3]				[94]		[97]
Costi di ricerca		[8]				[45]	[1]		[54]
Ammortamenti e svalutazioni		[1]	[1]			[44]	[60]		[106]
Altri (oneri) proventi		[1]	1	[32]		[3]	[42]		[77]
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		[10]	5	[32]		[16]	8		[45]
Imposte sul risultato			[4]			[23]	[17]		[44]
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate^(b)		[10]	1	[32]		[39]	[9]		[89]

(a) Include svalutazioni di attività per €690 milioni.

(b) L'applicazione dei criteri Eni in merito al "Successful Effort Method" avrebbe determinato un incremento del risultato delle società consolidate di €5 milioni e per le società in joint venture e collegate un incremento di €24 milioni.



80901/571

Riserve di petrolio e gas naturale

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della US Securities and Exchange Commission.

Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932).

Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole.

Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere.

Nel 2014 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 101 \$/barile.

Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.

Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non-sviluppate.

Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo.

Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione.

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione²⁴ indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti²⁵. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri.

Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono inoltre forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione. Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2014 da Ryder Scott Company e DeGolyer and MacNaughton²⁶ hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne.

In particolare nel 2014 sono state oggetto di valutazioni indipendenti riserve certe per circa il 27% delle riserve Eni al 31 dicembre 2014²⁶.

Nel triennio 2012-2014 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 94% del totale delle riserve certe. Al 31 dicembre 2014 i principali giacimenti non sottoposti a valutazione indipendente nell'ultimo triennio sono M'Boundi (Congo) e Junin 5 (Venezuela).

Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolte in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 47%, il 51% e il 50% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2012, 2013 e 2014. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di service e buy-back; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 2%, il 3% e il 3% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2012, 2013 e 2014. Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano l'1,1%, l'1% e lo 0,6% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2012, 2013 e 2014; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo; (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG.

I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche e della produzione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali. Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.

Le tabelle che seguono indicano le variazioni annuali delle valutazioni delle riserve certe, sviluppate e non sviluppate, di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) e di gas naturale di Eni per gli anni 2012, 2013 e 2014.

[24] Dal 1991 al 2002 la società DeGolyer and MacNaughton a cui è stata affiancata, a partire dal 2003, la società Ryder Scott.

[25] I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2014".

[26] Include le riserve delle società in joint venture e collegate.

Petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

809011572

(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2012									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2011	259	372	917	670	653	106	132	25	3.134
di cui: sviluppate	184	195	622	483	215	34	92	25	1.850
non sviluppate	75	177	295	187	438	72	40		1.284
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	(9)	10	55	26	62	(9)	40	6	181
Miglioramenti di recupero assistito		1	20	7					28
Estensioni e nuove scoperte		3	10	65			8		86
Produzione	(23)	(35)	(98)	(90)	(22)	(15)	(26)	(7)	(316)
Cessioni				(6)	(23)				(29)
Riserve al 31 dicembre 2012	227	351	904	672	670	82	154	24	3.084
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2011			17	22		110	151		300
di cui: sviluppate			16	4			25		45
non sviluppate			1	18		110	126		255
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				(1)		2			1
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte			1			3			4
Produzione			(1)	(1)		(1)	(4)		(7)
Cessioni				(4)			(28)		(32)
Riserve al 31 dicembre 2012			17	16		114	119		266
Riserve al 31 dicembre 2012	227	351	921	688	670	196	273	24	3.350
Sviluppate	165	180	601	456	203	49	128	24	1.806
consolidate	165	180	584	456	203	41	109	24	1.762
joint venture e collegate			17			8	19		44
Non sviluppate	62	171	320	232	467	147	145		1.544
consolidate	62	171	320	216	467	41	45		1.322
joint venture e collegate				16		106	100		222



80901/573

(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2013									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2012	227	351	904	672	670	82	154	24	3.084
di cui: sviluppate	165	180	584	456	203	41	109	24	1.762
non sviluppate	62	171	320	216	467	41	45		1.322
Acquisizioni			3						3
Revisioni di precedenti stime	19	16	12	83	31	62	11	2	236
Miglioramenti di recupero assistito				5					5
Estensioni e nuove scoperte		1	2	51			4		58
Produzione	(26)	(28)	(91)	(88)	(22)	(16)	(22)	(4)	(297)
Cessioni		(10)							(10)
Riserve al 31 dicembre 2013	220	330	830	723	679	128	147	22	3.079
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2012			17	16		114	119		266
di cui: sviluppate			17			8	19		44
non sviluppate				16		106	100		222
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				(1)			1		
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(1)			(2)	(4)		(7)
Cessioni						(111)			(111)
Riserve al 31 dicembre 2013			16	15		1	116		148
Riserve al 31 dicembre 2013	220	330	846	738	679	129	263	22	3.227
Sviluppate	177	179	577	465	295	38	115	20	1.866
consolidate	177	179	561	465	295	38	96	20	1.831
joint venture e collegate			16				19		35
Non sviluppate	43	151	269	273	384	91	148	2	1.361
consolidate	43	151	269	258	384	90	51	2	1.248
joint venture e collegate				15		1	97		113

80901/54

(milioni di barili)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2014									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2013	220	330	830	723	679	128	147	22	3.079
di cui: sviluppate	177	179	561	465	295	38	96	20	1.831
non sviluppate	43	151	269	258	384	90	51	2	1.248
Acquisizioni		1							1
Revisioni di precedenti stime	49	35	32	70	35	16	22	(7)	252
Miglioramenti di recupero assistito			3	1	2				6
Estensioni e nuove scoperte	1		2	36			5		44
Produzione	(27)	(34)	(91)	(84)	(19)	(13)	(27)	(2)	(297)
Cessioni		(1)		(7)					(8)
Riserve al 31 dicembre 2014	243	331	776	739	697	131	147	13	3.077
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2013			16	15		1	116		148
di cui: sviluppate			16				19		35
non sviluppate				15		1	97		113
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			(1)	3			5		7
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(1)	(1)			(4)		(6)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2014			14	17		1	117		149
Riserve al 31 dicembre 2014	243	331	790	756	697	132	264	13	3.226
Sviluppate	184	174	534	477	306	64	142	12	1.893
consolidate	184	174	521	470	306	64	116	12	1.847
joint venture e collegate			13	7			26		46
Non sviluppate	59	157	256	279	391	68	122	1	1.333
consolidate	59	157	255	269	391	67	31	1	1.230
joint venture e collegate			1	10		1	91		103



Gas naturale

80901,575

(milioni di metri cubi)

	Italia ^[a]	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2012									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2011	70.520	40.360	175.303	55.186	46.642	19.405	16.699	17.103	441.218
di cui: sviluppate	55.989	28.156	86.929	40.699	41.917	14.958	10.887	13.909	293.444
non sviluppate	14.531	12.204	88.374	14.487	4.725	4.447	5.812	3.194	147.774
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	4.353	1.272	4	8.038	4.006	515	(1.171)	139	17.156
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte	685	436	23	3.188	13.290	48	119		17.789
Produzione	(7.204)	(4.751)	(17.912)	(5.537)	(2.298)	(4.043)	(2.938)	(1.045)	(45.728)
Cessioni	(22.153)			(2.534)	(3.939)				(28.626)
Riserve al 31 dicembre 2012	46.201	37.317	157.418	58.341	57.701	15.925	12.709	16.197	401.809
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2011		50	568	9.580		85.880	37.015		133.093
di cui: sviluppate		3	498	108		665	237		1.511
non sviluppate		47	70	9.472		85.215	36.778		131.582
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime		(43)	(53)	95		33	37.950		37.982
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte				477		1.082	20.917		22.476
Produzione		(5)	(55)	(46)		(812)	(5)		(923)
Cessioni				(99)			(871)		(970)
Riserve al 31 dicembre 2012		2	460	10.007		86.183	95.006		191.658
Riserve al 31 dicembre 2012	46.201	37.319	157.878	68.348	57.701	102.108	107.715	16.197	593.467
Sviluppate	37.512	26.186	77.473	40.477	39.686	21.926	9.617	13.003	265.880
consolidate	37.512	26.184	77.013	40.477	39.686	10.538	9.453	13.003	253.866
joint venture e collegate		2	460			11.388	164		12.014
Non sviluppate	8.689	11.133	80.405	27.871	18.015	80.182	98.098	3.194	327.587
consolidate	8.689	11.133	80.405	17.864	18.015	5.387	3.256	3.194	147.943
joint venture e collegate				10.007		74.795	94.842		179.644

[a] Le riserve certe al 31 dicembre 2011 comprendono 21.728 milioni di metri cubi di gas naturale nei campi di stoccaggio in Italia.

8090.1/576

(milioni di metri cubi)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2013									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2012	46.201	37.317	157.418	58.341	57.701	15.925	12.709	16.197	401.809
di cui: sviluppate	37.512	26.184	77.013	40.477	39.686	10.538	9.453	13.003	253.866
non sviluppate	8.689	11.133	80.405	17.864	18.015	5.387	3.256	3.194	147.943
Acquisizioni			130						130
Revisioni di precedenti stime	2.963	2.929	7.173	13.455	(93)	2.951	4.008	8.945	42.331
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte	679	15	687	385		5.881	208		7.855
Produzione	(6.514)	(4.440)	(17.246)	(4.979)	(2.206)	(3.668)	(2.528)	(1.141)	(42.722)
Cessioni		(480)							(480)
Riserve al 31 dicembre 2013	43.329	35.341	148.162	67.202	55.402	21.089	14.397	24.001	408.923
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2012		2	460	10.007		86.183	95.006		191.658
di cui: sviluppate		2	460			11.388	164		12.014
non sviluppate				10.007		74.795	94.842		179.644
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime		(2)	18	(510)		460	(43)		(77)
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(57)	(147)		(1.712)	(8)		(1.924)
Cessioni						(84.128)			(84,128)
Riserve al 31 dicembre 2013			421	9.350		803	94.955		105.529
Riserve al 31 dicembre 2013	43.329	35.341	148.583	76.552	55.402	21.892	109.352	24.001	514.452
Sviluppate	35.835	25.587	69.282	36.666	42.144	8.483	8.920	15.894	242.811
consolidate	35.835	25.587	68.864	36.666	42.144	8.101	8.769	15.894	241.860
joint venture e collegate			418			382	151		951
Non sviluppate	7.494	9.754	79.301	39.886	13.258	13.409	100.432	8.107	271.641
consolidate	7.494	9.754	79.298	30.536	13.258	12.988	5.628	8.107	167.063
joint venture e collegate			3	9.350		421	94.804		104.578



80901,577

(milioni di metri cubi)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2014									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2013	43.329	35.341	148.162	67.202	55.402	21.089	14.397	24.001	408.923
di cui: sviluppate	35.835	25.587	68.864	36.666	42.144	8.101	8.769	15.894	241.860
non sviluppate	7.494	9.754	79.298	30.536	13.258	12.988	5.628	8.107	167.063
Acquisizioni		607							607
Revisioni di precedenti stime	3.189	2.790	18.923	6.054	4.685	4.414	638	(37)	40.656
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte		8	549	9.646		1.683	464		12.350
Produzione	(6.034)	(5.531)	(17.765)	(5.245)	(2.074)	(3.208)	(2.253)	(1.143)	(43.253)
Cessioni		(19)		(6)					(25)
Riserve al 31 dicembre 2014	40.484	33.196	149.869	77.651	58.013	23.978	13.246	22.821	419.258
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2013			421	9.350		803	94.955		105.529
di cui: sviluppate			418			382	151		951
non sviluppate			3	9.350		421	94.804		104.578
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			53	713		(54)	(3)		709
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(55)	(106)		(239)	(9)		(409)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2014			419	9.957		510	94.943		105.829
Riserve al 31 dicembre 2014	40.484	33.196	150.288	87.608	58.013	24.488	108.189	22.821	525.087
Sviluppate	33.754	25.125	60.170	38.520	43.966	7.666	11.286	19.102	239.589
consolidate	33.754	25.125	59.755	35.980	43.966	7.393	11.141	19.102	236.216
joint venture e collegate			415	2.540		273	145		3.373
Non sviluppate	6.730	8.071	90.118	49.088	14.047	16.822	96.903	3.719	285.498
consolidate	6.730	8.071	90.114	41.671	14.047	16.585	2.105	3.719	183.042
joint venture e collegate			4	7.417		237	94.798		102.456

Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas medi dell'anno relativamente al 2012, 2013 e 2014. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri. I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - Oil & Gas (Topic 932).

Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti alle attività di esplorazione e produzione.

80901/578

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:

(€ milioni)

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2012									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	30.308	38.912	108.343	56.978	53.504	7.881	11.008	4.957	311.891
Costi futuri di produzione	(5.900)	(8.190)	(18.555)	(14.844)	(9.561)	(2.854)	(2.520)	(921)	(63.345)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.652)	(7.511)	(8.412)	(6.873)	(3.802)	(1.974)	(1.502)	(197)	(33.923)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	20.756	23.211	81.376	35.261	40.141	3.053	6.986	3.839	214.623
Imposte sul reddito future	(6.911)	(15.063)	(44.256)	(21.348)	(10.293)	(903)	(2.906)	(1.181)	(102.861)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	13.845	8.148	37.120	13.913	29.848	2.150	4.080	2.658	111.762
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.519)	(2.630)	(16.539)	(4.976)	(17.943)	(496)	(1.337)	(1.030)	(50.470)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	8.326	5.518	20.581	8.937	11.905	1.654	2.743	1.628	61.292
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future		1	658	3.594		6.689	18.132		29.074
Costi futuri di produzione			(203)	(576)		(2.216)	(5.003)		(7.998)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(1)	(17)	(101)		(1.061)	(2.563)		(3.743)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			438	2.917		3.412	10.566		17.333
Imposte sul reddito future			(36)	(1.291)		(795)	(5.729)		(7.851)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			402	1.626		2.617	4.837		9.482
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(206)	(962)		(1.747)	(3.621)		(6.536)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			196	664		870	1.216		2.946
Totale	8.326	5.518	20.777	9.601	11.905	2.524	3.959	1.628	64.238
31 dicembre 2013									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	28.829	33.319	92.661	58.252	50.754	12.487	10.227	5.294	291.823
Costi futuri di produzione	(6.250)	(6.836)	(16.611)	(15.986)	(9.072)	(3.876)	(2.379)	(1.417)	(62.427)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.593)	(6.202)	(8.083)	(7.061)	(3.445)	(3.960)	(1.561)	(279)	(35.184)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	17.986	20.281	67.967	35.205	38.237	4.651	6.287	3.598	194.212
Imposte sul reddito future	(5.776)	(12.746)	(35.887)	(20.491)	(9.939)	(1.391)	(2.382)	(1.093)	(89.718)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	12.210	7.535	32.080	14.714	28.298	3.260	3.905	2.505	104.502
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(5.048)	(2.110)	(14.327)	(5.619)	(16.984)	(1.683)	(1.353)	(1.201)	(48.325)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	7.162	5.425	17.753	9.095	11.314	1.577	2.547	1.304	56.177
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future			524	4.041		262	17.239		22.066
Costi futuri di produzione			(164)	(1.465)		(38)	(5.467)		(7.134)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(17)	(85)		(73)	(2.299)		(2.474)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			343	2.491		151	9.473		12.458
Imposte sul reddito future			(20)	(1.617)		(61)	(4.156)		(5.854)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			323	874		90	5.317		6.604
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(175)	(401)		(20)	(3.681)		(4.277)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			148	473		70	1.636		2.327
Totale	7.162	5.425	17.901	9.568	11.314	1.647	4.183	1.304	58.504

80901/579

[€ milioni]

	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2014									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	24.951	29.140	96.372	65.853	55.740	13.664	10.955	4.849	301.524
Costi futuri di produzione	(6.374)	(6.856)	(19.906)	(18.236)	(9.878)	(4.158)	(2.680)	(1.092)	(69.180)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.698)	(5.292)	(9.673)	(9.139)	(4.576)	(4.600)	(1.892)	(356)	(40.226)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	13.879	16.992	66.793	38.478	41.286	4.906	6.383	3.401	192.118
Imposte sul reddito future	(3.583)	(10.595)	(35.484)	(20.514)	(10.400)	(1.462)	(2.401)	(989)	(85.428)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	10.296	6.397	31.309	17.964	30.886	3.444	3.982	2.412	106.690
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(4.064)	(1.464)	(13.905)	(7.164)	(19.699)	(1.900)	(1.353)	(1.106)	(50.655)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	6.232	4.933	17.404	10.800	11.187	1.544	2.629	1.306	56.035
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future			485	3.861		200	18.871		23.417
Costi futuri di produzione			(165)	(692)		(33)	(5.724)		(6.614)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(18)	(104)		(51)	(2.032)		(2.205)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			302	3.065		116	11.115		14.598
Imposte sul reddito future			(23)	(426)		(45)	(4.608)		(5.102)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			279	2.639		71	6.507		9.496
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(158)	(1.442)		(11)	(4.327)		(5.938)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			121	1.197		60	2.180		3.558
Totale	6.232	4.933	17.525	11.997	11.187	1.604	4.809	1.306	59.593

80901/580

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La tabella seguente indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2012, 2013 e 2014.

[€ milioni]

	Società consolidate	Società In Joint venture e collegate	Totale
Valore al 31 dicembre 2011	62.238	2.660	64.898
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(28.595)	(325)	(28.920)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	2.264	(56)	2.208
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	4.868	812	5.680
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(3.802)	(357)	(4.159)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.199	409	8.608
- revisioni delle quantità stimate	3.725	824	4.549
- effetto dell'attualizzazione	12.527	477	13.004
- variazione netta delle imposte sul reddito	2.207	(830)	1.377
- acquisizioni di riserve	(1.509)	(615)	(2.124)
- cessioni di riserve	(830)	(53)	(883)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(946)	286	(660)
Saldo aumenti (diminuzioni)	61.292	2.946	64.238
Valore al 31 dicembre 2012			
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(24.576)	(261)	(24.837)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(3.632)	(223)	(3.855)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.699	3	1.702
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.821)	(427)	(7.248)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.456	665	9.121
- revisioni delle quantità stimate	6.385	(298)	6.087
- effetto dell'attualizzazione	11.937	521	12.458
- variazione netta delle imposte sul reddito	5.587	379	5.966
- acquisizioni di riserve	74		74
- cessioni di riserve	(252)	(770)	(1.022)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(3.972)	(208)	(4.180)
Saldo aumenti (diminuzioni)	56.177	2.327	58.504
Valore al 31 dicembre 2013			
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(21.795)	(192)	(21.987)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(12.053)	(500)	(12.553)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.667		1.667
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(6.047)	(223)	(5.824)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.745	451	9.196
- revisioni delle quantità stimate	8.085	(325)	7.760
- effetto dell'attualizzazione	11.064	512	11.576
- variazione netta delle imposte sul reddito	7.049	704	7.753
- acquisizioni di riserve	67		67
- cessioni di riserve	(271)		(271)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	3.347	358	3.705
Saldo aumenti (diminuzioni)	(142)	1.231	1.089
Valore al 31 dicembre 2014	56.035	3.558	59.593

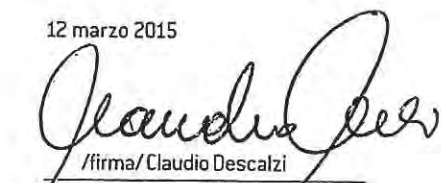
F.to MARCEGLIA ENNA

80901/581

Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Massimo Mondazzi in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato nel corso dell'esercizio 2014.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2014 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.
3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2014:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
 - 3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

12 marzo 2015


/firma/ Claudio Descalzi
Claudio Descalzi
Amministratore Delegato


/firma/ Massimo Mondazzi
Massimo Mondazzi
Chief Financial
and Risk Management Officer



Building a better
working world

Reconta Ernst & Young S.p.A.
Via Po, 32
00198 Roma

Tel: +39 06 324751
Fax: +39 06 32475504
ey.com

80901/582

Handwritten signature: Norveg

**Relazione della società di revisione
ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27.1.2010, n. 39**

**Agli Azionisti
della Eni S.p.A.**

1. Abbiamo svolto la revisione contabile del bilancio consolidato, costituito dallo stato patrimoniale, dal conto economico, dal prospetto dell'utile complessivo, dal prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto, dal rendiconto finanziario e dalle relative note esplicative, della Eni S.p.A. e sue controllate ("Gruppo Eni") chiuso al 31 dicembre 2014. La responsabilità della redazione del bilancio in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. n. 38/2005, compete agli amministratori della Eni S.p.A.. E' nostra la responsabilità del giudizio professionale espresso sul bilancio e basato sulla revisione contabile.
2. Il nostro esame è stato condotto secondo i principi e i criteri per la revisione contabile raccomandati dalla Consob. In conformità ai predetti principi e criteri, la revisione è stata pianificata e svolta al fine di acquisire ogni elemento necessario per accertare se il bilancio consolidato sia viziato da errori significativi e se risulti, nel suo complesso, attendibile. Il procedimento di revisione comprende l'esame, sulla base di verifiche a campione, degli elementi probativi a supporto dei saldi e delle informazioni contenuti nel bilancio, nonché la valutazione dell'adeguatezza e della correttezza dei criteri contabili utilizzati e della ragionevolezza delle stime effettuate dagli amministratori. Riteniamo che il lavoro svolto fornisca una ragionevole base per l'espressione del nostro giudizio professionale.

Il bilancio consolidato presenta ai fini comparativi i dati dell'esercizio precedente, lo stato patrimoniale al 1° gennaio 2013 e i dati riferiti all'esercizio 2012, ad esclusione dello stato patrimoniale. Come illustrato nelle note esplicative, per effetto dell'applicazione retroattiva dell'IFRS 10 e IFRS 11, gli amministratori hanno riesposto alcuni dati comparativi relativi all'esercizio precedente, allo stato patrimoniale al 1° gennaio 2013, che deriva dal bilancio consolidato al 31 dicembre 2012, ed all'esercizio 2012, rispetto ai dati precedentemente presentati e da noi assoggettati a revisione contabile, sui quali avevamo emesso le nostre relazioni rispettivamente in data 10 aprile 2014 ed in data 8 aprile 2013. Le modalità di rideterminazione dei dati comparativi e la relativa informativa, presentata nelle note esplicative, sono state da noi esaminate ai fini dell'espressione del giudizio sul bilancio consolidato chiuso al 31 dicembre 2014.

3. A nostro giudizio, il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2014 è conforme agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. n. 38/2005; esso pertanto è redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa del Gruppo Eni per l'esercizio chiuso a tale data.

Handwritten signature: N. P.

Handwritten signature: R. B.





Building a better
working world

80901583

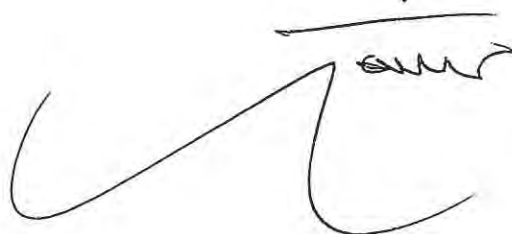
4. La responsabilità della redazione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari, pubblicata nella sezione "Governance" del sito internet della Eni S.p.A., in conformità a quanto previsto dalle norme di legge e dai regolamenti compete agli amministratori della Eni S.p.A.. E' di nostra competenza l'espressione del giudizio sulla coerenza con il bilancio della relazione sulla gestione e delle informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l) ed m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/98, presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari come richiesto dalla legge. A tal fine, abbiamo svolto le procedure indicate dal principio di revisione 001 emanato dal Consiglio Nazionale dei Dottori Commercialisti e degli Esperti Contabili e raccomandato dalla Consob. A nostro giudizio la relazione sulla gestione e le informazioni di cui al comma 1, lettere c), d), f), l) ed m) e al comma 2, lettera b) dell'art. 123-bis del D.Lgs. 58/98 presentate nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2014.

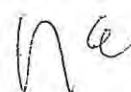
Roma, 2 aprile 2015

Reconta Ernst & Young S.p.A.


Massimo Antonelli
(Socio)







80901/584



Bilancio di Esercizio 2014

244	Schemi di bilancio
250	Note al bilancio di esercizio
315	Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli azionisti
316	Relazione del Collegio Sindacale all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/1998
320	Attestazione del management
321	Relazione della Società di revisione
323	Deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti



80901/585

Stato patrimoniale

		01.01.2013 ^(a)		31.12.2013 ^(a)		31.12.2014	
(€)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ							
Attività correnti							
Disponibilità liquide ed equivalenti	(7)	6.399.949.254	19.305.267	3.894.418.405	27.563.102	4.280.353.132	234.952.009
Altre attività finanziarie destinate al trading	(8)			5.004.361.244		5.023.971.368	
Crediti commerciali e altri crediti:	(9)	22.881.108.151	13.863.826.806	18.783.782.461	10.042.738.579	20.830.851.693	12.228.345.669
- crediti finanziari		9.414.553.851		5.744.461.602		6.788.420.381	
- crediti commerciali e altri crediti		13.466.554.300		13.039.320.859		14.042.431.312	
Rimanenze	(10)	2.465.321.727		2.189.730.372		1.699.015.880	
Attività per imposte sul reddito correnti	(11)	314.108.872		292.937.343		154.902.363	
Attività per altre imposte correnti	(12)	376.329.124		174.884.865		399.000.715	
Altre attività correnti	(13)	659.281.820	349.868.658	845.600.124	360.579.234	2.417.245.948	1.225.749.257
		33.096.098.948		31.185.714.814		34.805.341.099	
Attività non correnti							
Immobili, impianti e macchinari	(14)	7.237.526.878		6.792.237.601		7.421.744.565	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(15)	2.663.844.670		2.648.904.840		1.529.686.249	
Attività immateriali	(16)	1.157.083.351		1.212.240.234		1.196.898.982	
Partecipazioni	(17)	31.856.864.630		34.746.838.306		32.871.507.365	
Altre attività finanziarie	(18)	2.767.315.004	2.719.601.220	2.872.667.683	2.824.786.224	3.979.607.879	3.924.296.968
Attività per imposte anticipate	(19)	1.834.302.294		1.926.947.621		1.726.861.294	
Altre attività non correnti	(20)	3.094.788.693	225.116.851	2.492.896.958	178.594.589	1.672.882.680	114.738.436
		50.611.725.520		52.692.733.243		50.399.189.014	
Attività destinate alla vendita	(21)	15.595.336		10.212.373		14.477.711	
TOTALE ATTIVITÀ		83.723.419.804		83.888.660.430		85.219.007.824	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO							
Passività correnti							
Passività finanziarie a breve termine	(22)	4.794.855.134	4.717.715.225	4.535.810.535	4.360.494.485	3.798.653.941	3.630.498.344
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(23)	2.704.598.113	975.783	1.929.193.983	808.795	3.487.775.696	780.255
Debiti commerciali e altri debiti	(24)	9.685.364.154	4.347.498.556	8.478.090.084	4.290.638.348	9.533.078.571	6.049.948.966
Passività per imposte sul reddito correnti	(25)	81.425.853		1.869.000		3.382.843	
Passività per altre imposte correnti	(26)	1.515.190.973		1.599.691.360		1.227.274.640	
Altre passività correnti	(27)	943.754.953	508.484.294	1.293.564.079	601.319.217	2.647.654.320	1.120.671.406
		19.725.189.180		17.838.219.041		20.697.820.011	
Passività non correnti							
Passività finanziarie a lungo termine	(28)	16.833.824.422	296.726.257	18.783.683.993	296.476.641	17.400.018.122	297.226.370
Fondi per rischi e oneri	(29)	4.097.570.996		4.212.324.114		4.514.056.841	
Fondi per benefici ai dipendenti	(30)	335.881.394		344.316.925		381.117.207	
Altre passività non correnti	(31)	2.187.034.685	720.309.652	1.967.409.827	438.666.395	1.697.183.848	412.881.098
		23.454.311.497		25.307.734.859		23.992.376.018	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		567.570					
TOTALE PASSIVITÀ		43.180.068.247		43.145.953.900		44.690.196.029	
PATRIMONIO NETTO							
Capitale sociale	(32)	4.005.358.876		4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve		28.657.695.854		33.557.560.399		33.710.381.852	
Accanto sul dividendo		(1.956.310.403)		(1.992.538.374)		(2.019.687.674)	
Azioni proprie		(200.981.512)		(200.981.512)		(581.047.644)	
Utile netto dell'esercizio		9.078.486.619		4.414.205.018		4.454.704.262	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		40.543.351.557		40.742.706.530		40.528.811.795	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		83.723.419.804		83.888.660.430		85.219.007.824	

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 4 - Modifica dei criteri contabili.

FTO MARLEGAGLIA ETMA

Conto economico

80901/586

(€)	Note	2013 ^(a)		2014	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	(34)				
Ricavi della gestione caratteristica		48.018.257.668	16.242.320.859	42.349.647.865	14.736.630.787
Altri ricavi e proventi		270.698.920	39.918.159	359.213.904	86.391.383
Totale ricavi		48.288.956.588		42.708.861.769	
COSTI OPERATIVI	(35)				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(48.516.896.424)	(25.771.874.265)	(41.781.292.583)	(21.699.368.527)
Costo lavoro		(1.196.885.337)		(1.073.035.032)	
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI		(167.500.094)	(218.743.820)	(79.273.951)	(318.021.813)
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI		(1.740.134.536)		(1.260.347.578)	
UTILE OPERATIVO		(3.332.459.803)		(1.485.087.375)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(36)				
Proventi finanziari		2.080.926.355	252.644.558	1.426.005.179	247.165.036
Oneri finanziari		(2.464.343.423)	(22.098.332)	(1.919.215.997)	(16.631.194)
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading		3.792.751		23.799.369	
Strumenti derivati		(90.902.345)	(930.344)	330.023.966	232.296.144
		(470.526.662)		(139.387.483)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(37)	8.401.534.112		5.522.666.992	(4.609.419)
UTILE ANTE IMPOSTE		4.598.547.647		3.898.192.134	
Imposte sul reddito	(38)	(184.342.629)		556.512.128	
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO		4.414.205.018		4.454.704.262	

(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 4 - Modifica dei criteri contabili.

F. To MARCEGAGLIA EMMA



80901/587

Prospetto dell'utile complessivo

(€ milioni)	Note	2013 ^[a]	2014
Utile netto dell'esercizio		4.414	4.455
Altre componenti dell'utile complessivo:			
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>			
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(32)	8	(29)
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo non riclassificabili a conto economico	(32)	(3)	10
		5	(19)
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(32)	(227)	(232)
Variazione valutazione fair value di partecipazioni al netto dei reversal	(32)	(64)	(77)
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo riclassificabili a conto economico	(32)	63	65
		(228)	(244)
Totale altre componenti dell'utile complessivo, al netto dell'effetto fiscale		(223)	(263)
Totale utile complessivo dell'esercizio		4.191	4.192

[a] Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 4 - Modifica dei criteri contabili.

Fto MARCEGAGLIA EMMA

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

80901/508

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Altre riserve di utili disponibili	Riserva IFRS 10 e 11 non disponibile	Riserva IFRS 10 e 11 disponibile	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2012	4.005	9.990	959	[201]	6.201	(13)	138	(31)	12.367			(1.956)	9.078	40.537
Modifica criteri contabili IFRS 10 e 11										6				6
Saldi al 1° gennaio 2013 riesposto	4.005	9.990	959	[201]	6.201	(13)	138	(31)	12.367	6		(1.956)	9.078	40.543
Utile netto dell'esercizio													4.414	4.414
Altre componenti dell'utile complessivo:														
Componenti non riclassificabili a conto economico														
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								5						5
								5						5
Componenti riclassificabili a conto economico														
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(166)								(166)
Variazione valutazione fair value di partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale							(62)							(62)
						(166)	(62)							(228)
Operazioni con gli azionisti:														
Acconto sul dividendo 2013 (€0,55 per azione)												(1.993)		(1.993)
Attribuzione del dividendo residuo 2012 (€0,54 per azione)									(829)			1.956	(3.083)	(1.956)
Attribuzione utile 2012 a riserve								2.603	3.392				(5.995)	
								2.603	2.563			(37)	(9.078)	(3.949)
Altri movimenti di patrimonio netto:														
Riduzione riserva art. 6 comma 1 lettera a) D.Lgs. 38/2005								(1.088)	1.088					
Operazioni straordinarie under common control									(32)					(32)
Diritti decaduti stock option									(13)					(13)
Altre variazioni									3					3
								(1.088)	1.046					(42)
Saldi al 31 dicembre 2013	4.005	9.990	959	[201]	6.201	(179)	76	1.489	15.976	6		(1.993)	4.414	40.743



80901/589

segue Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Altre riserve di utili disponibili	Riserva IFRS 10 e 11 non disponibile	Riserva IFRS 10 e 11 disponibile	Acconto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2013	4.005	9.990	959	[201]	6.201	[179]	76	1.489	15.976	6		[1.993]	4.414	40.743
Utile netto dell'esercizio													4.455	4.455
Altre componenti dell'utile complessivo:														
Componenti non riclassificabili a conto economico														
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								[19]						[19]
								[19]						[19]
Componenti riclassificabili a conto economico														
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						[168]								[168]
Variazione valutazione fair value di partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale							[76]							[76]
						[168]	[76]							[244]
Operazioni con gli azionisti:														
Acconto sul dividendo 2014 (€0,56 per azione)												[2.020]		[2.020]
Attribuzione del dividendo residuo 2013 (€0,55 per azione)												1.993	[3.979]	[1.986]
Attribuzione utile 2013 a riserve								176	255	4			[435]	
Acquisto azioni proprie				[380]										[380]
				[380]				176	255	4		[27]	[4.414]	[4.386]
Altri movimenti di patrimonio netto:														
Riduzione riserva art. 6 comma 1 lettera a) D.Lgs. 38/2005								[539]	539					
Dividendi distribuiti dalle joint operation										[4]	4			
Operazioni straordinarie under common control									[14]					[14]
Diritti decaduti stock option									[7]					[7]
Costi accessori all'acquisto azioni proprie									[1]					[1]
Altre variazioni									1	1				2
								[539]	518	[3]	4			[20]
Saldi al 31 dicembre 2014	4.005	9.990	959	[581]	6.201	[347]		1.107	16.749	7	4	[2.020]	4.455	40.529

8090.1/590

Rendiconto finanziario

(€ milioni)	2013 ^(a)	2014
Utile netto dell'esercizio	4.414	4.455
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:</i>		
- Ammortamenti	960	1.100
- Svalutazioni nette di attività materiali e immateriali	780	160
- Svalutazioni (rivalutazioni) partecipazioni	1.659	1.521
- Plusvalenze nette su cessioni di attività	(106)	(97)
Dividendi	(9.888)	(6.992)
Interessi attivi	(235)	(251)
Interessi passivi	680	692
Imposte sul reddito	184	(556)
Altre variazioni	(6)	(24)
Variazioni del capitale di esercizio:		
- rimanenze	284	1.606
- crediti commerciali	442	13
- debiti commerciali	(544)	734
- fondi per rischi e oneri	622	(52)
- altre attività e passività	328	686
Flusso di cassa del capitale di esercizio	1.132	2.987
Variazione fondo benefici per i dipendenti	(10)	2
Dividendi incassati	9.888	6.316
Interessi incassati	214	204
Interessi pagati	(818)	(715)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	(159)	59
Flusso di cassa netto da attività operativa	8.689	8.861
<i>di cui flusso di cassa netto da attività operativa verso parti correlate</i>	<i>(9.535)</i>	<i>(6.547)</i>
Investimenti:		
- attività materiali	(1.110)	(1.189)
- attività immateriali	(237)	(299)
- partecipazioni	(734)	(517)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(325)	(1.415)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(146)	
- acquisto rami d'azienda e fusioni	(6)	
Flusso di cassa degli investimenti	(9.167)	(3.420)
Disinvestimenti:		
- attività materiali	7	4
- attività immateriali	4	
- partecipazioni	2.317	841
- attività destinate alla vendita		9
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	320	499
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	4	95
- cessioni rami d'azienda	4	
Flusso di cassa dei disinvestimenti	2.656	1.448
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(6.511)	(1.972)
<i>di cui flusso di cassa netto da attività di investimento verso parti correlate</i>	<i>(213)</i>	<i>(1.165)</i>
Altre attività finanziarie destinate al trading	(5.001)	(8)
Assunzione (rimborso) di debiti finanziari a lungo	96	(273)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(23)	(712)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	3.636	(1.124)
Acquisto azioni proprie		(380)
Dividendi pagati	(3.949)	(4.006)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(4.684)	(6.503)
<i>di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate</i>	<i>2.165</i>	<i>(1.830)</i>
Flusso di cassa netto dell'esercizio	(2.506)	386
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	6.400	3.894
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	3.894	4.280



(a) Le informazioni sulla riesposizione dei dati comparativi determinati in applicazione dei nuovi principi IFRS 10 e 11 sono indicate alla nota n. 4 - Modifica dei criteri contabili.

80901/591

Note al bilancio di esercizio

Criteri di redazione

Il bilancio di esercizio è redatto secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05.

Il bilancio è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto ove appropriato delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere rilevate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2014 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 12 marzo 2015. Le informazioni a commento dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in € milioni.

Criteri di valutazione

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate, che sono valutate al costo di acquisto¹. Con riferimento alle partecipazioni in società classificate come joint operation, nel bilancio di esercizio è rilevata la quota di spettanza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Il valore d'uso è determinato, generalmente, nei limiti della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato, aggiornando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. L'attualizzazione è effettuata a un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni".

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata

in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque a coprirne le perdite.

Le altre partecipazioni sono valutate al fair value con imputazione degli effetti alla riserva di patrimonio netto afferente alle altre componenti dell'utile complessivo; le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Differentemente, le quote di partecipazioni a servizio di prestiti obbligazionari convertibili in azioni Galp e Snam sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, in applicazione della fair value option attivata al fine di ridurre l'accounting mismatch con la rilevazione dell'opzione di conversione, implicita nel prestito obbligazionario convertibile, valutata al fair value con imputazione delle variazioni di valore a conto economico.

Quando le partecipazioni non sono quotate in un mercato regolamentato e il fair value non può essere attendibilmente determinato, le stesse sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino².

I dividendi da società controllate, joint venture e collegate sono imputati a conto economico quando deliberati, anche nel caso in cui derivino dalla distribuzione di riserve di utili generatesi antecedentemente all'acquisizione della partecipazione. La distribuzione di tali riserve di utili rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

Schemi di bilancio³

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura⁴.

Il prospetto dell'utile complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto.

Il prospetto delle variazioni del patrimonio netto presenta i proventi (oneri) complessivi dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile del periodo delle altre componenti di natura non monetaria.

Modifica dei criteri contabili

Le disposizioni dell'IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto" (di seguito IFRS 11), omologate con il regolamento n. 1254/2012, emesso dalla Commissione Europea in data 11 dicembre 2012, sono applicate con effetto retroattivo rettificando i valori di apertura dello stato patrimoniale al 1° gennaio 2013 e i dati economico-patrimoniali del 2013 posti a confronto. Il concetto di controllo è definito dalle disposizioni dell'IFRS 10 "Bilancio consolidato" anch'esso omologato con il medesimo regolamento della Commissione Europea; per ulteriori informazioni si rinvia a quanto

(1) In caso di acquisizione del controllo in fasi successive, il valore di iscrizione della partecipazione è determinato come sommatoria del costo sostenuto in ciascuna tranche di acquisto.

(2) La svalutazione rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno neppure nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.

(3) Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nel bilancio di esercizio 2013.

(4) Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 33 "Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari".

80901/592

indicato nel paragrafo "Principi di consolidamento - Imprese controllate". L'IFRS 11 definisce la contabilizzazione degli accordi a controllo congiunto, in relazione ai diritti e alle obbligazioni delle parti rivenienti dall'accordo. L'IFRS 11 identifica due tipologie di accordi a controllo congiunto. Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto dell'accordo vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto dell'accordo vantano diritti sulle attività e obbligazioni per le passività (cd. enforceable rights and obligations) relative all'accordo. Le interessenze in joint operation sono contabilizzate rilevando la quota di competenza del parteci-

pante di attività/passività e di ricavi/costi sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali.

I principali impatti connessi con l'adozione delle nuove disposizioni riguardano la classificazione come joint operation di alcune imprese precedentemente classificate come controllate congiunte e valutate al costo. I valori dello stato patrimoniale di apertura al 1° gennaio 2013, dello stato patrimoniale al 31 dicembre 2013, nonché del conto economico e del rendiconto finanziario 2013 posti a confronto, sono stati rideterminati a seguito dell'adozione dell'IFRS 11. Di seguito è fornito l'impatto quantitativo sulle voci di bilancio interessate:

01 gennaio 2013

(€ milioni)	Ante applicazione IFRS 10 e 11	Applicazione IFRS 10 e 11	Post applicazione IFRS 10 e 11
Voci di bilancio			
Attività correnti	33.096		33.096
Attività non correnti	50.487	124	50.611
- di cui: Immobili, impianti e macchinari	6.927	311	7.238
- di cui: Partecipazioni	32.024	(168)	31.856
Attività destinate alla vendita	16		16
Passività correnti	19.615	110	19.725
- di cui: Altre passività correnti	889	55	944
Passività non correnti	23.446	8	23.454
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	1		1
Totale patrimonio netto	40.537	6	40.543

31 dicembre 2013

(€ milioni)	Ante applicazione IFRS 10 e 11	Applicazione IFRS 10 e 11	Post applicazione IFRS 10 e 11
Voci di bilancio			
Attività correnti	31.238	(52)	31.186
Attività non correnti	52.494	199	52.693
- di cui: Immobili, impianti e macchinari	6.468	324	6.792
- di cui: Partecipazioni	34.961	(214)	34.747
Attività destinate alla vendita	10		10
Passività correnti	17.709	130	17.839
- di cui: Altre passività correnti	1.203	91	1.294
Passività non correnti	25.300	7	25.307
Totale patrimonio netto	40.733	10	40.743

2013

(€ milioni)	Ante applicazione IFRS 10 e 11	Applicazione IFRS 10 e 11	Post applicazione IFRS 10 e 11
Voci di bilancio			
Ricavi	48.215	(197)	48.018
Utile operativo	(3.260)	(73)	(3.333)
Proventi (oneri) finanziari	(466)	(5)	(471)
Proventi (oneri) su partecipazioni	8.340	62	8.402
Utile netto del periodo	4.410	4	4.414
Flusso di cassa netto da attività operativa	8.646	43	8.689
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(6.433)	(78)	(6.511)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(4.725)	41	(4.684)
Flusso di cassa netto del periodo	(2.512)	6	(2.506)

809011593

Con il regolamento n. 634/2014 emesso dalla Commissione Europea in data 13 giugno 2014 è stato omologato l'IFRIC 21 "Tributi" (di seguito IFRIC 21), che definisce il trattamento contabile dei pagamenti richiesti dalle autorità pubbliche (es. contributi da versare per operare in un determinato mercato), diversi dalle imposte sul reddito, dalle multe, dalle penali. L'IFRIC 21 indica i criteri per la rilevazione della passività, stabilendo che l'evento vincolante che dà origine all'obbligazione, e pertanto alla rilevazione della liability, è rappresentato dallo svolgimento dell'attività d'impresa che, ai sensi della normativa applicabile, comporta il pagamento. Il regolamento di omologazione ha previsto l'entrata in vigore dell'IFRIC 21 a partire dal primo esercizio che abbia inizio il, o dopo il, 17 giugno 2014, fatta salva la possibilità di applicazione anticipata. Le disposizioni dell'IFRIC 21 sono state applicate, in via anticipata, a partire dall'esercizio 2014. L'applicazione delle disposizioni dell'IFRIC 21 non ha prodotto effetti significati-

vi. Gli altri principi contabili e interpretazioni entrati in vigore a partire dal 1° gennaio 2014 non hanno prodotto effetti significativi.

Utilizzo di stime contabili

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento ai principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.