



CORTE DEI CONTI

SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

Determinazione e relazione sul risultato del
controllo eseguito sulla gestione finanziaria dell'**ENI S.p.A.**

| 2014 |

Determinazione del 22 gennaio 2016, n. 1



Corte dei Conti

SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI

**Determinazione e relazione della Sezione del controllo
sugli enti sul risultato del controllo eseguito sulla gestione
finanziaria dell'ENTE NAZIONALE IDROCARBURI
(ENI) S.p.A.**

per l'esercizio 2014

Relatore: Adolfo Teobaldo De Girolamo

Ha collaborato

per l'istruttoria e l'elaborazione dei dati: la dott.ssa Daniela Redaelli



La

Corte dei Conti

in

Sezione del controllo sugli enti

nell'adunanza del 22 gennaio 2016;

visto il testo unico delle leggi sulla Corte dei conti approvato con R.D. 12 luglio 1934, n. 1214;

vista la legge 21 marzo 1958, n. 259;

visto il decreto del Presidente della Repubblica in data 11 marzo 1961 con il quale l'E.N.I., Ente Nazionale Idrocarburi, è stato sottoposto al controllo della Corte dei conti;

vista la legge 8 agosto 1992, n. 359, di conversione, con modificazioni, del D.L. 11 luglio 1992 n. 333, con cui l'Ente Nazionale Idrocarburi da ente di diritto pubblico, costituito con legge 10 febbraio 1953, n. 136, è stato trasformato in società per azioni, assumendo la denominazione di **ENI S.p.A.**;

visto il bilancio della Società suddetta, relativo all'esercizio finanziario 2014, nonché le annesse relazioni del Consiglio di amministrazione e del Collegio sindacale, trasmessi alla Corte dei conti in adempimento dell'art. 4 della citata legge n. 259 del 1958;

esaminati gli atti;

udito il relatore Presidente Adolfo Teobaldo De Girolamo e, sulla sua proposta, discussa e deliberata la relazione con la quale la Corte, in base agli atti ed agli elementi acquisiti, riferisce alle Presidenze delle due Camere del Parlamento il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società per l'**esercizio 2014**;

ritenuto che dall'analisi dei bilanci e della documentazione acquisita dalla Società è emerso che:

- nel 2014 Eni spa ha conseguito un *utile netto d'esercizio* di 4.455 milioni di euro, in aumento, rispetto al 2013, di € 41 milioni (+0,9%) ed un *patrimonio netto* di 40.529 milioni



Corte dei Conti

di euro (in lieve decremento rispetto al 2013, esercizio nel quale era stato pari a 40.743 milioni di euro);

- il Gruppo ENI ha conseguito un *utile netto di competenza degli azionisti ENI* di 1.291 milioni di euro, in diminuzione, rispetto al 2013, del 75% ed un *utile netto adjusted di competenza degli azionisti ENI* di 3.707 milioni di euro (in diminuzione del 16,3% rispetto al 2013 - esercizio nel quale era ammontato a 4.430 milioni di euro). La diminuzione è imputabile essenzialmente allo sfavorevole scenario di prezzo degli idrocarburi e - avuto riguardo all'utile netto di bilancio - alla maggiore incidenza delle componenti straordinarie negative. Il patrimonio netto di Gruppo si è sostanzialmente invariato in 62.209 milioni di euro con un aumento di 1.160 milioni rispetto al 2013.

- la produzione di idrocarburi: è stata di 1,598 milioni di boe/giorno, in incremento dello 0,6%, escludendo il disinvestimento degli *asset* in Siberia. I principali incrementi sono stati registrati in Regno Unito, Algeria, Stati Uniti e Angola, e hanno più che assorbito il declino delle produzioni mature. La quota di produzione estera è stata dell'89% (invariata rispetto al 2013);

- le riserve certe di idrocarburi: si attestano a fine anno a 6,6 miliardi di boe con un tasso di rimpiazzo del 112%. La vita residua è di 11,3 anni;

- le vendite di gas naturale: sono state di 89,17 miliardi di metri cubi (93,17 nel 2013), con una riduzione del 4,3% rispetto al 2013, in un quadro di perdurante debolezza della domanda, di pressione competitiva e di eccesso di offerta;

- il leverage è pari allo 0,22 al 31 dicembre 2014, rispetto allo 0,25 al 31 dicembre 2013 e la società prevede di mantenerlo al di sotto dello 0,3;

- la società ha in programma investimenti, focalizzati su progetti ad elevato valore e dai ritorni accelerati, con una previsione di spesa nel quadriennio 2015-2018 pari a circa 48 miliardi di euro, in riduzione del 17% a parità di cambio rispetto al piano precedente. Un



Corte dei Conti

contributo sostanziale alla generazione di cassa dovrebbe provenire dalle dismissioni programmate, pari a circa 8 miliardi di euro, di cui il 70% nei primi due anni del piano; ritenuto che, assolto così ogni prescritto incombente, possa, a norma dell'art. 7 della citata legge n. 259 del 1958, darsi corso alla comunicazione alle dette Presidenze, oltre che del bilancio - corredato delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione - della relazione come innanzi deliberata, che alla presente si unisce perché ne faccia parte integrante;

P. Q. M.

comunica, a norma dell'art. 7 della legge n. 259 del 21 marzo 1958, alle Presidenze delle due Camere del Parlamento, insieme con il bilancio per l'esercizio 2014 dell'Eni S.p.A. - corredato delle relazioni degli organi amministrativi e di revisione - l'unita relazione con la quale la Corte riferisce il risultato del controllo eseguito sulla gestione finanziaria della Società medesima.

ESTENSORE

Adolfo T. De Girolamo

PRESIDENTE

Raffaele Squitieri

Depositata in Segreteria il 29 gennaio 2016

SOMMARIO

Premessa	9
1 Notazioni generali	10
2. Governo societario e sistema dei controlli	13
2.1 La Governance e gli organi.....	13
2.2 La struttura organizzativa.....	16
2.3 Remunerazione degli organi e della dirigenza.....	20
2.4 Il sistema di controllo interno e gestione dei rischi.....	26
2.5 Il Sistema normativo anticorruzione.....	32
3. Le risorse umane	33
3.1 Personale e costo del lavoro del Gruppo.....	33
3.2. Personale e costo del lavoro in Eni S.p.A.....	38
Il costo del lavoro di Eni S.p.A.	38
4. Profili gestionali ed operativi	39
4.1. Profili gestionali.....	39
4.1.1 Attività negoziale posta in essere nel 2014.....	40
4.1.2 Tipologia più rilevante degli atti negoziali.....	41
4.1.3 Numero e valore dei contratti superiori ai 500.000 euro.....	42
4.1.4. Procedure di affidamento.....	43
4.2 Profili operativi.....	43
4.2.1 Settore Exploration & Production (E&P).....	43
4.2.2 Settore Gas & Power.....	43
4.2.3 Settore Refining & Marketing (R&M).....	44
4.2.4 Versalis.....	45
4.2.5 Settore Ingegneria e Costruzioni.....	45
4.3 Piano strategico 2015/2018.....	46
5 Controversie e problematiche particolari	48
5.1. Ipotesi di corruzione internazionale - Decreto Legislativo 231/2001.....	49
5.2. Altri procedimenti giudiziari ed arbitrali.....	55
5.3. Ambiente.....	56
5.4. Interventi della Commissione Europea, dell’Autorità Garante della concorrenza e del mercato, dell’Autorità per l’energia elettrica e il gas e di altre autorità regolamentari.....	57
5.5. Contenziosi definiti.....	58
6. I risultati della gestione	59

6.1 I risultati dell'esercizio 2014.....	59
6.2 I risultati del primo semestre 2015	60
7 Bilancio di esercizio di Eni S.p.A. dell'anno 2014	64
7.1. Contenuto e forma del bilancio di esercizio	64
7.2. Lo stato patrimoniale.....	66
7.2. 1. L'attivo dello stato patrimoniale	66
7.2.2. Il passivo dello stato patrimoniale	77
7.3. Il conto economico	89
8. Bilancio consolidato del Gruppo Eni dell'esercizio 2014.....	99
8.1. Contenuto e forma del bilancio consolidato	99
8.2. Lo stato patrimoniale.....	100
8.2.1. L'attivo dello stato patrimoniale	100
8.2.2. Il passivo dello stato patrimoniale	108
8.3. Il conto economico	117
8.4. Rendiconto finanziario riclassificato	125
Considerazioni conclusive	128

APPENDICE - Acronimi e glossario

Premessa

Con la presente relazione la Corte dei conti riferisce sul risultato del controllo eseguito, a norma dell'art. 12 della legge 21 marzo 1958, n. 259, sulla gestione finanziaria dell'Eni spa per l'esercizio 2014 e sulle questioni più significative emerse sino a data corrente¹.

Il referto, ai sensi della legge n. 259 del 1958, attuativa dell'art. 100, comma 2, della Costituzione, porta a conoscenza del Parlamento gli elementi più rilevanti della gestione dell'Eni spa, acquisiti per il tramite del Magistrato delegato al controllo che “assiste alle sedute degli organi di amministrazione e di revisione”.

Considerata la molteplicità e l'ampiezza delle relazioni che Eni spa è tenuta a redigere ed a pubblicare, la Corte ha evitato di soffermarsi nel referto su taluni elementi conoscitivi agevolmente desumibili dal complesso documentale disponibile sul sito internet della Società.

Anche alla presente relazione, come per le precedenti, viene allegato un glossario contenente gli acronimi di uso più frequente nei documenti Eni ed in questo referto.

¹ La precedente relazione, riguardante l'esercizio 2013, è stata pubblicata in Atti Parlamentari della XVII Legislatura, Doc. XV, n. 57.

1 Notazioni generali

Eni spa, quale impresa integrata, agisce in tutta la filiera dell'energia ed opera nelle attività del petrolio, del gas naturale e dell'energia in genere, della generazione e commercializzazione di energia elettrica, della petrolchimica e dell'ingegneria e costruzioni.

In particolare, ai sensi dell'art. 4 dello Statuto, la Società ha per oggetto l'esercizio “ ... di attività nel campo degli idrocarburi e dei vapori naturali, quali la ricerca e la coltivazione di giacimenti di idrocarburi, la costruzione e l'esercizio delle condotte per il trasporto degli stessi, la lavorazione, la trasformazione, lo stoccaggio, l'utilizzazione ed il commercio degli idrocarburi e dei vapori naturali...” nonché “di attività nei settori della chimica, dei combustibili nucleari, della geotermia, delle fonti rinnovabili di energia e dell'energia in genere, nel settore della progettazione e costruzione di impianti industriali, nel settore minerario, nel settore metallurgico, nel settore meccano-tessile, nel settore idrico, ivi inclusi derivazione, potabilizzazione, depurazione, distribuzione e riuso delle acque, nel settore della tutela dell'ambiente e del trattamento e smaltimento dei rifiuti, nonché in ogni altra attività economica che sia collegata da un vincolo di strumentalità, accessoria o complementarità con le attività precedentemente indicate”.

Allo stato le linee di business riguardano, come si dirà più specificamente in prosieguo: attività di ricerca ed esplorazione di idrocarburi; realizzazione dei progetti di sviluppo, per il supporto tecnico agli *asset* industriali e per la gestione delle attività di ricerca; attività di indirizzo, controllo e coordinamento delle unità geografiche e dei distretti Italia, nonché per le negoziazioni dei contratti upstream; attività di approvvigionamento e ottimizzazione portafoglio *gas & power*, per la commercializzazione di LNG e di *g&p* verso la clientela “*large*”, per la produzione di energia elettrica, nonché per la gestione di rischio prezzo *commodity, trading* e trasporto di oil e gas; attività di *supply*, raffinazione, produzione, distribuzione e commercializzazione prodotti petroliferi, lubrificanti e petrolchimici, nonché per le attività di risanamento ambientale; attività di commercializzazione di gas e di energia elettrica ai clienti *retail e middle*.

Eni è un emittente, con azioni quotate sul Mercato Telematico Azionario gestito da Borsa Italiana SpA e con titoli quotati negli Stati Uniti sul New York Stock Exchange (“NYSE”).

E' presente in 83 Paesi ed ha 84.404 dipendenti (26.223 in Italia e 58.181 all'estero) e controlla, al 31 dicembre 2014, 304 società in Italia e all'estero.

Al 31 dicembre 2014, il capitale sociale della Società, ammontava a 4.005.358.876 euro, interamente versati, ed era rappresentato da 3.634.185.330 azioni ordinarie nominative prive di indicazione del

valore nominale.

Ai sensi dell'art. 6.1 dello Statuto, in applicazione delle norme speciali di cui all'art. 3 del decreto legge n. 332 del 1994, convertito dalla legge n. 474 del 1994, nessuno può possedere, a qualsiasi titolo, azioni della Società che comportino una partecipazione, diretta o indiretta, superiore al 3% del capitale sociale; il superamento di questo limite comporta il divieto di esercitare il diritto di voto e comunque i diritti aventi contenuto diverso da quello patrimoniale inerenti alle azioni eccedenti il limite stesso, ma lascia inalterati i diritti patrimoniali connessi alla partecipazione².

Da tale previsione sono escluse³ le partecipazioni al capitale Eni detenute dal Ministero dell'economia e delle finanze, da Enti pubblici, o da soggetti da questi controllati (come la Cassa Depositi e Prestiti s.p.a.)⁴.

Si riporta, di seguito, la composizione dell'azionariato sulla base delle segnalazioni nominative, relative ai percettori del dividendo Eni in acconto dell'esercizio 2014⁵.

	Numero azioni	%
MEF e CdP	1.093.731.615	30,10
Investitori istituzionali	2.189.202.455	60,14
Investitori retail	335.491.826	8,82
Azioni proprie alla data del pagamento del dividendo	27.600.197	0,76
Altri*	6.581.647	0,18
Capitale sociale**	3.634.185.330	100,00

* Azioni per le quali non sono pervenute le segnalazioni nominative

** Azioni ordinarie nominative prive di indicazione del valore nominale

Al 31 dicembre 2014 il Ministero dell'economia e delle finanze possedeva 157.552.137 azioni, pari al 4,34% del capitale sociale; la Cassa Depositi e Prestiti S.p.A., 936.179.478 azioni, pari al 25,76% del capitale sociale; l'Eni spa. (azioni proprie), 27.600.197 azioni, pari allo 0,76% del capitale sociale⁶.

² La norma speciale prevede, infine, che la clausola sui limiti al possesso azionario decada allorché il limite sia superato per effetto di un'offerta pubblica di acquisto, a condizione che l'offerente arrivi a detenere, a seguito dell'offerta, una partecipazione almeno pari al 75% del capitale con diritto di voto nelle deliberazioni riguardanti la nomina o la revoca degli Amministratori. In base a quanto previsto dalla legge n. 266 del 2005 (Legge Finanziaria per il 2006), la medesima clausola verrebbe meno qualora nello Statuto fossero inserite le norme sull'emissione di azioni o di strumenti finanziari partecipativi previsti dalla disposizione stessa.

³ Articolo 32 dello Statuto.

⁴ Il CdA di Eni, il 12 marzo 2015, ha approvato la "Relazione sul governo societario e gli assetti proprietari", predisposta ai sensi dell'art. 123 bis del D.Lgs. n. 58/1998, che fornisce un quadro completo delle previsioni normative che riguardano la Società.

⁵ Data stacco 22 settembre 2014 – Data pagamento 25 settembre 2014.

⁶ Sulla base delle segnalazioni nominative dei percettori del dividendo pagato in acconto dell'esercizio 2014 (data stacco 22 settembre 2014 – record date 24 settembre 2014 - data pagamento 25 settembre 2014) la ripartizione dell'azionariato per area geografica è la seguente: n. 261.269 in Italia (che posseggono azioni per il 41,71% del capitale Eni); n. 732 in U.K. ed Irlanda (per il 10,11% del

Il Ministero dell'economia e delle finanze dispone dei voti sufficienti per esercitare un'influenza dominante nell'Assemblea ordinaria, in forza della partecipazione detenuta sia direttamente (con il 4,34%) sia indirettamente (con il 25,76%) tramite Cassa Depositi e Prestiti SpA (CDP SpA), controllata dallo stesso Ministero.

Eni non è, però, soggetta ad attività di direzione e coordinamento, ai sensi dell'art. 2497 del codice civile, da parte dello stesso Ministero dell'Economia e delle Finanze e di CDP SpA.

Ulteriore elemento che caratterizza la gestione dell'Eni è la complessità del quadro normativo di riferimento. Come già detto, la Società è quotata in borsa sia sul Mercato Telematico Azionario nazionale, sia negli Stati Uniti sul New York Stock Exchange. Ciò comporta che sia tenuta al rispetto di una pluralità di norme tra le quali il Testo Unico della Finanza (decreto legislativo n. 58/1998) per il profilo italiano e la legge statunitense Sarbanes-Oxley Act del 2002 (SOA) per il profilo statunitense, con notevoli implicazioni sul piano organizzativo.

Nel rispetto delle previsioni dell'art. 154-bis del Testo Unico della Finanza e del Sarbanes Oxley Act il Consiglio di Amministrazione di Eni - l'11 dicembre 2014 - ha approvato la versione aggiornata della *Management System Guideline* "Sistema di Controllo Interno Eni sull'Informativa Finanziaria" (MSG) che definisce le norme e le metodologie per la progettazione, l'istituzione e il mantenimento nel tempo del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria Eni a rilevanza esterna e per la valutazione della sua efficacia. I contenuti della MSG sono stati articolati sulla base del modello adottato nel CoSO Report ("*Internal Control - Integrated Framework*" pubblicato dal "*Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission*"), nella versione aggiornata del 2013.

Altro complesso di regole di fondamentale importanza sono le previsioni del Codice di Autodisciplina delle società quotate⁷ - cui Eni aderisce— elaborato da ultimo dal Comitato per la *Corporate Governance*, pubblicato nel dicembre 2011 e successivamente modificato nel luglio 2014⁸.

Al dichiarato fine di consentire al mercato una lettura semplice, trasparente e confrontabile delle scelte di *governance* effettuate dalla Società nell'adesione al Codice, è pubblicato sul sito internet di

capitale Eni); n. 3.969 in altri Stati U.E. (per il 21,87% del capitale sociale); n. 1.417 in Usa e Canada (per il 13,69% del capitale sociale Eni); n. 956 nel resto del mondo (per il 11,68% del capitale sociale).

⁷ L'autodisciplina in materia di *corporate governance* ha avuto rilevanti effetti positivi sull'assetto complessivo della regolazione delle società quotate italiane. Non soltanto è servita a dare contenuto operativo e di dettaglio a norme civilistiche, soprattutto in materia di controlli interni e funzionamento dell'organo di amministrazione, ma ha anche rappresentato uno strumento per recepire in Italia principi e orientamenti contenuti in Raccomandazioni della Commissione europea. Il sistema normativo italiano ha comunque rimesso all'autodisciplina la funzione integrativa di norme primarie dettate dal codice civile e dal Testo Unico della Finanza in materia di governo societario. Non va, comunque, trascurato che il Codice è incentrato sulla flessibilità di applicazione e sulla libertà delle società di discostarsi dalle raccomandazioni dettate assicurando trasparenza al mercato attraverso il principio del *comply or explain*.

⁸ L'adesione al Codice di Autodisciplina delle società quotate del dicembre 2011 è stata completata con delibera del Consiglio di Amministrazione del 26 aprile 2012. Successivamente, nella riunione dell'11 dicembre 2014, il Consiglio di Amministrazione ha deliberato l'adesione alle nuove raccomandazioni del Codice di Autodisciplina delle società quotate approvate il 14 luglio 2014.

Eni il testo del Codice di Autodisciplina integrato con l'evidenza delle soluzioni adottate da Eni in relazione a singole raccomandazioni del Codice, con le relative motivazioni.

2. Governo societario e sistema dei controlli

2.1 La Governance e gli organi

Si è riferito più volte sul sistema di governo societario adottato da Eni, nonché sulla procedura di nomina e sulle attribuzioni degli organi.

Ci si limita a ricordare che la struttura di *Corporate Governance* della Società è articolata secondo il modello tradizionale italiano, che – fermi i compiti dell'Assemblea – attribuisce la gestione strategica al Consiglio di Amministrazione e le funzioni di vigilanza al Collegio Sindacale.

Il Consiglio di Amministrazione⁹, composto di nove membri, nominato dall'Assemblea dell'8 maggio 2014 per la durata di tre esercizi, con scadenza alla data dell'Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2016, ha nominato, conformemente alle previsioni statutarie, un Amministratore Delegato, cui ha affidato la gestione della Società, riservando alla propria esclusiva competenza la decisione su alcune materie.

Il CdA ha attribuito alla Presidente (che ha la stessa durata in carica) un ruolo di garanzia, affidandole il compito di presiedere alla funzione Internal Audit, il cui Responsabile dipende gerarchicamente dal Consiglio e, per esso, dalla Presidente, fatta salva la dipendenza funzionale dello stesso dal Comitato Controllo e Rischi e dall'Amministratore Delegato, quale amministratore incaricato di sovrintendere al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

Il Consiglio inoltre ha deliberato che la Presidente svolga le sue funzioni statutarie di rappresentanza, gestendo i rapporti istituzionali della Società in Italia, in condivisione con l'Amministratore Delegato.

Il modello prescelto sancisce la netta separazione tra le funzioni di Presidente e quelle di Amministratore Delegato, anche se ad entrambi è attribuita, ai sensi dell'art. 25 dello Statuto, la rappresentanza della Società.

Il Collegio sindacale svolge le funzioni di vigilanza previste dalla legge, opera quale "Comitato per il controllo interno e la revisione contabile" ai sensi dell'art. 19 del decreto legislativo n. 39/2010, nonché quale *Audit Committee* ai sensi della normativa statunitense "*Sarbanes-Oxley Act*".

⁹ Nel corso del 2014 si è riunito 14 volte con la partecipazione, in media, del 100% degli Amministratori e pertanto del 100% degli amministratori indipendenti.

A tal riguardo, rilevato che alcune scelte organizzative e gestionali sono effettuate dall'ENI in applicazione della normativa statunitense cui la Società è soggetta in ragione della quotazione sul NYSE, si evidenzia che il Consiglio di Amministrazione¹⁰, avvalendosi della facoltà concessa dalla *Stock Exchange Commission* (SEC) agli emittenti esteri quotati nei mercati regolamentati statunitensi, ha individuato nel Collegio Sindacale l'organo che dal 1° giugno 2005 svolge, nei limiti consentiti dalla normativa italiana, le funzioni attribuite *all'Audit Committee* di tali emittenti esteri dal Sarbanes-Oxley Act e dalla normativa SEC.

Il Collegio in carica¹¹, composto da cinque membri effettivi e due supplenti, è stato nominato dall'Assemblea dell'8 maggio 2014, per la durata di tre esercizi e comunque fino alla data dell'Assemblea che sarà convocata per l'approvazione del bilancio dell'esercizio 2016.

La funzione di revisione legale dei conti compete alla Società di revisione incaricata dall'Assemblea degli azionisti.

Il Consiglio di amministrazione in carica, su proposta della Presidente, ha nominato un Segretario, di cui ha specificato i compiti ed al quale ha attribuito anche il ruolo di *Corporate Governance Counsel*; questi, dipendendo gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio e per esso dalla Presidente, svolge un ruolo di assistenza e consulenza, indipendente dal management, nei confronti del Consiglio e dei Consiglieri e presenta al Consiglio una relazione annuale sul funzionamento della *governance* di Eni.

Il Consiglio ha costituito al suo interno quattro comitati (di cui tre previsti dal codice di autodisciplina) con funzioni consultive e propositive: il Comitato Controllo e Rischi¹², il *Compensation Committee*¹³, il Comitato per le nomine¹⁴ e dal 9 maggio 2014, il Comitato Sostenibilità e scenari che sostituisce l'*Oil-Gas Energy Committee*¹⁵.

¹⁰ Nella riunione del 22 marzo 2005.

¹¹ Nel corso del 2014, il Collegio in carica dall'8 maggio 2014, si è riunito 16 volte con la partecipazione, in media, del 96% dei Sindaci. Il Collegio Sindacale in carica sino all'8 maggio 2014, nel corso del 2014 si è riunito 11 volte con la partecipazione, in media, del 98% dei Sindaci.

¹² Istituito nel 1994, supporta il Consiglio di Amministrazione con un'adeguata attività istruttoria nelle valutazioni e nelle decisioni relative al SCIGR, nonché in quelle relative all'approvazione delle relazioni finanziarie periodiche. Nel corso del 2014, nella composizione precedente e successiva al rinnovo dell'organo sociale, si è riunito complessivamente 24 volte, con la partecipazione, in media, del 100% circa dei suoi componenti.

¹³ Il Comitato, istituito per la prima volta dal Consiglio di Amministrazione nel 1996, ha funzioni propositive e consultive nei confronti del Consiglio di Amministrazione sulle tematiche di remunerazione. Nel corso del 2014, nella composizione precedente e successiva al rinnovo dell'organo sociale, si è riunito complessivamente 12 volte. In particolare le prime 4 riunioni dell'anno sono state svolte nella precedente composizione, con una partecipazione media dei rispettivi componenti pari al 94%, mentre le successive 8 riunioni si sono svolte nella nuova composizione, con una partecipazione media dei rispettivi componenti pari al 97%.

¹⁴ Nel corso del 2014, nella composizione precedente e successiva al rinnovo dell'organo sociale, si è riunito complessivamente 7 volte, con la partecipazione media: (i) del 100% dei suoi componenti, con riferimento alle 3 riunioni svoltesi fino alla scadenza del Consiglio precedentemente in carica e (ii) del 94% dei suoi componenti, con riferimento alle 4 riunioni tenutesi successivamente alla nomina del nuovo Consiglio.

¹⁵ Nel corso del 2014 il Comitato Sostenibilità e Scenari si è riunito 4 volte, con una presenza media del 100%. Nel corso del 2014, fino all'8 maggio 2014, l'*Oil-Gas Energy Committee* si è riunito 3 volte con una presenza media del 94% dei suoi componenti.

Merita evidenziazione la circostanza che il Consiglio di Eni ha deciso di istituire tutti i comitati raccomandati dal Codice di Autodisciplina (art. 4, c.2) ed ha stabilito che gli stessi (Comitato Controllo e Rischi, Comitato per le nomine e Compensation Committee) sono composti da non meno di tre Amministratori e in numero inferiore alla maggioranza dei componenti del Consiglio per non alterare la formazione della volontà consiliare (art. 4, c.1 lett. a) del Codice di Autodisciplina.

Il Comitato sostenibilità e scenari – di nuova istituzione - svolge funzioni propositive e consultive nei confronti del Consiglio di Amministrazione in materia di scenari e sostenibilità, per tali intendendo i processi, le iniziative e le attività tese a presidiare l’impegno della Società per lo sviluppo sostenibile lungo la catena del valore, con particolare riferimento a: salute, benessere e sicurezza delle persone e delle comunità; tutela dei diritti; sviluppo locale; accesso all’energia, sostenibilità energetica e cambiamento climatico; ambiente e efficienza nell’uso delle risorse; integrità e trasparenza; innovazione.

La composizione, i compiti e il funzionamento dei comitati sono disciplinati dal Consiglio, in appositi regolamenti, in coerenza con i criteri fissati dal Codice di Autodisciplina.

Al Consiglio compete anche la nomina, su proposta dell’Amministratore Delegato, d’intesa con il Presidente, dei Direttori Generali (*Chief Operating Officer*) nonché, su parere favorevole del Collegio Sindacale, del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari.

Il Chief Exploration Officer, il Chief Development, l’Operations & Technology Officer, il Chief Upstream Officer, il Chief Midstream Gas & Power Officer, il Chief Refining & Marketing and Chemicals Officer, il Senior Executive Vice President Direzione Retail Market g&p, il Chief Financial and Risk Management Officer, il Chief Services & Stakeholder Relations Officer, il Chief Legal & Regulatory Affairs, il Senior Executive Vice President Direzione Internal Audit, il Senior Executive Vice President Direzione Affari Societari e Governance, l’Executive Vice President Direzione Procurement, l’Executive Vice President Direzione Comunicazione Esterna, l’Executive Vice President Direzione Affari Istituzionali e l’Amministratore Delegato di Versalis costituiscono¹⁶ il Comitato di Direzione¹⁷, che ha funzioni consultive e di supporto all’attività dell’Amministratore Delegato.

Altri comitati manageriali sono il Comitato *Compliance* ed il Comitato Rischi, con funzioni consultive e di supporto, rispettivamente, su tematiche di *compliance/governance* all’attività dell’AD e sui

¹⁶ La composizione del Comitato di Direzione è aggiornata al 19 febbraio 2015.

¹⁷ Si riunisce, di regola, in vista delle riunioni del CdA e ogni volta che l’AD lo ritenga opportuno, per esaminare gli argomenti da lui indicati, anche su proposta dei componenti del Comitato, dei suoi altri primi riporti o dei CEO delle società. Il Presidente del CdA è invitato a partecipare alle riunioni.

principali rischi (in particolare in relazione alle risultanze fondamentali del processo di *Risk Management Integrato*).

Al 31 dicembre 2014, in raffronto con gli anni precedenti, la situazione della presenza femminile, negli organi del Gruppo Eni, era la seguente:

Presenza donne negli organi di amministrazione delle società del Gruppo Eni

Presenza donne negli organi di controllo delle società del Gruppo Eni

	2011	2012	2013	2014
(%)	5	8	14	22
	8	15	28	36

L'assemblea ordinaria, tenutasi il 13 maggio 2015, ha deliberato:

- l'approvazione del bilancio di esercizio al 31 dicembre 2014 di Eni spa che ha chiuso con l'utile di 4.454.704.262,21 euro;
- l'attribuzione di tale utile di esercizio, che residua in 2.435.016.587,73 euro dopo la distribuzione dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2014 di 0,56 euro per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 17 settembre 2014, come segue:
 - alla riserva di cui all'art. 6, comma 1, lettera a) del D. Lgs. 28 febbraio 2005 n.38, 32.908.326,92 euro;
 - agli azionisti a titolo di saldo del dividendo 0,56 euro per ciascuna delle azioni che risulteranno in circolazione alla data di stacco cedola, escluse le azioni proprie in portafoglio a quella data, a saldo dell'acconto sul dividendo dell'esercizio 2014 di 0,56 euro per azione. Il dividendo relativo all'esercizio 2014 si determina pertanto tra acconto e saldo in 1,12 euro per azione;
- il pagamento del saldo dividendo 2014 di 0,56 euro per azione il 20 maggio 2015, con data di stacco il 18 maggio 2015 e "record date" il 19 maggio 2015.

Ha inoltre deliberato in senso favorevole sulla prima sezione della Relazione sulla remunerazione, ai sensi dell'art.123-ter del D. Lgs. 58/98.

2.2 La struttura organizzativa

Il Consiglio di amministrazione in carica, il 28 maggio 2014, ha definito una nuova struttura organizzativa, con efficacia dal 1° luglio 2014, nel dichiarato intento di massimizzare il valore della propria strategia, basata sulla crescita selettiva nel settore *upstream* e sul recupero di profittabilità

nei settori *mid-downstream*.

Con la nuova organizzazione Eni tende a superare il modello organizzativo divisionale per dotarsi di un modello organizzativo integrato, strutturato per linee di business, ciascuna focalizzata sul core-business e sui risultati economici e operativi per l'area di competenza.

In particolare, Eni opera attraverso le seguenti linee di business:

exploration per le attività di ricerca ed esplorazione di idrocarburi;

development, operations & technology per la realizzazione dei progetti di sviluppo, per il supporto tecnico agli asset industriali e per la gestione delle attività di ricerca;

upstream per le attività di indirizzo, controllo e coordinamento delle unità geografiche e dei distretti Italia, nonché del *business development* del settore *upstream*;

midstream gas & power per le attività di approvvigionamento e ottimizzazione portafoglio gas & power, per la commercializzazione di LNG e di g&p verso la clientela "large", per la produzione di energia elettrica, nonché per la gestione di rischio prezzo commodity, trading e trasporto di oil e gas;

refining & marketing and chemicals per le attività di raffinazione, produzione, distribuzione e commercializzazione prodotti petroliferi, lubrificanti e petrolchimici, nonché per le attività di risanamento ambientale;

retail market g&p per le attività di commercializzazione di gas e di energia elettrica ai clienti *retail e middle*.

Alle linee di business si affiancano le **Funzioni di supporto** che curano la gestione accentrata di servizi di supporto trasversale alle linee di business; il coordinamento ed il controllo dell'attuazione di indirizzi strategici, di linee guida e di normative di riferimento nelle materie di competenza; il coordinamento delle unità di staff delle divisioni e/o delle società controllate.

Le Funzioni di supporto comprendono:

le strutture del *Chief Financial and Risk Management Officer*;

le strutture del *Chief Services & Stakeholder Relations Officer*;

Chief Legal and Regulatory Affairs

Le altre strutture sono: Direzione Affari Societari e Governance; Direzione Procurement; Direzione

Affari Istituzionali; Direzione Comunicazione Esterna, l'Office of the CEO.

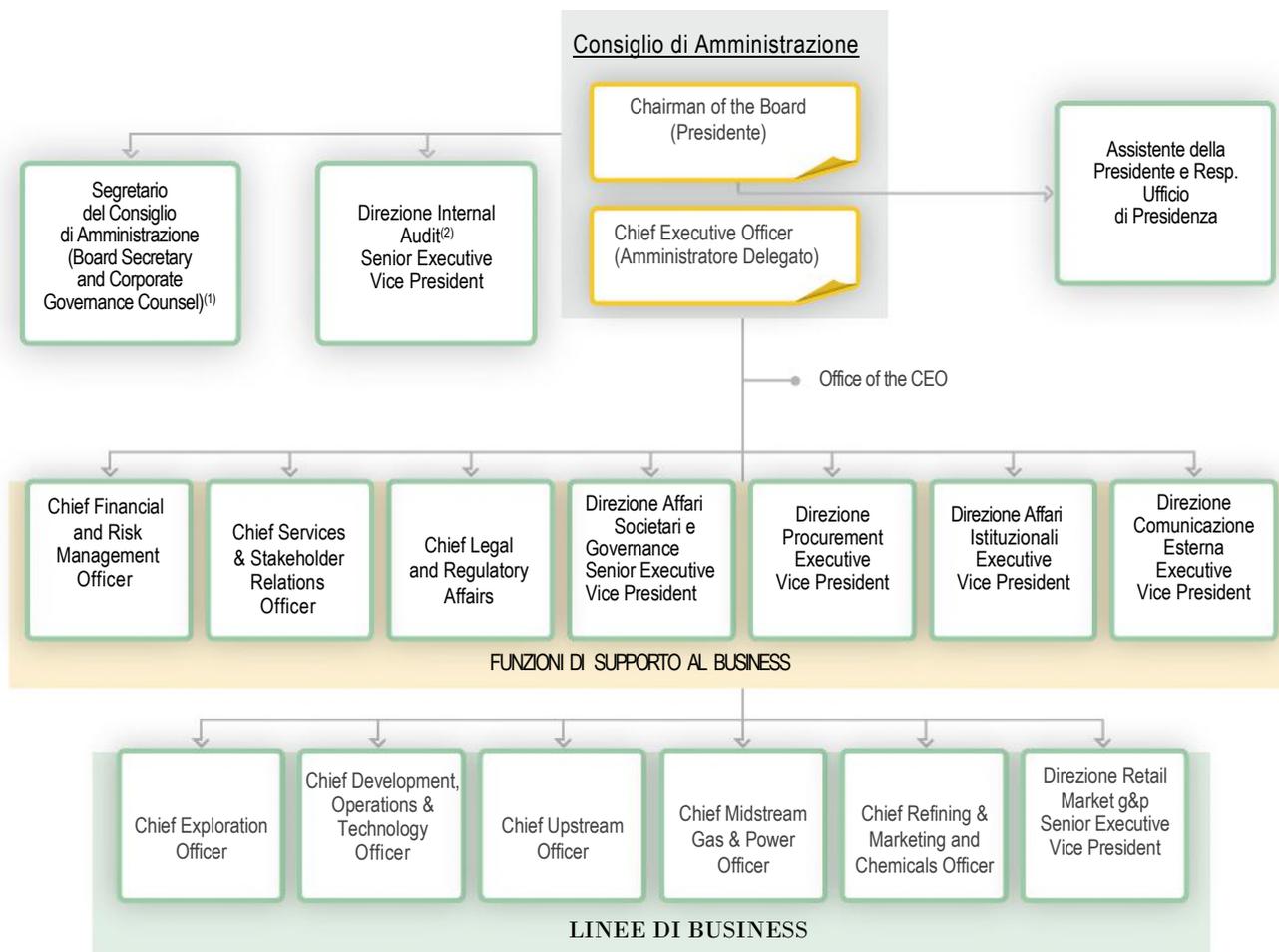
Alle dirette dipendenze del Consiglio di Amministrazione e quindi del Presidente operano, oltre la Direzione Internal Audit, il Segretario del Consiglio di Amministrazione (Board Secretary and Corporate Governance Counsel)

Eni controlla al 31 dicembre 2014, 304 società in Italia e all'estero; le principali **Società operative** controllate in Italia ed all'estero sono:

- ✓ **Versalis**, che gestisce, direttamente e tramite società controllate all'estero, la produzione e la commercializzazione di prodotti petrolchimici (chimica di base, stirenici, elastomeri, polietilene);
- ✓ **Syndial**, che gestisce per Eni le attività di risanamento ambientale dei siti industriali, le attività di dismissione di business/impianti, nonché le attività residuali del ciclo cloro;
- ✓ **Saipem**, società, quotata nella Borsa Italiana (quota Eni 43%), che opera a servizio dell'industria Oil & Gas nelle attività di ingegneria, costruzioni e di perforazioni offshore e onshore.

Si schematizza di seguito l'assetto macro-organizzativo di Eni

Grafico 1



1. Il Segretario dipende gerarchicamente e funzionalmente dal Consiglio e, per esso, dalla Presidente.
2. Il Responsabile della funzione Internal Audit dipende gerarchicamente dal Consiglio e, per esso, dalla Presidente, fatta salva la dipendenza funzionale dello stesso dal Comitato Controllo e Rischi e dall'Amministratore Delegato quale amministratore incaricato di sovrintendere al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

2.3 Remunerazione degli organi e della dirigenza

La “Relazione sulla Remunerazione Eni” è stata approvata dal Consiglio di Amministrazione ENI il 12 marzo 2015 su proposta del *Compensation Committee*¹⁸ - che si è già detto essere composto da quattro Amministratori non esecutivi, indipendenti.

Il documento, che è fondamentale per aver conoscenza dei principi e delle finalità della politica dell’Azienda in materia, in adempimento dei vigenti obblighi normativi e regolamentari¹⁹, definisce e illustra:

- la politica adottata per il 2015 da Eni spa per la remunerazione degli Amministratori e dei Dirigenti con responsabilità strategiche²⁰, specificando le finalità generali perseguite, gli organi coinvolti e le procedure utilizzate per l’adozione e l’attuazione della stessa;
- i compensi corrisposti nell’esercizio 2014 agli Amministratori, Sindaci, Direttori Generali e agli altri Dirigenti con responsabilità strategiche di Eni.

La relazione sottolinea come la politica sulla remunerazione di Eni sia coerente con il modello di *governance* adottato dalla Società e con le raccomandazioni del Codice di Autodisciplina, e tenda ad attrarre, motivare e trattenere persone di alto profilo professionale e manageriale (art. 6.P.1) e ad allineare l’interesse del management all’obiettivo prioritario della creazione di valore per gli azionisti nel medio-lungo periodo (art. 6.P.2). Illustrando in dettaglio le scelte sulla Remunerazione 2015, evidenzia che alle stesse si è proceduto, tenendo conto di quanto deliberato dall’Assemblea dell’8 maggio 2014, in particolare:

- per il Presidente, della proposta di delibera presentata dal Ministero dell’economia e delle finanze (“MEF”) che, tenuto conto della Legge n. 98/2013, stabilisce un emolumento per l’incarico pari a 90.000 euro lordi annui e che il Consiglio di Amministrazione non possa deliberare un compenso per le deleghe superiore a 148.000 euro, fino a un totale complessivo massimo dei compensi pari a 238.000 euro;

¹⁸ Istituito dal CdA, per la prima volta, nel 1996.

¹⁹ Art. 123-ter del Decreto legislativo n. 58/98 ed art. 84-quater del Regolamento Emittenti Consob (Delibera n. 11971/99 e successive modifiche ed integrazioni).

²⁰ Rientrano nella definizione di “Dirigenti con responsabilità strategiche”, di cui all’art. 65, comma 1-quater, del Regolamento Emittenti, i soggetti che hanno il potere e la responsabilità, direttamente od indirettamente, di pianificazione, direzione e controllo di Eni. I dirigenti con responsabilità strategiche di Eni, diversi da Amministratori e Sindaci, sono quelli tenuti a partecipare al Comitato di Direzione e, comunque, i primi riporti gerarchici dell’AD. Sono dodici unità.

- per l'Amministratore Delegato e Direttore Generale, della proposta di delibera presentata dal Ministero dell'Economia e delle Finanze ("MEF") ai sensi della Legge n. 98/2013 che prevede una riduzione del 25% dei compensi potenziali massimi erogabili rispetto al precedente mandato;
- della proposta di delibera di approvazione del Piano di Incentivazione Monetaria di Lungo Termine 2014-2016 destinato all'AD/DG e alle risorse manageriali critiche per il business, ai sensi dell'art. 114-bis del TUF e del relativo Documento Informativo, redatto ai sensi dell'art. 84-bis del Regolamento Emittenti.

Sulle scelte del *management* in materia è intervenuto il giudizio positivo dell'Assemblea ordinaria degli azionisti del 13 maggio 2015, che ha approvato la Politica sulla Remunerazione 2015.

Al Magistrato della Corte dei conti delegato al controllo sulla gestione finanziaria della Società è attribuito un gettone di presenza dell'importo lordo di mille euro.

Dalla trattazione analitica e completa della "Relazione sulla Remunerazione" si sono rilevati i dati di sintesi che si riportano nel prospetto che segue, relativo ai compensi corrisposti nel 2014 agli Amministratori, ai Sindaci, ai Direttori generali ed agli altri dirigenti con responsabilità strategiche di Eni. Il prospetto evidenzia in particolare:

nella colonna "compensi fissi", gli emolumenti fissi e le retribuzioni da lavoro dipendente, spettanti nell'anno, al lordo degli oneri previdenziali e fiscali a carico del dipendente (non sono previsti i gettoni di presenza);

nella colonna "compensi per la partecipazione ai Comitati", il compenso spettante agli Amministratori per la partecipazione ai Comitati istituiti dal Consiglio;

nella colonna "Compensi variabili non equity", alla voce "Bonus ed altri incentivi", gli incentivi erogati nell'anno a fronte dell'avvenuta maturazione dei relativi diritti, dopo l'approvazione dei risultati di performance da parte dei componenti degli organi societari;

nella colonna "Benefici non monetari", il valore dei fringe benefit assegnati secondo un criterio di competenza e di imponibilità fiscale;

nella colonna "Altri compensi", le eventuali ulteriori retribuzioni derivanti da altre prestazioni fornite; nella colonna "Fair value dei compensi equity", il fair value di competenza dell'esercizio, relativo ai piani di *stock option* in essere, stimato secondo i principi contabili internazionali che ripartiscono il relativo costo nel periodo di *vesting*;

nella colonna "Indennità di fine carica o di cessazione del rapporto di lavoro", le indennità maturate, anche se non ancora corrisposte, per le cessazioni intervenute nel corso dell'esercizio o in relazione al termine del mandato e/o rapporto.

Nella colonna “Partecipazione agli utili” non è riportato alcun dato, non essendo previste forme di partecipazione agli utili.

Tabella 1 Compensi 2014
(migliaia di euro)

				Compensi variabili non equity						
	Scadenza della carica *	Compensi fissi	Compensi per la partecipazione a comitati	Bonus e altri incentivi	Partecipazione agli utili	Benefici non monetari	Altri compensi	Totale	Fair value dei compensi equity	Indennità di fine carica o di cessazione dal rapporto di lavoro
Consiglio di Amministrazione										
Presidente ⁽¹⁾	05.2014	272 ^(a)		342 ^(b)		4		618		
Presidente ^(1a)	05.2017	154 ^(a)						154		
AD e Direttore generale ⁽²⁾	05.2014	505 ^(a)		2.696 ^(b)		8		3.209		8.361 ^(c)
AD- Direttore generale ^(2a)	05.2017	874 ^(a)				9	500 ^(b)	1.383		
Coo Divisione E&P		273 ^(c)		1.218 ^(d)		4		1.495		
Compensi da controllate e collegate							479 ^(e)	479		
Consiglieri (n. 6)	05.2014	246	98					344		
Consigliere ⁽³⁾	05.2017	52 ^(a)	49 ^(b)					101		
Consigliere ⁽⁴⁾	05.2017	52 ^(a)	29 ^(b)					81		
Consigliere ⁽⁵⁾	05.2017	52 ^(a)	44 ^(b)					96		
Consigliere ⁽⁶⁾	05.2017	92 ^(a)	59 ^(b)					151		
Consigliere ⁽⁷⁾	05.2017	52 ^(a)	23 ^(b)					75		
Consigliere ⁽⁸⁾	05.2017	52 ^(a)	29 ^(b)					81		
Consigliere ⁽⁹⁾	05.2017	52 ^(a)	32 ^(b)					84		
Collegio sindacale										
Sindaci e Presidente (n. 5)	05.2014	152						152		
Presidente ⁽¹⁰⁾	05.2017	52 ^(a)						52		
Sindaco effettivo ⁽¹¹⁾	05.2017	45 ^(a)						45		
Sindaco effettivo ⁽¹²⁾	05.2017	45 ^(a)						45		
Sindaco effettivo ⁽¹³⁾	05.2017	45 ^(a)						45		
Sindaco effettivo ⁽¹⁴⁾	05.2017	45 ^(a)						45		
Direttori generali										
Divisione R&M ⁽¹⁵⁾		300 ^(a)		396 ^(b)		7		703		
Altri dirigenti con responsabilità strategiche**⁽¹⁶⁾										
<i>Compensi nella società che redige il Bilancio</i>		5.945		5.777		161	120	12.003		4.990
<i>Compensi da controllate e collegate</i>		737		115		261	47	1.160		
<i>Totale ⁽¹⁷⁾</i>		6.682 ^(a)		5.892 ^(b)		422 ^(c)	167 ^(d)	13.163		4.990 ^(e)
		10.094	363	10.544		454	1.146	22.601		13.351

Note

(*) La carica scade con l'assemblea che approva il Bilancio al 31.12.2016.

(**) Dirigenti che, nel corso dell'esercizio ed insieme all'AD ed ai Direttori generali di Divisione, sono stati componenti permanenti del Comitato di Direzione della Società ed i primi riporti gerarchici dell'AD(circa 20).

(1)

(a) L'importo comprende i pro-quota del compenso fisso di 265 migliaia di euro stabilito dall'Assemblea del 5.5.2011 (94 milioni) e del compenso fisso per le deleghe di 500 migliaia di euro (178 migliaia di euro) deliberato dal Consiglio del 1.6.2011.

(b) L'importo corrisponde all'incentivo variabile annuale

(1a)

(a) L'importo comprende i pro-quota, rispettivamente dall'8 e dal 9 maggio 2014 del compenso fisso di 90 migliaia di euro stabilito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014 (58 migliaia di euro) e del compenso fisso per le deleghe di 148 migliaia di euro deliberato dal Consiglio del 28 maggio 2014 (96 migliaia di euro).

(2)

(a) L'importo comprende il pro-quota fino all'8 maggio 2014 rispettivamente del compenso fisso di 430 migliaia di euro per la carica di Amministratore Delegato (153 migliaia di euro), che assorbe il compenso stabilito dall'Assemblea del 5 maggio 2011 per la carica di consigliere, e del compenso fisso di 1 milione di euro in qualità di Direttore Generale (352 migliaia di euro); a tale importo si aggiungono le indennità spettanti per le trasferte effettuate, in ambito nazionale e all'estero, in linea con quanto previsto dal CCNL dirigenti di riferimento e dagli accordi integrativi aziendali e altre competenze riferibili al rapporto di lavoro per il triennio 2011-2014, per un importo di 255 migliaia di euro..

(b) L'importo comprende l'erogazione di 1.831 migliaia di euro relativa all'incentivo variabile annuale, di 865 migliaia di euro relativa all'incentivo monetario differito attribuito nel 2011 ed erogato nel 2014.

(c) Importo deliberato dal Consiglio di Amministrazione del 28 aprile 2014, comprendente l'indennità integrativa di fine rapporto (5.202 migliaia di euro), il trattamento economico di fine mandato (748 migliaia di euro), il patto di non concorrenza da erogare a maggio 2015 alla scadenza del periodo di vigenza del patto (2.219 migliaia di euro), il trattamento di fine rapporto previsto per legge (187 migliaia di euro), nonché l'importo di 5 migliaia di euro previsto per transazione novativa

(2a)

(a) L'importo comprende il pro-quota dal 9 maggio 2014 rispettivamente del compenso fisso di 550 migliaia di euro per la carica di Amministratore Delegato (355 migliaia di euro), che assorbe il compenso stabilito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014 per la carica di consigliere, e del compenso fisso di 800 migliaia di euro in qualità di Direttore Generale (519 migliaia di euro); a tale importo si aggiungono le indennità spettanti per le trasferte effettuate, in ambito nazionale e all'estero, in linea con quanto previsto dal CCNL dirigenti di riferimento e dagli accordi integrativi aziendali per un importo di 9 migliaia di euro.

(b) Importo relativo al corrispettivo previsto a fronte del diritto di opzione del Consiglio di Amministrazione per l'attivazione del patto di non concorrenza. Tale importo, pur riportato per intero in tabella, erogato in tre tranches annuali a partire dal 2014.

(c) L'importo comprende il pro-quota fino all'8 maggio 2014 della retribuzione annua lorda in qualità di COO della divisione E&P; a tale importo si aggiungono le indennità spettanti per le trasferte effettuate, in ambito nazionale e all'estero, in linea con quanto previsto dal CCNL dirigenti di riferimento e dagli accordi integrativi aziendali per un importo di 5 migliaia di euro.

(d) L'importo comprende l'erogazione di 879 migliaia di euro relativa all'incentivo variabile annuale e di 339 migliaia di euro relativa all'incentivo monetario differito attribuito nel 2011 ed erogato nel 2014.

(e) L'importo corrisponde al pro-quota fino all'8 maggio 2014 del compenso per la carica di Presidente di Eni UK.

(3)

(a) L'importo corrisponde al pro-quota dall'8 maggio 2014 del compenso fisso annuale definito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014.

(b) L'importo comprende i pro-quota dal 9 maggio 2014 rispettivamente di 20,3 migliaia di euro per la partecipazione al Comitato Controllo e Rischi, di 11,6 migliaia di euro per il Comitato SostEnibilità e Scenari e 17,4 migliaia di euro per il Comitato Nomine.

(4)

(a) L'importo corrisponde al pro-quota dall'8 maggio 2014 del compenso fisso annuale definito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014.

(b) L'importo comprende i pro-quota dal 9 maggio 2014 rispettivamente di 17,4 migliaia di euro per la partecipazione al Compensation Committee e di 11,6 migliaia di euro per il Comitato SostEnibilità e Scenari.

(5)

(a) L'importo corrisponde al pro-quota dall'8 maggio 2014 del compenso fisso annuale definito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014.

(b) L'importo comprende i pro-quota dal 9 maggio 2014 rispettivamente di 20,3 migliaia di euro per la partecipazione al Comitato Controllo e Rischi, di 11,6 migliaia di euro per il Compensation Committee e di 11,6 migliaia di euro per il Comitato SostEnibilità e Scenari.

(6)

(a) L'importo corrisponde alla somma dei pro-quota fino all'8 maggio 2014 del compenso fisso annuale definito dall'Assemblea del 5 maggio 2011 (41 migliaia di euro) e dal 9 maggio 2014 del compenso fisso annuale definito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014 (51 migliaia di euro).

(b) L'importo comprende 40,5 migliaia di euro per la partecipazione al Comitato Controllo e Rischi e il pro-quota fino all'8 maggio 2014 di 6,4 migliaia di euro per l'Oil-Gas Energy Committeee dal 9 maggio 2014 di 11,6 migliaia di euro per il Compensation Committee.

(7)

(a) L'importo corrisponde al pro-quota dall'8 maggio 2014 del compenso fisso annuale definito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014.

(b) L'importo comprende i pro-quota dal 9 maggio 2014 rispettivamente di 11,6 migliaia di euro per la partecipazione al Compensation Committee e di 11,6 migliaia di euro per il Comitato Nomine.

(8)

(a) L'importo corrisponde al pro-quota dall'8 maggio 2014 del compenso fisso annuale definito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014.

(b) L'importo comprende i pro-quota dal 9 maggio 2014 rispettivamente di 17,4 migliaia di euro per la partecipazione al Comitato SostEnibilita e Scenari di 11,6 migliaia di euro per il Comitato Nomine.

(9)

(a) L'importo corrisponde al pro-quota dall'8 maggio 2014 del compenso fisso annuale definito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014.

(b) L'importo comprende i pro-quota dal 9 maggio 2014 rispettivamente di 20,3 migliaia di euro per la partecipazione al Comitato Controllo e Rischi e di 11,6 migliaia di euro per il Comitato Nomine.

(10)

(a) L'importo corrisponde al pro-quota dall'8 maggio 2014 del compenso fisso annuale definito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014.

(11)

(a) L'importo corrisponde al pro-quota dall'8 maggio 2014 del compenso fisso annuale definito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014.

(12)

(a) L'importo corrisponde al pro-quota dall'8 maggio 2014 del compenso fisso annuale definito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014.

(13)

(a) L'importo corrisponde al pro-quota dall'8 maggio 2014 del compenso fisso annuale definito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014.

(14)

(a) L'importo corrisponde al pro-quota dall'8 maggio 2014 del compenso fisso annuale definito dall'Assemblea dell'8 maggio 2014.

(15)

(a) L'importo corrisponde al pro-quota fino al 30 giugno 2014 della Retribuzione Annua Lorda (300 migliaia di euro) cui si aggiungono le indennità spettanti per le trasferte effettuate, in ambito nazionale e all'estero, in linea con quanto previsto dal CCNL dirigenti di riferimento e dagli accordi integrativi aziendali nonche altre indennità riferibili al rapporto di lavoro, per un importo complessivo di 850 euro.

(b) L'importo corrisponde all'incentivo variabile annuale.

(16)

(a) All'importo di 6.682 migliaia di euro relativo alle Retribuzioni Annue Lorde si aggiungono le indennità spettanti per le trasferte effettuate, in ambito nazionale e all'estero, in linea con quanto previsto dal CCNL dirigenti di riferimento e dagli accordi integrativi aziendali nonche altre indennità riferibili al rapporto di lavoro, per un importo complessivo di 456 migliaia euro.

(b) L'importo comprende l'erogazione di 2.464 migliaia di euro relativa agli incentivi monetari differiti attribuiti nel 2011 e agli importi pro-quota dei Piani di Incentivazione di Lungo termine (IMD e IMLT) erogati a seguito della risoluzione consensuale del rapporto di lavoro, in relazione al periodo di vesting trascorso, secondo quanto definito nei rispettivi Regolamenti dei Piani.

(c) L'importo comprende il valore fiscalmente imponibile delle coperture assicurative e assistenziali, della previdenza complementare, dell'autovettura ad uso promiscuo, nonche dell'alloggio assegnato ai dirigenti in mobilità internazionale.

(d) Importi relativi agli incarichi svolti dai Dirigenti con responsabilità strategiche nell'Organismo di Vigilanza istituito ai sensi del modello 231 della Società, all'incarico di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari nonche ai compensi percepiti per cariche ricoperte in società controllate o collegate di Eni.

(e) L'importo comprende il Trattamento di Fine Rapporto e l'incentivazione all'esodo corrisposti in relazione a risoluzioni del rapporto di lavoro.

(17)

(a) All'importo di 5.583 migliaia di euro relativo alle Retribuzioni annue lorde, si aggiungono le indennità spettanti per le trasferte effettuate, in ambito nazionale ed all'estero, in linea con le previsioni del CCNL dirigenti e degli accordi integrativi aziendali, ed altre indennità riferibili al rapporto di lavoro, per un importo complessivo di 767 migliaia di euro.

(b) L'importo comprende l'erogazione di 1.446 migliaia di euro, relativa agli incentivi monetari differiti attribuiti nel 2010.

(c) Importi relativi agli incarichi svolti dai Dirigenti con responsabilità strategiche nell'Organismo di vigilanza, istituito ai sensi del mod. 231 della Società, all'incarico di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari nonché ai compensi percepiti per cariche ricoperte in società controllate o collegate di Eni.

2.4 Il sistema di controllo interno e gestione dei rischi

Il Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi (di seguito SCIGR), com'è noto, è l'insieme di strutture organizzative, norme e regole aziendali volte a consentire una conduzione dell'impresa di Eni coerente con gli obiettivi aziendali definiti dal CdA, attraverso un processo di identificazione, misurazione, gestione e monitoraggio dei principali rischi²¹.

Eni adotta un sistema di controllo interno e di gestione dei rischi integrato e diffuso, basato su strumenti e flussi informativi che, coinvolgendo il personale Eni, conducono da ultimo agli organi di vertice della Società.

Nell'ambito del sistema, rivestono specifici ruoli una pluralità di Organi, quali il Consiglio di Amministrazione²², l'Amministratore Delegato²³; il Comitato Controllo e Rischi²⁴; l'Internal Audit²⁵; il Collegio Sindacale (che vigila sull'efficacia del SCIGR); la Società di Revisione, l'Organismo di vigilanza ex D.Lgs. n. 231/2001²⁶.

Con l'insediamento dei nuovi organi nel 2014, il Consiglio, nel ridisegnare l'assetto organizzativo della Società, ha fra l'altro stabilito, come già riferito in precedenza, in linea con le più recenti *best practice*, che il Direttore Internal Audit dipenda gerarchicamente dal Consiglio stesso e, per esso, dalla Presidente, fatta salva la dipendenza funzionale dello stesso dal Comitato Controllo e Rischi e

²¹ Giova ricordare che, con delibera del 14 marzo 2013, il Consiglio di Amministrazione di Eni SpA, su proposta del Comitato Controllo e Rischi, ha approvato le "Linee di indirizzo sul Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi" (SCIGR), affidando all'Amministratore Delegato il compito di darvi attuazione. Tali linee di indirizzo, inderogabili anche per le società controllate, incluse le quotate, sono finalizzate ad assicurare che i principali rischi di Eni risultino correttamente identificati, misurati, gestiti e monitorati e definiscono principi di riferimento, ruoli e responsabilità delle figure chiave del sistema, nonché i criteri cui deve attenersi l'Amministratore Delegato nell'attuazione delle stesse. La Management System Guideline Sistema di Controllo Interno e Gestione dei Rischi (MSG SCIGR), emessa da Eni SpA in data 11 aprile 2013, rappresenta lo strumento normativo con cui l'Amministratore Delegato ha dato esecuzione alle linee di indirizzo e, recependo i principi del Consiglio di Amministrazione, (i) consolida e struttura, in un unico documento, i diversi elementi del SCIGR di Eni, (ii) definisce il modello di relazione in materia tra Eni SpA e le società controllate e (iii) coglie, nel contempo, le opportunità di razionalizzazione dei flussi informativi e di integrazione dei controlli e delle attività di monitoraggio. La MSG SCIGR si affianca allo strumento normativo con cui Eni ha sviluppato e attuato un modello per la gestione integrata dei rischi aziendali, emesso il 18 dicembre 2012.

²² Che definisce le Linee di indirizzo del SCIGR, determina il grado di compatibilità ed esamina i principali rischi e valuta, annualmente, l'adeguatezza, l'efficacia e l'effettivo funzionamento del SCIGR.

²³ È incaricato dell'istituzione e del mantenimento di un efficace SCIGR.

²⁴ È composto da quattro amministratori non esecutivi, tutti indipendenti, nominati dal CdA. Il Comitato assiste, con funzioni consultive e propositive il CdA nell'assolvimento delle funzioni di questo relative al SCIGR.

²⁵ Il CdA, con l'assistenza del Comitato Controllo Rischi, è competente in materia di nomina, revoca e remunerazione del Direttore Internal Audit. Approva, inoltre, il piano annuale di audit proposto dal Direttore Internal Audit. Il Comitato Controllo e Rischi sovrintende alle attività della Direzione Internal Audit, in relazione ai compiti del Consiglio in materia. Il Direttore Internal Audit risponde anche all'Amministratore Delegato, in quanto questi è incaricato dal Consiglio di sovrintendere al SCIGR. Riferisce inoltre al Collegio Sindacale in quanto "Audit Committee" ai sensi della legislazione statunitense.

²⁶ Vigila sull'effettività del Modello 231 e ne esamina l'adeguatezza. Riferisce, periodicamente, sulle attività svolte, al Presidente, all'Amministratore Delegato della Società (il quale ne informa il CdA), al Comitato Controllo e Rischi ed al Collegio Sindacale. L'organismo, composto, inizialmente, di 3 membri è stato, nel 2007, integrato da componenti esterni, uno dei quali con funzioni di Presidente (individuato tra professori e/o professionisti di comprovata competenza).

dall'Amministratore Delegato, quale amministratore incaricato di sovrintendere al sistema di controllo interno e di gestione dei rischi.

La Presidente ha assunto quindi un ruolo determinante in termini di controllo interno, in particolare, con il maggior coinvolgimento nelle attività della funzione internal audit, essendo chiamata ad approvare la normativa di processo.

Il nuovo assetto sembra muoversi nella direzione che la CONSOB ha più volte indicato alle Società quotate che è quello di promuovere fattori in grado di realizzare il raggiungimento degli obiettivi di efficienza nell'operatività e di efficacia dei controlli interni, tramite la predisposizione di assetti organizzativi e amministrativi ben strutturati, in cui organi di controllo autorevoli e strutture di controllo indipendenti e professionali siano in grado di sviluppare una proficua e tempestiva sinergia con le funzioni preposte all'indirizzo strategico e alla supervisione, da un lato, e alla gestione aziendale corrente, dall'altro lato, procedendo - con riguardo al numero dei soggetti coinvolti nella funzione di controllo interno - a talune semplificazioni, strumentali al raggiungimento di una maggior economicità, efficienza ed efficacia nello svolgimento delle attività di *monitoring*.

Nel definire i propri poteri, il Consiglio ha aumentato la frequenza del reporting sui rischi, chiedendo di ricevere un'informativa con cadenza trimestrale, ferma la valutazione semestrale del sistema di controllo interno e gestione dei rischi di Eni. Inoltre, il Consiglio di Amministrazione, come in precedenza riferito, ha attribuito al suo Segretario anche il ruolo di *Corporate Governance Counsel*; questi, dipendendo gerarchicamente dalla Presidente, svolge un ruolo di assistenza e consulenza, indipendente dal management, nei confronti del Consiglio e dei Consiglieri e presenta al Consiglio una relazione annuale sul funzionamento della *governance* di Eni.

Il Consiglio ha nominato i componenti dell'Organismo di Vigilanza della Società, aumentando a tre il numero dei componenti esterni. Ha poi aderito alle ultime raccomandazioni del Codice di Autodisciplina emesse a luglio 2014 ed ha avviato un processo di adeguamento del sistema normativo interno, con interventi di aggiornamento e ulteriore miglioramento, in particolare, delle normative di *compliance* aziendale, anche tenendo conto del CoSO Framework 2013; gli strumenti normativi anti-corruzione sono sempre sottoposti al preventivo esame del Comitato Controllo e Rischi ed è stato dato ulteriore impulso alla formazione delle Persone Eni sulla *compliance* aziendale. La Società evidenzia - a riprova dell'impegno di Eni in termini di controlli - che nel 2014 è stata confermata come campione mondiale di trasparenza e completezza informativa per il sito web aziendale ed è risultata prima nella ricerca "*Transparency in corporate reporting*" condotta da *Transparency International*.

In ordine all'attività svolta nel 2014 dagli organi facenti parte del SCIGR, può segnalarsi quanto segue.

Il Comitato Controllo e Rischi

Nel 2014, nell'ambito delle numerose attività svolte, fra l'altro, ha esaminato:

- il Piano Integrato di Audit e il Budget dell'Internal Audit per gli anni 2014 e 2015;
- le risultanze degli interventi di audit, nonché gli esiti del monitoraggio sulle azioni correttive programmate per il superamento dei rilievi riscontrati in corso di audit, nonché lo stato di avanzamento delle altre attività svolte dall'Internal Audit, quali la gestione delle segnalazioni, le attività di risk assessment, il monitoraggio indipendente;
- le Relazioni dell'Internal Audit al 31 dicembre 2013 e al 30 giugno 2014;
- gli aggiornamenti resi dalle strutture di Saipem in materia di Sistema di Controllo Interno ai fini del monitoraggio degli eventi che hanno più interessato la controllata quotata, nei limiti delle proprie competenze e tenuto conto dell'autonomia gestionale di Saipem, dotata di organi di controllo e vigilanza indipendenti;
- le Relazioni del Dirigente Preposto alla redazione dei documenti contabili societari sull'assetto amministrativo e contabile di Eni al 31 dicembre 2013 ed al 30 giugno 2014;
- l'impostazione dei bilanci di esercizio e consolidati al 31 dicembre 2013, nonché la Relazione Finanziaria Semestrale consolidata al 30 giugno 2014 di Eni;
- gli aspetti principali dell'Annual Report on Form 20-F 2013; la bozza di Relazione degli Amministratori ai sensi dell'art. 2433-bis c.c. sull'acconto dividendo dell'esercizio 2014;
- le Relazioni delle Società di Revisione sui bilanci dell'esercizio 2013, la Management Letter, l'informativa sullo stato di attuazione delle attività di audit svolta dal Revisore ai sensi del SOA 404²⁷;
- le informative sui principali eventi giudiziari riguardanti Eni e le sue controllate;
- la proposta di revisione della *Management System Guideline (MSG) "Privacy" e "Corporate Governance delle società di Eni"*.

²⁷ Le valutazioni effettuate ai fini di cui all'art. 154 del TUF e della sez. 404 del Sarbanes Oxley Act sono utilizzate anche al fine di verificare l'idoneità del sistema amministrativo-contabile delle società extra-UE che rivestano significativa rilevanza (ai sensi dell'art. 36 del Regolamento Mercati Consob). Con riferimento al Gruppo Eni rientrano nell'ambito di tali prescrizioni, al 31 dicembre 2012, 8 "imprese rilevanti" (Eni Congo SA; Eni Norge AS; Eni Petroleum CO Inc.; Nigerian Agip Oil Co Ltd; Nigerian Agip exploration Ltd; Eni Finance USA Inc.; Eni Trading Shipping Inc.; Eni Canada Holding Lt) e 2 "altre imprese": Burren Energy (Bermuda) Ltd.; Burren Energy (Congo) Ltd.

Il Collegio sindacale

Nel 2014, tra le altre molteplici e complesse attribuzioni, che risultano anche dalla Relazione dell'Organo all'Assemblea degli azionisti ai sensi dell'art. 153 D.Lgs. 58/1998²⁸ :

- ha vigilato sull'osservanza della legge e dello statuto;
- ha ottenuto dagli Amministratori, con la periodicità prevista dall'art. 23, comma 3, dello Statuto, le dovute informazioni sull'attività svolta e sulle operazioni di maggior rilievo economico, finanziario e patrimoniale deliberate e poste in essere nell'esercizio da Eni spa e dalle società controllate;
- ha valutato positivamente la conformità della *Management System Guideline* (MSG) “Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e operazioni con parti correlate”, emessa il 18 novembre 2010 e aggiornata il 19 gennaio 2012, ai principi indicati nel regolamento Consob adottato con delibera n. 17221 del 12 marzo 2010 e sue successive modifiche, nonché l'effettiva applicazione di tale procedura sulla base dell'informativa periodica dalla stessa prevista²⁹;
- ha vigilato sull'adeguatezza del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi e del sistema amministrativo-contabile, nonché sull'affidabilità di questo ultimo a rappresentare correttamente i fatti di gestione;
- ha preso visione e ottenuto informazioni sulle attività di carattere organizzativo e procedurale poste in essere ai sensi dei D.Lgs. 231/2001 e successive integrazioni e modifiche sulla responsabilità amministrativa degli Enti per i reati previsti da tali normative;
- ha vigilato, ai sensi dell'art. 149, comma 1, lettera c-bis del D.Lgs. 58/1998, sulle modalità di concreta attuazione del Codice di Autodisciplina delle società quotate cui Eni ha aderito con delibera del Consiglio di Amministrazione, da ultimo, dell'11 dicembre 2014 per recepire le modifiche introdotte nel Codice di Autodisciplina nel luglio 2014.

L'Internal Audit

Come accennato, a seguito del rinnovo degli organi dell'8 maggio 2014 il Consiglio ha stabilito che il Direttore *Internal Audit* dipenda gerarchicamente dal Consiglio stesso e per esso dal Presidente fatta salva la dipendenza funzionale del Direttore dal Comitato Controllo e Rischi e dall'Amministratore Delegato.

²⁸ La relazione agli azionisti è datata 2 aprile 2015.

²⁹ Nella riunione del 20 gennaio 2015 il Consiglio di Amministrazione ha svolto la verifica annuale di adeguatezza della predetta MSG senza rilevarne la necessità di aggiornamento.

Con riferimento alle principali attività svolte *dall'Internal Audit*, si evidenzia che:

- il numero degli interventi di audit integrato, emessi nel 2014, è in linea con la media di interventi emessi nel triennio. In particolare, nell'ambito degli stessi sono state integrate le verifiche anti-corruzione ed il monitoraggio indipendente svolto ai fini Sarbanes Oxley;
- il numero medio delle azioni correttive per intervento è stabile tra i vari settori e si rileva un sostanziale rispetto dei tempi di attuazione delle azioni programmate;
- le attività di risk assessment 2014 sono state ridotte a seguito dell'entrata a regime del processo di risk management integrato, i cui risultati sono utilizzati dall'Internal Audit ai fini della pianificazione delle attività di audit.

Tabella 2 LA GESTIONE DELLE SEGNALAZIONI

(numero)	2012	2013	2014
Fascicoli di segnalazioni aperti nell'anno di cui:	136	172	119
- Fascicoli di segnalazioni sistema di controllo interno suddivisi per processo oggetto della	72	88	69
- approvvigionamenti	23	30	16
- risorse umane	5	8	12
- commerciale	11	7	11
- logistica	6	1	7
- HSE	5	6	4
- altro (security, amministrazione e bilancio, manutenzione, ...)	22	36	19
- Fascicoli di segnalazioni altre materie su presunte violazioni del Codice Etico	64	84	50
Fascicoli di segnalazioni chiusi nell'anno suddivisi per esito dell'istruttoria di cui:	131	159	134
- fondati almeno in parte con adozione di azioni correttive	27	34	20
- altre materie	10	11	6
- sistema di controllo interno	17	23	14
- non fondati con adozione di azioni correttive/miglioramento	31	45	39
- altre materie	11	21	11
- sistema di controllo interno ^(a)	20	24	28
- non fondati	73	80	75
- altre materie	40	46	25
- sistema di controllo interno	33	34	50

Dal 1° gennaio al 31 dicembre 2014 sono pervenute 230 segnalazioni³⁰ e sono stati aperti 119 fascicoli, di cui 69 (58%) afferenti a tematiche relative al “Sistema di controllo interno” e 50 riguardanti le “Altre materie” (42%). Nello stesso periodo sono stati archiviati complessivamente 134 fascicoli, di cui 92 afferenti al “Sistema di controllo interno” (69%) e 42 concernenti le “Altre materie” (31%).

Le verifiche effettuate con riferimento ai 134 fascicoli che sono stati archiviati nel 2014 hanno avuto i seguenti esiti:

- per 114 fascicoli le verifiche non hanno evidenziato elementi a conferma della fondatezza dei fatti segnalati, tuttavia per 39 fascicoli (29%) sono state comunque assunte azioni di miglioramento;
- per 20 fascicoli (15%) le verifiche hanno confermato almeno in parte il contenuto delle segnalazioni e sono state assunte le opportune azioni correttive;

³⁰ Nel 2013 erano pervenute 357 segnalazioni.

2.5 Il Sistema normativo anticorruzione

Nel 2014, nell'ambito dell'azione della Società diretta all'apprestamento di presidi organizzativi e normativi per contrastare i fenomeni corruttivi, con “Comunicazione Organizzativa” n. 21 del 30 giugno, è stato previsto che, dal 1° luglio 2014, dal *Chief Legal & Regulatory Affairs* dipenda anche l'*Anticorruption Legal Support Unit*, articolata in 4 unità (è stata, contemporaneamente, abolita l'Unità Assistenza legale sostenibilità, sistema di controllo interno e formazione *compliance*).

Il sistema normativo anticorruzione si è così articolato nel tempo:

- il 12 novembre 2009, la Società ha adottato le “Linee guida anticorruzione”, entrate in vigore il 1° gennaio 2010;
- tra il 2010 ed il 2011, sono state emesse procedure specifiche (c.d. “ancillari”) per regolare in dettaglio aree particolari di rischio corruzione;
- nel periodo 2012/2014 è proseguito il processo di revisione delle normative anticorruzione con l'adozione di nuove regole per le aree di rischio .
- il 15 dicembre 2011, il CdA ha approvato la M.S.G. (*Management System Guideline*) anticorruzione allo scopo di adeguare le dette linee guida all'”Uk Bribery Act”, entrato in vigore nel Regno Unito dal 1° luglio 2011; tale M.S.G. è entrata in vigore il 1° gennaio 2012 e l'ultima *Management System Guideline Anti-Corruzione* è stata esaminata e approvata il 29 ottobre 2014 dal Consiglio di Amministrazione di Eni spa e la sua adozione e attuazione è obbligatoria per tutte le società controllate che provvedono al suo recepimento tramite deliberazione del consiglio di amministrazione (o del corrispondente organo/funzione/ruolo qualora la governance della società non preveda tale organo).

3. Le risorse umane

3.1 Personale e costo del lavoro del Gruppo

Come mostrano i prospetti che seguono, nel 2014, presso il Gruppo Eni hanno operato 83.599 persone, con un incremento di 1.310 lavoratori rispetto al 2013³¹ (+1,6%), in seguito all'aumento di 2.301 occupati all'estero (ad oggi, 57.808 unità, pari al 69,1% dell'occupazione complessiva) e alla diminuzione di 991 occupati in Italia (ad oggi, 25.791, pari al 30,9% dell'occupazione complessiva). In Italia, sono stati risolti 1.954 rapporti di lavoro (di cui 1.322 a tempo indeterminato e 632 a tempo determinato) e sono state effettuate 1.167 assunzioni (di cui 624 con contratto di lavoro a tempo indeterminato e 543 a tempo determinato). Le assunzioni a tempo indeterminato e quelle con contratto di apprendistato (complessivamente 624 unità) hanno riguardato in gran parte laureati (360), inseriti prevalentemente in posizioni operative.³²

L'età media delle persone che hanno operato in Italia nel 2014 è stata di 43,9 anni, quella dei dipendenti all'estero di 38,8 anni.

Tabella 3 OCCUPAZIONE

	2011	2012	2013	2014
Dipendenti al 31 dicembre	72.574	77.838	82.289	83.599
- uomini	60.032	64.978	68.688	69.949
- donne	12.542	12.860	13.601	13.650
- Italia	27.058	26.804	26.782	25.791
- Estero	45.516	51.034	55.507	57.808
Dipendenti all'estero per tipologia	45.516	51.034	55.507	57.808
- locali	34.801	39.668	43.121	45.864
- espatriati italiani	3.208	3.867	3.955	3.889
- espatriati internazionali (inclusi TCN)	7.507	7.499	8.431	8.055
Dipendenti per tipologia di contratto	72.574	77.838	82.289	83.599
- determinato	30.664	35.896	38.813	29.519
- indeterminato	41.910	41.942	43.476	54.080
- part time	1.044	1.132	1.060	1.039
- full time	71.530	76.706	81.229	82.560
Dipendenti dirigenti	1.468	1.474	1.475	1.468
- di cui donne	152	159	160	165
Dipendenti quadri	12.754	13.199	13.637	13.870
- di cui donne	2.477	2.615	2.767	2.852
Dipendenti impiegati	36.019	38.497	39.943	40.337
- di cui donne	9.394	9.777	10.310	10.269
Dipendenti operai	22.333	24.668	27.234	27.924
- di cui donne	519	309	364	364
Dipendenti fascia d'età 18 - 24	3.587	4.203	4.636	3.753
- di cui donne	668	669	751	567

³¹ Esercizio nel quale i dipendenti avevano raggiunto il numero di 82.289 unità.

³² La diminuzione degli occupati in Italia nel 2014, rispetto al 2013, è da ricollegare non solo al saldo assunzioni e risoluzioni (-787), ma anche alla variazione del perimetro di consolidamento che determina complessivamente un saldo negativo pari a -193.

Dipendenti fascia d'età 25 - 39	31.859	35.161	36.906	38.844
- di cui donne	5.738	6.079	6.421	6570
Dipendenti fascia d'età 40 - 54	29.190	29.998	31.200	31.220
- di cui donne	5.209	5.089	5.250	5.262
Dipendenti fascia d'età over 55	7.938	8.476	9.547	9.782
- di cui donne	927	1.023	1.179	1.251
Dipendenti per titolo di studio	72.574	77.838	82.289	83.599
- inferiore al diploma	17.677	15.535	10.406	10.645
- diploma	32.631	35.154	40.030	39.889
- laurea	19.446	23.565	26.911	27.832
- formazione post-laurea	2.820	3.584	4.942	5.233
Numero di assunzioni	5.592	6.372	6.666	6.160
- di cui donne	1.157	950	961	627
Numero di risoluzioni	5.163	5.242	5.853	6.514
- di cui donne	833	693	610	814

OCCUPATI ALL'ESTERO

	2011	2012	2013	2014
Dipendenti in Africa	13.501	11.882	12.413	11.478
- di cui donne	1.021	1.069	1.137	1.072
Dipendenti in America	8.194	9.403	13.547	15.694
- di cui donne	1.270	1.244	1.556	1.698
Dipendenti in Asia	13.545	17.495	17.596	18.462
- di cui donne	1.334	1.448	1.522	1.568
Dipendenti in Australia e Oceania	402	1.119	1.139	376
- di cui donne	97	172	162	94
Dipendenti in Italia	27.058	26.804	26.782	25.791
- di cui donne	6.022	6.114	6.245	6.127
Dipendenti nel Resto d'Europa	9.874	11.135	10.812	11.798
- di cui donne	2.798	2.813	2.979	3.091
Dipendenti all'estero locali per categoria professionale	34.801	39.668	43.121	45.864
- di cui dirigenti	228	223	216	201
- di cui quadri	3.476	3.798	4.001	4.096
- di cui impiegati	17.529	19.683	20.522	21.662
- di cui operai	13.568	15.964	18.522	19.905
Dipendenti in Paesi non OECD	34.313	37.659	38.336	40.893

Nel 2014, le assunzioni di dipendenti all'estero sono state effettuate, principalmente, nell'area di business Ingegneria e Costruzioni (4.501 unità) in relazione, principalmente, all'incremento del fabbisogno di risorse locali e di espatriati a supporto dei progetti in corso di realizzazione.

Operano complessivamente all'estero 3.889 espatriati italiani nelle società consolidate.

La seguente tabella mostra la situazione dell'occupazione con riferimento alle pari opportunità:

	2011	2012	2013	2014	
Dipendenti donne in servizio	%	17,28	16,52	16,53	16,3
Donne assunte	%	20,71	14,91	14,42	10,2
Donne in posizione manageriale (dirigenti e quadri)	%	18,5	18,9	19,37	19,7
Donne dirigenti	%	10,35	10,79	10,85	11,2
Tasso di sostituzione per genere	%	1,08	1,22	1,14	0,95
- uomini	%	1,02	1,19	1,09	0,97
- donne	%	1,39	1,37	1,58	0,77
Dipendenti che hanno usufruito di congedo parentale	numero	567	522	641	547
- di cui donne	numero	458	409	500	434
Dipendenti in rientro da congedo parentale	numero	539	477	586	508
- di cui donne	numero	427	352	452	400
Pay gap sEnior manager (donne vs uomini)	%	96	97	96	99
Pay gap middle manager e sEnior staff (donne vs uomini)	%	97	96	98	96
Pay gap impiegati (donne vs uomini)	%	96	97	94	94
Pay gap operai (donne vs uomini)	%	101	104	102	101
Pay gap totale (donne vs uomini)	%	98	100	98	97

Le donne impiegate in ENI nel 2014 sono state 13.650 (il 16,3% dell'occupazione complessiva) di cui 6.127 in Italia (27,7%) e 7.523 all'estero (13,0%). Il 20%, delle 624 assunzioni effettuate in Italia, nel corso del 2014, ha riguardato personale femminile.

La percentuale di donne che ricoprono posizioni manageriali (donne dirigenti e quadri) è aumentata dal 18,91% nel 2012 al 19,37% del 2013, al 19,7 del 2014.

Nel 2014 è stata aggiornata la rilevazione del *pay-gap* di genere, condotta su di un campione di circa 76.000 dipendenti in più di 60 paesi (pari al 90% del personale) dalla quale è risultato un sostanziale allineamento tra le retribuzioni della popolazione femminile e quella maschile a parità di livello di ruolo e di anzianità.

VALORIZZAZIONE DELLE PERSONE

Nel 2014 la valutazione delle performance ha riguardato, in Italia e all'estero, circa il 60% dei dipendenti Eni, con particolare riferimento al coinvolgimento delle risorse con responsabilità manageriali e gestionali e dei giovani laureati.

LA FORMAZIONE

Nel 2014 Eni ha investito complessivamente circa 60,9 milioni di euro per la formazione delle proprie persone, corrispondenti a circa 3,2 milioni di ore. Il valore 2014 evidenzia una flessione rispetto al 2013 determinata dalla conclusione delle campagne massive di formazione in ambito specialistico (segnatamente Hse) e risulta invece in linea con i valori degli anni 2011 e 2012 confermando la

continua e ulteriore focalizzazione della formazione sulle attività core e di capitalizzazione delle conoscenze distintive della società.

Tabella 4

		2011	2012	2013	2014
Ore di formazione per tipologia	(ore)	3.126.935	3.132.350	4.349.352(a)	3.207.027
- <i>HSE e qualità</i>	(ore)	1.594.357	1.547.274	2.213.450	1.151.931
- <i>Lingua ed informatica</i>	(ore)	297.012	311.142	339.058	290.914
- <i>Comportamento/Comunicazione/Istituzionali</i>	(ore)	198.073	213.779	233.949	189.672
- <i>Professionale - trasversale</i>	(ore)	320.211	251.668	334.018	215.455
- <i>Professionale tecnico-commerciale</i>	(ore)	717.282	808.487	1.228.877	1.359.055
Spese in formazione^(a)	(milioni di euro)	49,98	55,67	75,91	60,93

(a) Il consuntivo include le attività svolte nel corso del 2013 nell'ambito del progetto Iraq per la controllata Zubair Field Operation Division

Formazione Anti-corrruzione

In Eni, la formazione anti-corrruzione è obbligatoria ed è estesa a tutto il personale "a rischio", in Italia ed all'estero, attraverso corsi on-line ed eventi formativi in aula.

Nel 2014 sono state erogate circa 12.500 ore per n. 2100 partecipazioni.

IL CONTENZIOSO DEL LAVORO

Nel 2014 il tasso di conflittualità complessivo scende al 1,62%. Considerando però le sole vertenze aventi per oggetto richieste connesse con il rapporto di lavoro (superiore inquadramento contrattuale, differenze retributive, presunti demansionamenti, presunte malattie professionali) la conflittualità si mantiene su un livello basso rapportato al numero dei dipendenti (0,31%).

Tabella 5

	2011	2012	2013	2014	
Contenziosi dipendenti	(numero)	1.170	1.383	1.607	1.355
Rapporto prevenzione/controversie	(numero)	952/1.170	864/1.383	577/1.607	658/1.355
Rapporto controversie/dipendenti	(%)	1,39	1,80	1,95	1,62

LA SICUREZZA DELLE PERSONE

Nel 2014 è proseguito il miglioramento dell'indice di frequenza degli infortuni (del 7% per i dipendenti e del 19% per i contrattisti).

Non sono avvenuti infortuni mortali a dipendenti (nel 2013 erano stati 4 e 2 nel 2012), mentre sono stati registrati 4 infortuni mortali a contrattisti (nel 2013 erano stati 2 e 5 nel 2012).

	2011	2012	2013	2014	
Indice di frequenza infortuni	(infortuni/ore lavorate) x 1.000.000	0,60	0,49	0,35	0,31
- dipendenti		0,65	0,57	0,40	0,38
- contrattisti		0,57	0,45	0,32	0,26
Indice di gravità infortuni	(giorni di assenza/ore lavorate) x 1.000	0,021	0,021	0,014	0,014
- dipendenti		0,025	0,026	0,018	0,019
- contrattisti		0,018	0,017	0,012	0,011
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	1,51	1,17	1,04	0,89
- dipendenti		1,75	1,45	1,35	1,13
- contrattisti		1,36	1,01	0,86	0,73
Fatality index	(infortuni mortai/ore lavorate) x 100.000.000	1,94	1,10	0,98	0,72
- dipendenti		1,19	0,87	1,74	0,00
- contrattisti		2,38	1,23	0,53	1,22
Near miss	(numero)	2.723	2.861	3.961	3.136
Ore di formazione sulla sicurezza	(ore)	1.354.705	1.259.228	2.112.319	1.025.362
- di cui ai dirigenti		8.244	5.046	7.290	4.145
- di cui ai quadri		131.541	69.890	73.067	73.202
- di cui agli impiegati		474.568	312.817	996.364	355.891
- di cui agli operai		740.352	871.475	1.035.598	592.124
Investimenti e spese sicurezza	(migliaia di euro)	320.117	370.559	408.794	361.229
- di cui spese correnti		193.227	260.029	253.312	222.980
- di cui investimenti		126.891	110.530	155.482	138.249

Costo del lavoro

Come mostra la tabella che segue, il costo del lavoro del Gruppo³³, nel 2014, è aumentato di 36 milioni di euro per effetto dell'aumento dell'occupazione media all'estero, in particolare nell'area di business Ingegneria&Costruzioni, parzialmente compensato dalla riduzione dei costi per esodi agevolati. Rilevano i costi a carico di Eni, relativi alla procedura di collocamento in mobilità del personale italiano nel biennio 2013/2014, ai sensi della legge 223/1991.

Tabella 6

(milioni di euro)

COSTO LAVORO gruppo Eni	2012	2013	2014
Salari e stipendi	3.904	4.395	4.645
Oneri sociali	679	657	709
Oneri per programmi a benefici definiti	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)
Totale	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

³³ I dati dei periodi di confronto sono stati oggetto di restatement sulla base delle disposizioni dell'IFRS 10 e dell'IFRS 11.

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).

3.2. Personale e costo del lavoro in Eni S.p.A.

Nel 2014 il numero medio dei dipendenti ³⁴ in servizio presso Eni S.p.A. risulta in aumento rispetto al 2013 (+525 risorse medie).

Personale Eni S.p.A.

	2013	2014
Dirigenti	607	643
Quadri	4.091	4.359
Impiegati	6.236	6.556
Operai	1.242	1.143
Totale	12.176	12.701

La tabella seguente evidenzia che il costo del lavoro³⁵, nel 2014, (€/milioni 1.073) è diminuito di € 124 milioni in relazione essenzialmente ai minori oneri di incentivazione all'esodo e comprende oneri per programmi a contributi definiti per € 54 milioni. Gli altri costi includono l'utilizzo per esuberanza dei fondi mobilità dovuti prevalentemente a minori costi sostenuti per la mobilità 2013-2014 per effetto delle caratteristiche del personale che ha aderito al piano e alla revisione delle stime relative al fondo mobilità 2010-2011.

Il costo del lavoro di Eni S.p.A.

(milioni di euro)

COSTO DEL LAVORO	2013	2014
-Salari e stipendi	806	856
-Oneri sociali	231	243
-Oneri per benefici ai dipendenti	66	86
-Costi del personale in comando	58	75
-Altri costi	197	(19)
	1.358	1.241
A dedurre:		
-Proventi relativi al personale	(93)	(92)
-Incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(61)	(68)
-ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(7)	(8)
Totale	1.197	1073

³⁴ Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media mensile dei dipendenti per categoria.

³⁵ I dati del 2013 sono stati oggetto di restatement sulla base delle disposizioni dell'IFRS 11 "Accordi a controllo congiunto".

4. Profili gestionali ed operativi

4.1. Profili gestionali

A partire dal 30 giugno 2014, le attività di approvvigionamento di beni, lavori e servizi di Eni spa³⁶ sono gestite dalle seguenti funzioni approvvigionanti:

- a) la Direzione Procurement, posta alle dirette dipendenze dell'Amministratore Delegato, che è responsabile per le attività di approvvigionamento di società, con l'esclusione delle attività di approvvigionamento in ambito industriale e ambientale;
- b) le funzioni approvvigionanti "Upstream Procurement Services & Industrial Analysis" e "Approvvigionamento Attività Industriali e Logistica" poste alle dipendenze rispettivamente del Chief Development, Operations & Technology Officer e del Chief Refining & Marketing and Chemicals Officer, che sono responsabili per le attività di approvvigionamento in ambito industriale per i settori di business di competenza.

Alla Direzione Procurement è inoltre attribuita la responsabilità di indirizzo e controllo delle attività di approvvigionamento svolte dalle altre funzioni approvvigionanti di Eni spa e di quelle svolte nell'ambito delle società controllate non quotate del Gruppo in Italia e all'estero³⁷.

Le attività operative di approvvigionamento per gran parte delle società controllate non quotate italiane sono accentrate in Eni spa, che fornisce, attraverso le proprie funzioni approvvigionanti e nell'ambito degli appositi contratti di servizio stipulati e dei mandati ricevuti, i servizi di approvvigionamento sulla base delle richieste formulate da tali società che agiscono in qualità di committenti. Le rimanenti società controllate non quotate (in Italia e all'estero) gestiscono direttamente le proprie attività di approvvigionamento nel rispetto delle procedure Eni e, per procedimenti di particolare dimensione e/o complessità, possono ricorrere al supporto operativo delle funzioni approvvigionanti di Eni spa nell'ambito di specifici accordi.

³⁶ L'approvvigionamento di beni, lavori e servizi non include i c.d. approvvigionamenti "core", quali ad esempio, gli acquisti di materie prime (es. greggio, gas, etc.) e relativi servizi di trasporto e stoccaggio (logistica primaria), semi-lavorati (es. bitumi, virgin nafta, etc.), utilities del processo di produzione (es. energia elettrica, idrogeno, etc.), certificati verdi e titoli assimilati (es. TEE, certificati bianchi, etc.), titoli minerari. Tali approvvigionamenti, in considerazione della loro peculiarità e dello stretto legame che hanno con i processi produttivi e commerciali delle singole aree di business e società, sono gestiti direttamente dalle unità di business competenti.

³⁷ Le società controllate da Eni quotate in Borsa sono soggette ad indirizzo e controllo nel rispetto della loro autonomia giuridica e gestionale, nonché degli interessi specifici delle singole società.

4.1.1 Attività negoziale posta in essere nel 2014

Seguono informazioni relative all'attività di approvvigionamento di beni, lavori e servizi svolta nel 2014 direttamente dalle funzioni approvvigionanti di Eni spa e delle società controllate, ad esclusione delle società quotate.

In estrema sintesi, in continuità con gli anni precedenti, anche nel 2014 si evidenzia in generale:

- una forte prevalenza delle attività negoziali all'estero rispetto al totale delle attività, coerentemente con il peso relativo delle attività estere nel piano investimenti Eni;
- una costante prevalenza economica dell'approvvigionato afferente al settore *exploration & production* rispetto al valore complessivo dell'attività negoziale;
- l'utilizzo del contratto aperto come tipologia di atto negoziale più rilevante;
- l'alta incidenza a valore (e la bassa incidenza a numero) dei contratti di importo rilevante (ossia di valore superiore ai 500.000 Euro);
- l'elevata incidenza degli affidamenti condotti attraverso l'indizione di gara.

Valore complessivo e numerosità dell'attività negoziale in Italia e all'estero

I dati analizzati evidenziano che il valore complessivo dell'attività negoziale posta in essere nell'anno 2014 è pari ad un totale di circa 27.000 milioni di euro, di cui il 75% per i progetti esteri³⁸.

Il valore totale risulta essere ripartito come segue per settore di attività: *Exploration & Production* 22.000 milioni di euro circa; *Refining & Marketing e Chimica* 2.490 milioni di euro circa; *Gas & Power* 670 milioni di euro circa; *Corporate e altre attività* 1.840 milioni di euro circa.

Il dato conferma che il valore dell'approvvigionato afferente il settore *Exploration & Production* ha una netta prevalenza economica rappresentando circa l'82% del valore totale.

Diversamente, un'analisi condotta in termini numerici, conferma un quadro meno differenziato tra i principali settori di business. Infatti, a fronte di un numero complessivo di atti negoziali pari a circa 61.000 (di cui circa il 56% relativi all'attività estero), 20.800 circa hanno riguardato il settore *Exploration & Production*; 33.300 circa il settore *Refining & Marketing e Chimica*; 3.400 il settore *Gas & Power*; 3.500 circa il settore *Corporate e altre attività*.

Il quadro che emerge, come già evidenziato anche nelle precedenti relazioni, è rappresentativo delle tipiche diversità di business presenti all'interno di Eni: il settore *Exploration & Production* è caratterizzato da contratti di importo più elevato ed attività negoziali svolte prevalentemente

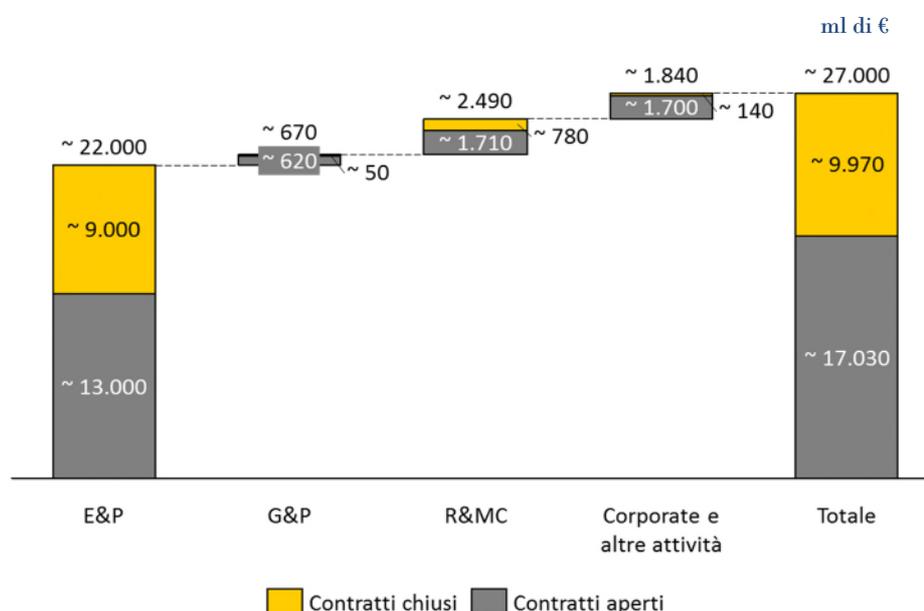
³⁸ Tale valore si è in parte riflesso sul bilancio d'esercizio 2014 in relazione alla quota parte di prestazioni effettivamente rese nell'anno.

all'estero, mentre, il settore *Refining & Marketing e Chimica* è caratterizzato da maggior numero di contratti di importo unitario più contenuto e prevalentemente concentrati sul territorio nazionale.

4.1.2 Tipologia più rilevante degli atti negoziali

Anche per il 2014, l'atto negoziale con maggiore incidenza è stato, in Italia ed all'estero, il contratto aperto (che rappresenta oltre il 63% del valore complessivo dell'attività posta in essere), come evidenzia il grafico che segue:

Grafico 2

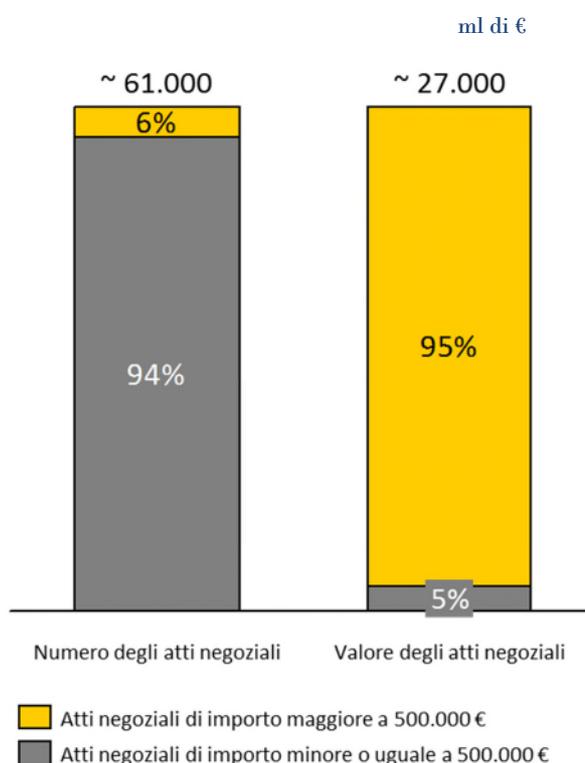


Secondo la prospettiva della Società, il ricorso al contratto aperto è stato elevato, in quanto questo consente di cumulare i fabbisogni trasversali di diverse realtà, garantendo lo sfruttamento di economie di scala e con l'ulteriore effetto di avere la concentrazione di volumi più elevati in un minor numero di processi di approvvigionamento. La Società valuta che tale impostazione continua a garantire una maggior efficienza ed efficacia dei processi, anche attraverso una migliore pianificazione dei fabbisogni.

4.1.3 Numero e valore dei contratti superiori ai 500.000 euro

Come mostra il grafico seguente, i contratti di importo superiore ai 500.000 euro rappresentano circa il 95% del valore complessivo dell'approvvigionato, pari al 6% circa del numero dei contratti, ed hanno riguardato in prevalenza il settore E&P (Exploration & Production):

Grafico 3



Il settore Refining & Marketing e Chimica si caratterizza per un maggior numero di contratti di importo meno rilevante, avendo l'attività negoziale riguardato prevalentemente la manutenzione degli impianti produttivi.

4.1.4. Procedure di affidamento

Anche nel 2014, sono stati più elevati gli affidamenti attraverso gara: (l'85% contro il 15% delle assegnazioni dirette). Il ricorso ad assegnazioni dirette senza l'indizione di gara è infatti limitato a specifiche casistiche di vincolo/esclusività e dunque a casi in cui siano assenti alternative di mercato o in cui il ricorso a fornitori alternativi comporti oggettive e sproporzionate diseconomie.

Sulla base delle verifiche condotte nel 2014 dall'Internal Audit sul processo di procurement non risultano segnalate situazioni di particolare criticità.

4.2 Profili operativi

Come per le relazioni precedenti, si evidenziano, di seguito, brevemente i più salienti dei profili operativi dell'attività di Eni nel 2014.

4.2.1 Settore Exploration & Production (E&P)

Nel 2014, l'utile netto *adjusted* del settore E&P è diminuito di €1.527 milioni di euro pari al 25,7% rispetto al 2013, determinato dalla flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-8,9% in media) che segue l'andamento del marker Brent e la debolezza del mercato del gas.

Nel 2014 l'attività esplorativa ha portato al rinvenimento di risorse pari a circa 900 milioni di boe al costo unitario competitivo di 2,1 dollari per barile.

Gli investimenti nell'esplorazione dell'anno ammontano a €1.398 milioni e hanno riguardato il completamento di 44 nuovi pozzi esplorativi (25,8 in quota Eni).

Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe è stato del 112%. La vita utile residua delle riserve è di 11,3 anni.

4.2.2 Settore Gas & Power

Nel 2014, il settore Gas & Power ha conseguito l'utile netto *adjusted* di €190 milioni con un miglioramento di €443 milioni rispetto al 2013 per effetto dei benefici della rinegoziazione di una parte sostanziale del portafoglio di approvvigionamento long-term, compresi gli effetti una tantum da rinegoziazione relativi a forniture di esercizi precedenti che hanno inciso sul risultato dell'anno in misura maggiore rispetto al 2013, parzialmente compensata dalla flessione dei prezzi del gas e dell'energia elettrica a causa del continuo deterioramento della domanda energetica e della pressione

competitiva (nel 2013, per la Divisione G&P si era verificata una perdita netta adjusted di 253 milioni di euro).

Le vendite di gas nel mondo, di 89,17 miliardi di metri cubi, sono diminuite del 4,3% rispetto al 2013. Anche nel mercato italiano si è avuto un calo. Stabili le vendite nei principali mercati europei.

Il 27 febbraio 2014, è stato firmato con la società norvegese Statoil un accordo quadro sulla revisione del contratto di fornitura di gas a lungo termine³⁹. Nel corso dell'anno, grazie alla rinegoziazione di alcuni dei principali contratti di approvvigionamento gas a lungo termine, si è ottenuto un miglior allineamento dei livelli e delle dinamiche dei prezzi alle mutate condizioni.

4.2.3 Settore Refining & Marketing (R&M)

Nel 2014 il settore Refining & Marketing ha ridotto la perdita netta adjusted a €147 milioni (€232 milioni nel 2013) per effetto della minore perdita operativa, più che dimezzata rispetto allo scorso esercizio nonostante il persistere di deboli fondamentali dovuti all'andamento stagnante della domanda di carburanti e all'eccesso di capacità e offerta di prodotto. Tale risultato riflette il parziale recupero del margine di raffinazione con un netto incremento rispetto ai valori depressi dello scorso esercizio (+32,1% il margine indicatore Eni – Standard Eni Refining Margin – SERM, che approssima il sistema e i bilanci materia delle raffinerie Eni) grazie anche al calo delle quotazioni del greggio, nonché le iniziative di efficienza, in particolare volte alla riduzione dei costi energetici e dei costi generali, e le ristrutturazioni di capacità compreso l'avvio del progetto Green Refinery presso Venezia. I risultati del Marketing hanno registrato una sostanziale tenuta rispetto all'analogo periodo dello scorso anno nonostante la contrazione dei consumi e l'intensificarsi della pressione competitiva.

Nel 2014 le lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio sono state di 25,03 milioni di tonnellate in diminuzione dell'8,6% rispetto al 2013. In Italia la flessione dell'11,7% dei volumi processati è dovuta principalmente allo scenario sfavorevole registrato nella prima parte dell'esercizio nonché alle fermate dei siti di Gela e Venezia. All'estero le lavorazioni in conto proprio sono aumentate del 6% principalmente in Repubblica Ceca per la fermata della raffineria di Kralupy nel 2013.

³⁹ La revisione riguarda anche i prezzi ed i volumi di gas. L'accordo fa parte della strategia di Eni volta a rinegoziare tutti i contratti di fornitura di gas in corso con l'obiettivo di raggiungere un portafoglio competitivo entro il 1° gennaio 2016.

Nel 2014 la spesa complessiva in attività di ricerca e sviluppo del settore Refining & Marketing è stata di circa €18 milioni. Nel corso dell'anno sono state depositate 15 domande di brevetto.

Nel giugno 2014 è stata avviata la bioraffineria di Porto Marghera, della capacità di circa 300 mila tonnellate/anno di green diesel prodotti da oli vegetali raffinati con tecnologia Eni (Ecofining™); tale gasolio è destinato a coprire circa la metà del fabbisogno annuo di bio-componenti per Eni, garantendo una nuova prospettiva al sito industriale con vantaggi economici e ambientali.

4.2.4 Versalis

Nel 2014 la società ha registrato una perdita netta adjusted di €277 milioni con un miglioramento di €61 milioni rispetto al 2013, beneficiando dell'incremento dei margini su intermedi e polietilene, nonostante la perdurante debolezza della domanda di commodity dovuta all'andamento congiunturale e la competizione dei produttori extra-UE. Il risultato ha beneficiato delle azioni di efficienza e di ristrutturazione in relazione in particolare all'avvio del progetto Chimica Verde di Porto Torres e alla fermata di alcune linee di produzione non economiche.

Le vendite di prodotti petrolchimici, di 3.463 mila tonnellate, sono diminuite di 322 mila tonnellate rispetto al 2013 (-8,5%) a causa del calo dei consumi.

Le produzioni, di 5.283 mila tonnellate, sono diminuite di 534 mila tonnellate (-9,2%) per effetto della debolezza della domanda in tutti i settori e delle ristrutturazioni. Riduzioni più significative hanno riguardato i segmenti degli elastomeri e del polietilene.

4.2.5 Settore Ingegneria e Costruzioni

Nel 2014 il settore Ingegneria & Costruzioni ha registrato un utile netto adjusted di €309 milioni (+€562 milioni rispetto alla perdita di €253 milioni del 2013). Tale risultato riflette le perdite straordinarie rilevate nel 2013 relative alla revisione di stima della redditività di alcune commesse.

Gli ordini acquisiti di €17.971 milioni (€10.062 milioni nel 2013) hanno riguardato per il 97% lavori da realizzare all'estero e per l'8% lavori assegnati da imprese ENI.

Nel 2014 la spesa complessiva in attività di Ricerca e Sviluppo è stata di circa €12 milioni, in linea con l'esercizio precedente. Sono state inoltre depositate 20 domande di brevetto.

Gli investimenti tecnici di €694 milioni (€902 milioni nel 2013) hanno riguardato essenzialmente l'upgrading della flotta di mezzi navali di costruzione e perforazione.

4.3 Piano strategico 2015/2018

Nella seduta del 12 marzo 2015 il CdA ha approvato il Piano strategico 2015/2018.

Si prevede che nel biennio 2017-18 il flusso di cassa operativo cresca del 40%.

Un contributo sostanziale alla generazione di cassa dovrebbe provenire dalle dismissioni programmate che saranno pari a 8 miliardi di euro, di cui il 70% circa nei primi due anni di piano. Circa il 50% riguarderà la cessione di partecipazioni in recenti scoperte esplorative nelle quali Eni, detenendo quote molto elevate, intende diluirsi pur mantenendo il ruolo di operatore. La cessione delle quote azionarie residue in Snam e Galp rappresenterà circa il 25%, mentre il restante 25% deriverà dalla cessione di *asset* maturi *upstream* e di attività non-core nel mid-downstream.

Si riassumono, di seguito, alcuni dei principali obiettivi relativi ai vari settori di attività:

E&P

L'esplorazione si conferma un importante fattore di crescita per la società. Nel corso del Piano, Eni si attende nuove scoperte per 2 miliardi di boe al costo competitivo di 2,6 \$ al barile. Nei primi due anni l'attività sarà concentrata su bacini con riserve certe situate vicino a giacimenti già sviluppati così da completare velocemente la valutazione del potenziale minerario e sfruttare tutte le sinergie per le successive attività di sviluppo e messa in produzione.

L'obiettivo di crescita della produzione di idrocarburi è pari al 3,5% annuo nel periodo 2015-2018 e sarà conseguito principalmente grazie all'avvio di nuovi progetti e allo sviluppo di quelli già avviati nel 2014, con un contributo totale di oltre 650.000 boed al 2018.

G&P

La prevista rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term e la mitigazione degli effetti del *take or pay* (da ottenersi mediante arbitrati) consentiranno l'aumento della generazione di cassa ed il ritorno al profitto strutturale nel 2016. Eni prevede un flusso di cassa operativo cumulato per il periodo 2015-18 pari a 3 miliardi di euro.

R&M

Eni mira al completamento del processo di razionalizzazione e riconversione degli impianti in Italia e all'estero con un'ulteriore riduzione del 20% della capacità di raffinazione che si aggiungerà al 30% già conseguito.

Si concentrerà sullo sviluppo dell'attività di marketing e la razionalizzazione del portafoglio di attività in Italia e all'estero.

Eni punta a conseguire un flusso di cassa operativo complessivo delle attività, nel periodo 2015-18, pari a oltre 1,5 miliardi di euro.

Chimica

Per la Chimica Eni, penalizzata da una forte contrazione della domanda e dalla pressione competitiva, il Piano 2015-2018 prevede, tra l'altro: la razionalizzazione dei siti critici italiani e lo sviluppo di nuove filiere produttive di chimica verde, in particolare nei siti da riconvertire.

Eni conferma l'obiettivo di portare a pareggio il reddito operativo *adjusted* nel 2016.

5 Controversie e problematiche particolari

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati allo svolgimento delle sue attività e prevede in bilancio un apposito fondo rischi per contenziosi.

Cionondimeno, in special modo per il coinvolgimento in procedimenti legali e in indagini anticorruzione, è comunque, possibile – ed è la medesima Società a rappresentare il rischio nella Relazione finanziaria annuale per il 2014 - che, in futuro, possa sostenere altre passività, anche significative, per una delle seguenti cause: l'incertezza rispetto all'esito finale che ciascun procedimento presenta; il verificarsi di ulteriori sviluppi che il management potrebbe non aver preso in considerazione al momento della valutazione del probabile esito del contenzioso sulla cui base fu fatto l'accantonamento al fondo rischi; l'emergere di nuove evidenze e informazioni; una revisione delle stime dovuta al fatto che la previsione degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte del management. E' anche da considerare che, soprattutto per alcuni procedimenti legali che riguardano la presunta violazione di leggi e regolamenti anticorruzione nonché violazioni del Codice Etico, da parte di Eni, dei suoi partner commerciali, agenti o altri soggetti che agiscono in suo nome o per suo conto, sussiste il rischio di sanzioni penali e civili, con conseguenze sulla reputazione della Società e per il valore per gli azionisti.

Tutto ciò postula un'azione costante ed adeguata da parte di tutti gli organismi della Società con competenze in materia, da un lato per prevenire e contrastare i comportamenti non corretti, dall'altro per valutare tempestivamente gli effetti economico-finanziari meritevoli di adeguata attenzione per accantonamenti in bilancio.

A tal riguardo, la Società si rivolge frequentemente, con costi significativi, a professionisti e strutture esterne, per accertamenti ed approfondimenti indipendenti su tematiche e problemi di particolare complessità, al dichiarato fine di poter assumere le proprie scelte con la massima neutralità e trasparenza anche nei confronti di interlocutori esterni.

Di seguito, si riporta una sintesi di alcuni dei procedimenti più rilevanti, desunti dalla completa analisi contenuta nella relazione al bilancio di esercizio 2014. Si precisa che per i medesimi, salva esplicita, differente indicazione, non è stato previsto uno stanziamento specifico, in quanto la Società ritiene improbabile un esito sfavorevole ovvero perché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

5.1. Ipotesi di corruzione internazionale - Decreto Legislativo 231/2001

Algeria

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

La vicenda ha avuto inizio in data 4 febbraio 2011, data in cui 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, come noto, 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.

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.

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).

Tralasciando gli altri fatti di rilievo determinatisi nel 2012 e nel 2013 – riportati, comunque, in dettaglio nella relazione finanziaria annuale della Società – si segnala che il 21 febbraio 2014, la Procura di Milano ha richiesto al Giudice per le indagini preliminari la proroga dei termini per altri sei mesi.

Il procedimento su presunte ipotesi corruttive che si sarebbero verificate, sino al marzo 2010, in merito ad alcuni contratti che Saipem ha acquisito in Algeria, è stato riunito con altro (cd. Iraq - Kazakhstan) riguardante attività condotte da Eni in Iraq e Kazakhstan (di cui si dirà più avanti). Per la vicenda relativa a Saipem risultano indagati un dipendente e alcuni ex dipendenti, tra i quali l'ex Amministratore Delegato - CEO e l'ex *Chief Operating Officer* della *Business Unit Engineering & Construction*.

Eni ha assunto interventi di discontinuità gestionale e amministrativa indipendentemente dagli eventuali profili di responsabilità che si sarebbero potuti evidenziare nel corso delle indagini ed ha avviato, con l'ausilio di uno studio legale esterno, una verifica sui contratti oggetto dell'indagine. Ha inoltre disposto un'indagine interna (con il coinvolgimento di consulenti esterni) per accertare la corretta applicazione delle procedure in tema di anticorruzione e di prevenzione di attività illecite adottate dalla società, le cui risultanze sono state rese disponibili all'Autorità Giudiziaria.

Il management ha anche condotto approfondimenti sulla direzione e sul coordinamento di Eni nei confronti di Saipem, all'esito dei quali è risultata confermata l'autonomia operativa di Saipem rispetto alla controllante.

Anche tali risultati sono stati portati a conoscenza dell'Autorità Giudiziaria.

E' anche da segnalare sulla questione che in Algeria dal 2010 sono in corso indagini nei confronti di terzi, con riferimento alle quali diversi conti correnti in valuta locale della Saipem Contracting Algérie sono stati bloccati.

Non risulta che Eni o società Eni (diverse da Saipem) siano coinvolte nelle indagini delle Autorità algerine.

Il Comitato Controllo e Rischi e il Collegio Sindacale hanno seguito gli sviluppi della vicenda, nel corso di più riunioni (in particolare ventisei incontri congiunti del Comitato e Collegio⁴⁰ e sette incontri congiunti dei suddetti organi di controllo con l'Organismo di Vigilanza, nel periodo tra il 4 dicembre 2012 ed il 18 luglio 2014), finalizzate a consentire una costante condivisione delle informazioni.

⁴⁰ Trattasi di riunioni congiunte dei due organi di controllo, ad eccezione della riunione di Comitato del 10 luglio 2014 a cui hanno partecipato il Presidente del Collegio Sindacale e alcuni sindaci.

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 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 procedimento penale; nonché 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 .

Nell'udienza del 2 ottobre 2015, il GUP di Milano ha prosciolto ENI e l'ex amministratore delegato nel procedimento per le presunte tangenti versate da Saipem a pubblici ufficiali algerini. E' stato prosciolto dalle accuse anche l'ex responsabile di Eni per il Nord Africa. È stata invece rinviata a giudizio la società Saipem indagata ai sensi del d.lgs. 231/2001. Sono stati rinviati a giudizio, oltre alla società Saipem, l'ex direttore operativo di Saipem, l'ex direttore finanziario prima di Saipem poi di Eni, l'ex presidente e a.d. di Saipem, un fiduciario del ministro dell'energia dell'Algeria dell'epoca ed altro soggetto con questo in rapporto fiduciario. L'inizio del processo, fissato per il 2 dicembre

2015 davanti ai giudici della quarta sezione penale del tribunale di Milano, è stato rinviato al 25 gennaio 2016.

Con il proscioglimento di Eni e dell'amministratore delegato dell'epoca - attraverso una sentenza di non luogo a procedere perché «gli elementi acquisiti risultano insufficienti, contraddittori o non idonei a sostenere l'accusa in giudizio» - il GUP ha, quindi, differenziato le posizioni e le responsabilità degli ex vertici della società capogruppo da quelle degli ex dirigenti della controllata. Il provvedimento di non luogo a procedere è stato, da ultimo, oggetto di ricorso per cassazione da parte della Procura della Repubblica e della Procura Generale presso la Corte d'Appello di Milano.

OPL 245-Nigeria

Si tratta di un procedimento penale pendente presso la Procura della Repubblica di Milano, 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 a Eni una richiesta di consegna documentale e un contestuale avviso di garanzia ex D.Lgs. 231/01 per un'ipotesi di corruzione internazionale, nell'ambito di un procedimento penale contro una persona fisica estranea ad Eni e altri soggetti, non noti alla società. Il procedimento risulta avviato a seguito di un esposto presentato dalla ONG ReCommon. Eni ha consegnato la documentazione richiesta ed ha contattato le competenti autorità americane US Securities and Exchange Commission (SEC) ed il US Department of Justice (DoJ) per avviare un'informativa volontaria sul tema.

Nel periodo dal 3 al 18 luglio 2014, gli Organi di Controllo e Vigilanza si sono attivati, analizzando le informazioni a disposizione nel corso di due incontri del Comitato Controllo e Rischi⁴¹ e di un incontro dell'Organismo di Vigilanza⁴².

Successivamente, l'Organismo di Vigilanza ed il Collegio sindacale di Eni hanno deliberato il conferimento di un incarico congiunto ad uno studio legale internazionale esperto in ambito anticorruzione, affinché, previa informativa all'autorità giudiziaria, venga espletata una verifica indipendente di natura forense sulla vicenda.

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.

⁴¹ Alle riunioni hanno partecipato il Presidente del Collegio Sindacale e alcuni sindaci.

⁴² Alla riunione hanno partecipato i Presidenti del Collegio Sindacale e del Comitato Controllo e Rischi.

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.

Le indagini preliminari risultano tuttora in corso.

Kazakhstan - Iraq

E' pendente, presso la Procura della Repubblica di Milano, un procedimento penale in merito ad ipotesi di corruzione internazionale in relazione alle attività Eni in Kazakhstan. Eni ha proceduto al deposito della documentazione richiesta dalla magistratura.

Il predetto procedimento è stato riunito con un altro riguardante un parallelo filone di indagini riferite ad attività condotte da Eni in Iraq. Nel 2011, infatti, è stato notificato, presso gli uffici di Eni Zubair SpA e presso gli uffici di Saipem SpA di Fano, un decreto di perquisizione degli uffici di alcuni dipendenti del gruppo e di società terze in relazione ad ipotesi di reato "al fine di influire illecitamente nell'aggiudicazione di gare all'Estero", in particolare, per attività in Iraq.

Nel luglio 2013, il GIP ha rigettato la richiesta di misure cautelari formulata dalla Procura della Repubblica. La relativa ordinanza è stata impugnata dalla Procura di Milano. Nell'ottobre 2013, il Tribunale del Riesame di Milano ha respinto l'appello della Procura della Repubblica contro il provvedimento del Gip. 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.

Consorzio TSKJ: indagini delle Autorità Statunitensi, Italiane e di altri Paesi

La US Securities and Exchange Commission (SEC), il US Department of Justice (DoJ) e altre autorità, tra le quali la Procura della Repubblica di Milano, hanno svolto indagini su presunti pagamenti illeciti da parte del consorzio TSKJ a favore di pubblici ufficiali nigeriani.

Il procedimento in Italia: la vicenda TSKJ ha determinato l'avvio, sin dal 2004, di indagini contro ignoti da parte della Procura della Repubblica di Milano.

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 ai sensi del citato 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 ha manifestato la volontà di presentare ricorso in Cassazione.

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

5.2. Altri procedimenti giudiziari ed arbitrati

EniPower SpA

Nel giugno 2004, la Magistratura ha avviato indagini sugli appalti stipulati dalla EniPower, società controllata da Eni, e sulle forniture di altre imprese alla stessa EniPower, dalle quali è emerso il pagamento illecito di denaro da aziende fornitrici di EniPower a un dirigente di questa, colpito, comunque, da provvedimento di licenziamento. Ad EniPower (committente) e alla Snamprogetti SpA (oggi Saipem SpA) sono state notificate informazioni di garanzia ai sensi del D.Lgs. 231/2001. Nel dicembre 2011, il Tribunale di Milano ha dichiarato sette società responsabili degli illeciti amministrativi, ai sensi del D.Lgs. 231/2001. Le parti condannate hanno impugnato il provvedimento del Tribunale di Milano e, nel 2013, la Corte d'Appello di Milano ha confermato 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.

Eni spa – Alitalia Linee Aeree Italiane SpA in amministrazione straordinaria

Nel gennaio 2013, Alitalia in amministrazione straordinaria ha instaurato un giudizio civile presso il Tribunale di Roma nei confronti di Eni, Esso Italiana Srl e Kuwait Petroleum Italia SpA, per ottenere il risarcimento per i danni subiti nel periodo compreso tra il 1998 ed il 2009 a seguito dell'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 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.

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.

5.3. Ambiente

Eni Divisione Gas & Power – sito di Praia a Mare

Si è definito il procedimento penale pendente presso la Procura della Repubblica presso il Tribunale di Paola per presunte malattie professionali. Le parti civili hanno provveduto alla citazione dei responsabili civili Eni spa e Marzotto SpA. Al termine dell'udienza preliminare il Giudice ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati. 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.

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.

Syndial SpA

E' pendente davanti al Tribunale di Ravenna un procedimento penale per omicidio colposo plurimo e disastro ambientale nei confronti di dipendenti della Syndial per lesioni da amianto. Il 6 febbraio 2014, il Gup di Ravenna ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli indagati, riconoscendo, invece, la prescrizione solo per alcune ipotesi di lesioni colpose. Il processo prosegue nella fase dibattimentale.

Syndial SpA e Versalis SpA - Porto Torres

La Procura della Repubblica di Sassari ha chiesto il rinvio a giudizio, unitamente a direttori e ad amministratori di altre società operanti nel sito, del direttore dello stabilimento Syndial di Porto Torres, per disastro ambientale e avvelenamento di acque e sostanze destinate all'alimentazione. 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.

5.4. Interventi della Commissione Europea, dell'Autorità Garante della concorrenza e del mercato, dell'Autorità per l'energia elettrica e il gas e di altre autorità regolamentari

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

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.

5.5. Contenziosi definiti

Nel corso dell'esercizio 2014 si sono chiusi i seguenti contenziosi:

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.

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.

6. I risultati della gestione

6.1 I risultati dell'esercizio 2014

Nel 2014 l'utile netto di Gruppo di competenza degli azionisti Eni è stato di €1.291 milioni con una contrazione di €3.869 milioni rispetto al 2013, pari a -75%; l'utile operativo è stato di €7.917 milioni in calo del 10,9%. La gestione industriale è stata penalizzata dalla flessione delle quotazioni del petrolio (-9%) che ha ridotto i ricavi del settore Exploration & Production. Il minore risultato dell'*upstream* è stato in parte compensato dalla migliorata performance dei settori *mid-downstream* grazie alle rinegoziazioni dei contratti gas, alle efficienze sui costi e alle azioni di ristrutturazione e ottimizzazione, nonostante il continuo deterioramento dei fondamentali a causa della debole domanda di commodity, dell'eccesso di capacità e della pressione competitiva. Inoltre la valutazione ai prezzi di borsa delle partecipazioni in Galp e Snam al servizio dei rispettivi bond convertibili ha determinato un onere di €221 milioni. Sul risultato dell'esercizio ha pesato la rilevazione di oneri netti per €2.416 milioni che comprendono l'adeguamento del valore delle scorte di greggio e prodotti ai prezzi correnti, le svalutazioni di immobilizzazioni materiali dovute all'impatto della proiezione di minori prezzi del petrolio a breve-medio termine sulle proprietà Oil & Gas e sui tassi di utilizzo dei rig e altri mezzi navali di Saipem, nonché la rettifica delle attività per imposte anticipate delle società italiane di €976 milioni in relazione alle proiezioni di minori redditi imponibili futuri (€500 milioni) e alla riduzione del 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) per effetto della sentenza della Corte Costituzionale dell'11 febbraio 2015 che ha dichiarato l'illegittimità di tale tributo. Tale sentenza innovativamente dispone solo per il futuro negando ogni diritto di rimborso. Il relativo effetto è stato considerato un adjusting event sulla base delle migliori analisi disponibili al momento in relazione alla recente emanazione della sentenza. Questi oneri sono al netto del provento d'imposta di €824 milioni per effetto dell'intervenuta definizione con le Autorità fiscali italiane delle modalità di calcolo dell'addizionale IRES del 4% di cui alla Legge 7/2009 (cosiddetta Libyan Tax) dovuta dalla *parent company* Eni spa con effetto dall'esercizio 2009.

Il confronto con il 2013 è influenzato dalla circostanza che tale esercizio beneficiava della plusvalenza sulla cessione del 20% della scoperta mineraria in Mozambico (€2.994 milioni) e della rivalutazione a fair value della partecipazione in Artic Russia ceduta nel gennaio 2015 (€1.682 milioni),

parzialmente compensate dalla rilevazione di oneri straordinari e da una perdita da valutazione scorte per complessivi €4 miliardi. .

L'utile netto adjusted è stato di € 3,71 miliardi, con una riduzione rispetto al 2013 pari al 16%, dovuta alla contrazione del risultato *dell'upstream*.

Il cash flow⁴³ ammonta a 15,1 miliardi di euro. Gli incassi da dismissioni sono stati di 3,68 miliardi di euro riferiti in particolare alla cessione della partecipazione in Artic Russia e dell'8% di Galp.

A fine esercizio 2014, il "leverage"⁴⁴ è stato pari a 0,22, in riduzione rispetto allo 0,25 del 31 dicembre 2013.

In particolare, sotto il profilo operativo, nell'esercizio 2014:

- la produzione di idrocarburi: è stata di 1,598 milioni di boe/giorno, in incremento dello 0,6% escludendo il disinvestimento degli asset in Siberia. I principali incrementi sono stati registrati in Regno Unito, Algeria, Stati Uniti e Angola, e hanno più che assorbito il declino delle produzioni mature. Gli avvii dell'anno e il *ramp-up* dei giacimenti hanno contribuito con 126 mila boe/giorno. La quota di produzione estera è stata dell'89% (invariata rispetto al 2013).
- le riserve certe di idrocarburi: a fine anno si attestano a 6,6 miliardi di boe con un tasso di rimpiazzo *all sources* del 112%. La vita residua è di 11,3 anni;
- le vendite di gas naturale: sono state di 89,17 miliardi di metri cubi con una riduzione del 4,3% rispetto al 2013 (93,17 miliardi di metri cubi) , in un quadro di perdurante debolezza della domanda, pressione competitiva ed eccesso di offerta.

6.2 I risultati del primo semestre 2015

I principali risultati consolidati del primo semestre 2015⁴⁵ (esaminati dal CdA nella seduta del 30 luglio 2015) possono riassumersi nel modo seguente:

Risultati economico-finanziari

- ✓ Utile operativo adjusted: euro 2,3 miliardi (-63% rispetto al primo semestre 2014) ;
- ✓ Utile operativo adjusted esclusa Saipem: euro 2,91 miliardi (-51% rispetto al primo semestre 2014);

⁴³ Flusso di cassa netto da attività operativa.

⁴⁴ Rapporto tra indebitamento e mezzi propri.

⁴⁵ Sottoposti a revisione contabile limitata.

- ✓ Utile netto adjusted: euro 0,79 miliardi, (-62% rispetto al primo semestre 2014);
 - ✓ Utile netto adjusted esclusa Saipem: euro 1,05 miliardi (-47% rispetto al primo semestre 2014);
 - ✓ Utile netto: euro 0,59 miliardi (-70% rispetto al primo semestre 2014);
 - ✓ Cash flow: euro 5,68 miliardi;
 - ✓ *Leverage*: 0,26 (0,22 al 31 dicembre 2014).
- ✓ Su base proforma, escludendo cioè la perdita straordinaria della Saipem (-€580 milioni), l'utile operativo adjusted è stato di €2.909 milioni con una diminuzione del 51%, a causa della flessione della performance dell'E&P (-€3.943 milioni, pari al 61%) trainata dal calo del prezzo del petrolio, il cui impatto è stato attenuato dalla crescita delle produzioni, dalla riduzione dei costi e dal deprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (-19%). La riduzione della E&P è stata in parte compensata dal sensibile miglioramento di R&M e Chimica (+€795 milioni) grazie alle azioni di efficienza e ottimizzazione che unite alla ripresa dei margini hanno consentito il ritorno alla redditività. Complessivamente sull'utile operativo adjusted l'effetto scenario ha pesato per euro 3,8 miliardi, parzialmente compensato dalla crescita produttiva e recuperi di efficienza per 0,8 miliardi.
- ✓ L'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni, esclusa la perdita Saipem, ammonta a €1.048 milioni (-€933 milioni rispetto al primo semestre 2014 pari al 47%) che riflette il già descritto peggioramento della performance operativa e i minori proventi da partecipazioni, solo in parte compensati dalla riduzione di circa 1 punto percentuale del tax rate adjusted consolidato dovuta alla minore incidenza del settore E&P sull'utile ante imposte di Gruppo, attenuato dalla maggiore incidenza di paesi a più elevata fiscalità.

Risultati operativi

Exploration & Production

Produzione di idrocarburi: 1,726 milioni di boe/giorno +9% rispetto al primo semestre 2014.

Escludendo l'impatto positivo dell'effetto prezzo nei contratti di *production sharing* la produzione registra un incremento del 5,2% dovuto ai nuovi giacimenti in Angola, Congo, Stati Uniti, Egitto e Regno Unito e delle maggiori produzioni in Libia.

Gas & Power

Le vendite di gas naturale sono state di 48 miliardi di metri cubi con un aumento di 2,2 miliardi di metri cubi rispetto al primo semestre 2014 (+4,7%), pur in un quadro di perdurante pressione competitiva ed eccesso di offerta per effetto di una migliore climatica e di maggiori vendite spot.

Refining & Marketing e Chimica

Le lavorazioni in conto proprio nel primo semestre 2015 sono state di 13,50 milioni di tonnellate con una crescita del 15,5% rispetto al corrispondente periodo del 2014 (+1,81 milioni di tonnellate) per effetto del maggiore utilizzo degli impianti in relazione al miglioramento dello scenario.

Le vendite di prodotti petroliferi (17,81 milioni di tonnellate) sono cresciute di 1,39 milioni di tonnellate rispetto al corrispondente periodo del 2014, con un incremento pari all'8,5%, per effetto principalmente dei maggiori volumi venduti a società petrolifere.

Le vendite di prodotti petrolchimici sono state di 1,87 milioni di tonnellate, in crescita dell'1% per effetto della ripresa della domanda parzialmente compensata dall'impatto delle ristrutturazioni di linee di prodotto marginali.

Utile operativo adjusted

Nel primo semestre 2015 Eni ha conseguito l'utile operativo adjusted consolidato di 2.329 mln con una flessione del 63% per effetto del peggioramento della performance operativa registrata nei settori:

- Ingegneria & Costruzioni, nel quale Eni opera attraverso la controllata Saipem, che evidenzia un peggioramento di 873 mln (da un utile operativo di 293 mln a una perdita operativa di 580 mln) a causa della svalutazione del capitale circolante netto di Saipem (lavori in corso e crediti);
- Exploration & Production (-€3.943 milioni, pari al 61,3%) per effetto del calo dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media -44%) che segue l'andamento del marker Brent (-46,8%) e la debolezza del mercato del gas in Europa e negli Stati Uniti.

Queste riduzioni sono state parzialmente compensate dal maggior utile operativo registrato nei settori:

- Refining & Marketing e Chimica che ha registrato l'utile operativo adjusted di €226 milioni con un notevole miglioramento di €795 milioni rispetto allo stesso periodo dell'esercizio precedente grazie alle ristrutturazioni e al migliorato scenario margini.

- Gas & Power con un utile operativo di €325 milioni, in miglioramento di €69 milioni, grazie alla migliorata competitività del portafoglio gas per effetto delle rinegoziazioni.

Utile netto adjusted

L'utile netto adjusted di €0,79 milioni evidenzia anch'esso una flessione, del 62%, rispetto al primo semestre 2014, essenzialmente per effetto del peggioramento della performance operativa determinato dall'effetto scenario parzialmente compensato dalla crescita produttiva e recuperi d'efficienza. Inoltre al minor risultato netto hanno contribuito i minori proventi da partecipazioni e l'incremento del *tax rate adjusted* (+18 p.p.) per effetto della mancata valorizzazione fiscale della perdita della Saipem.

7 Bilancio di esercizio di Eni S.p.A. dell'anno 2014

7.1. Contenuto e forma del bilancio di esercizio

Il bilancio di esercizio del 2014 della Società (come anche quello consolidato) - redatto secondo gli *International Financial Reporting Standards* (“IFRS”) 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 - è stato approvato dall'Assemblea ordinaria del 13 maggio 2015.

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.

Tra le principali variazioni dei principi contabili relative all'esercizio, si evidenziano le disposizioni dell'IFRS 11 “Accordi a controllo congiunto”, omologate con il regolamento n. 1254/2012, emesso dalla Commissione Europea in data 11 dicembre 2012, che 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 confronto⁴⁶. Nelle note al bilancio sono illustrati dalla Società i principali impatti connessi con l'adozione delle nuove disposizioni⁴⁷, che riguardano la classificazione come *joint operation* di alcune imprese precedentemente classificate come controllate congiunte e valutate al costo.

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 sono espresse in € milioni.

⁴⁶ Il concetto di controllo è definito dalle disposizioni dell'IFRS 10 “Bilancio consolidato” anch'esso omologato con il medesimo regolamento della Commissione Europea.

⁴⁷ A seguito dell'adozione dell'IFRS 11 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.

L'elaborato è corredato dalla Relazione del Collegio sindacale all'Assemblea degli azionisti⁴⁸; dall'attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni S.p.A.⁴⁹; dalla relazione della Società di revisione⁵⁰ e dalla deliberazione di approvazione dell'Assemblea degli azionisti.

⁴⁸ Ai sensi dell'art. 153 del D.Lgs. n. 58/1998 (Testo Unico della Finanza) e dell'art. 2429, comma 3, del Codice civile. In tale Relazione, presentata il 2 aprile 2014, il Collegio sindacale ha, conclusivamente, dichiarato: *“sulla base dell'attività di vigilanza svolta nel corso dell'esercizio non rileva motivi ostativi all'approvazione del bilancio al 31 dicembre 2014 ed alle proposte di delibera formulate dal Consiglio di Amministrazione”*.

⁴⁹ Ai sensi dell'art. 154 bis, comma 5, del D.Lgs. n. 58/98 (Testo Unico della Finanza).

⁵⁰ Ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. n. 39/2010. In particolare, la Società di Revisione ha affermato che *“il bilancio di esercizio dell'Eni S.p.A., 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 è pertanto redatto con chiarezza e rappresenta in modo veritiero e corretto la situazione patrimoniale e finanziaria, il risultato economico ed i flussi di cassa della Eni S.p.A. per l'esercizio chiuso a tale data”*.

7.2. Lo stato patrimoniale

7.2. 1. L'attivo dello stato patrimoniale

La seguente tabella, ripresa dall'elaborato contabile della Società, espone i dati relativi all'attivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2014 in raffronto con l'anno precedente

	31.12.2013	31.12.2014
(euro)	Totale	Totale
ATTIVITA'		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	3.894.418.405	4.280.353.132
Attività finanziarie destinate al trading	5.004.361.244	5.023.971.368
Crediti commerciali ed altri crediti:	18.783.782.461	20.830.851.693
- crediti finanziari	5.744.461.602	6.788.420.381
- crediti commerciali ed altri crediti	13.039.320.859	14.042.431.312
Rimanenze	2.189.730.372	1.699.015.880
Attività per imposte sul reddito correnti	292.937.343	154.902.363
Attività per altre imposte correnti	174.884.865	399.000.715
Altre attività correnti	845.600.124	2.417.245.948
	31.185.714.814	34.805.341.099
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	6.792.237.601	7.421.744.565
Rimanenze immobilizzate – scorte d'obbligo	2.648.904.840	1.529.686.249
Attività immateriali	1.212.240.234	1.196.898.982
Partecipazioni	34.746.838.306	32.871.507.365
Altre attività finanziarie	2.872.667.683	3.979.607.879
Attività per imposte anticipate	1.926.947.621	1.726.861.294
Altre attività non correnti	2.492.896.958	1.672.882.680
	52.692.733.243	50.399.189.014
Attività destinate alla vendita	10.212.373	14.477.711
TOTALE ATTIVITA'	83.888.660.430	85.219.007.824

Nel far rinvio ai dati contenuti nel bilancio d'esercizio ed alla ivi allegata relazione, si analizzano, di seguito, le più significative delle poste dello stato patrimoniale, evidenziate nella tabella.

A) ATTIVITÀ

ATTIVITÀ CORRENTI

Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti, (4.280 milioni di euro) sono costituite, principalmente, da depositi in euro⁵¹ ed in moneta estera⁵² e risultano incrementate di 386 milioni di euro.

Attività finanziarie destinate al trading

Le attività finanziarie destinate al trading di 5.024 milioni di euro, essenzialmente stabili rispetto al 2013, sono relative a titoli non strumentali all'attività operativa. Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità come indicato nel Piano Finanziario.

Crediti commerciali ed altri crediti

Di seguito è esposto il dettaglio della voce⁵³ per complessivi 20.831 milioni di euro:

<i>(milioni di euro)</i>	1.12.2013	1.12.2014
Crediti commerciali	12.585	12.741
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	258	167
- non strumentali all'attività operativa	5.486	6.622
	5.744	6.789
Altri crediti		
- attività di disinvestimento	8	34
- altri	447	1.267
	455	1.301
	18.784	20.831

I crediti commerciali (12.741 milioni di euro) concernono crediti verso clienti e verso imprese controllate e collegate, joint venture e altre di gruppo, e sono relativi, principalmente, alla cessione

⁵¹ La scadenza media dei depositi in euro è di 7 giorni e il tasso di interesse effettivo è di 0,145%.

⁵² La scadenza media dei depositi in dollari è di 2 giorni e il tasso di interesse effettivo è di 0,101%; la scadenza media dei depositi in sterline è di 2 giorni ed il tasso di interesse effettivo è lo 0,4%.

⁵³ I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di 1.052 milioni di euro (714 milioni di euro al 31.12.2013).

di gas naturale e di energia elettrica ed alla vendita di prodotti petroliferi.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa sono diminuiti, di 91 milioni di euro, rispetto al 2013. Tali crediti concernono la quota a breve dei crediti finanziari a lungo termine verso società controllate.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa, aumentati, nel 2014, di 1.136 milioni di euro, concernono, prevalentemente, finanziamenti a breve termine verso società controllate⁵⁴.

Rimanenze

Le rimanenze (al netto del fondo svalutazione di 185 milioni di euro al 31/12/2014) hanno riguardato, prevalentemente, prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi, gas naturale⁵⁵, nafte in deposito presso le raffinerie e greggio.

Attività per imposte sul reddito correnti

La posta, di 155 milioni di euro (293 milioni di euro nel 2013), è riferita, essenzialmente ai rimborsi spettanti per effetto della L. 2/09 che ha previsto la deducibilità dall'Ires di una quota dell'Irap.

Attività per altre imposte correnti

Concernono, prevalentemente, i crediti per Iva (159 milioni di euro) ed accise (per 47 milioni di euro), nonché quelli per imposte di consumo (per 166 milioni di euro). Sono aumentate di €244 milioni in conseguenza dei maggiori acconti versati rispetto al debito maturato in fase di conguaglio.

Altre attività correnti

A detta voce, in sostanziale aumento nel 2014, sono riconducibili: il *fair value* su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading⁵⁶ (milioni di euro 1.659), il *fair value* su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge (milioni di euro 40)⁵⁷, ed altre attività per 718 milioni di euro⁵⁸.

⁵⁴ In particolare, verso Trans Tunisian Pipeline Co SpA, Eni trading & shipping SpA, Versalis SpA, Eni Finance International SA, Saipem SpA.

⁵⁵ Depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA.

⁵⁶ Riguarda, essenzialmente, 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, su tassi di interesse e su merci.

⁵⁷ Riguarda operazioni di copertura del rischio commodity.

⁵⁸ Concernono, prevalentemente, l'ammontare relativo al gas prepagato che Eni prevede di recuperare nei prossimi dodici mesi.

ATTIVITÀ NON CORRENTI

Si espone di seguito, il dettaglio delle voci di tale posta:

Immobili, impianti e macchinari

Nelle tabelle che seguono vengono riportate le componenti di tale voce (dell'importo complessivo di 7.422 milioni di euro), raffrontandole con quelle dell'esercizio 2013:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2013										
Terreni	160						8	168	168	
Fabbricati	182	(1)		(14)	(13)		102	256	854	598
Impianti e macchinari	4.340	19		(725)	(593)	(3)	1.142	4.180	19.892	15.712
Attrezzature industriali e commerciali	25		10	(14)	(1)		12	32	304	272
Altri beni	58		8	(23)	(1)		24	66	582	516
Immobilizzazioni in corso ed acconti	2.476	5	1.092		(170)		(1.313)	2.090	2.322	232
	7.241	23	1.110	(776)	(778)	(3)	(25)	6.792	24.122	17.330

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Dismissioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2014										
Terreni	168					(1)	1	168	168	
Fabbricati	256		1	(26)	(3)		320	548	1.859	1.311
Impianti e macchinari	4.180		44	(741)	(50)	(2)	1.789	5.220	21.021	15.801
Attrezzature industriali e commerciali	32		9	(18)	(3)		159	179	540	361
Altri beni	66		5	(19)			42	94	636	542
Immobilizzazioni in corso ed acconti	2.090		1.130		(104)		(1.903)	1.213	1.437	224
	6.792		1.189	(804)	(160)	(3)	408	7.422	25.661	18.239

Nell'ambito delle voci riportate nelle suesposte tabelle: quella dei terreni (168 milioni di euro) riguarda, principalmente, le aree sulle quali sono allocati i distributori di carburante; quella dei

fabbricati (548 milioni di euro rispetto ai 256 del 2013) concerne, per la maggior parte, i fabbricati industriali impiegati nella raffinazione e nell'attività non oil della rete di distribuzione; la voce impianti e macchinari (5.220 milioni rispetto ai 4.180 milioni di euro nel 2013) riguarda essenzialmente gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi, gli impianti di raffinazione e gli impianti di distribuzione carburanti e i costi per la chiusura mineraria dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti; le immobilizzazioni in corso ed acconti (1.213 milioni in diminuzione rispetto ai 2.090 milioni di euro del 2013), concernono, prevalentemente, gli investimenti relativi allo sviluppo dei giacimenti di idrocarburi, gli interventi di ampliamento delle strutture di raffineria e le ristrutturazioni ed il potenziamento degli impianti della rete commerciale. Le svalutazioni sono state quantificate confrontando il valore di libro con quello recuperabile (costituito dal maggiore tra il *fair value*, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso).

Rimanenze immobilizzate – Scorte d'obbligo

L'importo della relativa posta, di 1.530 milioni di euro (2.649 milioni di euro al 31.12.2013), ricomprende 4,1 milioni di tonnellate di greggi e di prodotti petroliferi⁵⁹.

Attività immateriali

Le attività immateriali (1.197 milioni di euro) vengono esposte, a confronto con quelle dell'esercizio 2013, nel prospetto che segue:

⁵⁹ In relazione alle indicazioni del D.L n. 249 del 31 dicembre 2012. La misura è determinata annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico.

	Valore iniziale	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Altre variazioni	Valore finale	Valore finale	Fondo ammortamento e svalutazione
<i>(dati in milioni)</i>									
31.12.2013									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi per attività mineraria			129	(129)				730	730
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	90	4	16	(35)	(2)	14	87	923	836
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	39			(11)		(1)	27	379	352
- Immobilizzazioni in corso ed acconti	190	2	92			(16)	268	268	
- Altre attività immateriali	67			(9)		(1)	57	185	128
	386	6	237	(184)	(2)	(4)	439	2.485	2.046
Attività immateriali a vita utile indefinita									
Goodwill	771					2	773	855	82
	1.157	6	237	(184)	(2)	(2)	1.212	3.340	2.128

	Valore iniziale netto	Operazioni straordinarie	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
<i>(dati in milioni di euro)</i>									
31.12.2014									
Attività immateriali a vita utile definita									
- Costi per attività mineraria			230	(230)				1.010	1.010
- Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	87	2	19	(55)		183	236	1.128	892
- Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	27			(3)		4	28	384	356
- Immobilizzazioni in corso ed acconti	268		50			(239)	79	79	
- Altre attività immateriali	57			(8)		8	57	193	136
	439	2	299	(296)		(44)	400	2.794	2.394
Attività immateriali a vita utile indefinita									
Goodwill	773	24					797	874	77
	1.212	26	299	(296)		(44)	1.197	3.668	2.471

I “costi per attività mineraria” (230 milioni di euro) inclusivi dei costi dell’attività di ricerca di idrocarburi (162 milioni di euro) sono interamente ammortizzati nell’esercizio.

I “diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell’ingegno”, (236 milioni contro gli 87 milioni di euro del 2013), sono relativi, prevalentemente, ai costi di acquisizione e di sviluppo del software a supporto delle aree di business e di staff, ai diritti di utilizzazione di processi produttivi nel settore raffineria ed a quelli di software per la gestione dei clienti nel settore del gas.

Le “concessioni, licenze, marchi e diritti simili” (28 milioni di euro) sono relative, prevalentemente, ai diritti minerari della concessione Val d’Agri e di altri campi.

Le “immobilizzazioni in corso e acconti” (79 milioni contro i 268 milioni di euro del 2013), riguardano, principalmente, i costi relativi al software a supporto delle aree di business e di staff.

Le “altre attività immateriali” (57 milioni di euro), sono relative, prevalentemente, alle somme versate alla Regione Basilicata ed alla Regione Emilia Romagna-Provincia/Comune di Ravenna⁶⁰, nell’ambito del programma relativo alle aree della Val D’Agri e dell’Alto Adriatico.

Il “goodwill”⁶¹ (797 milioni di euro), riguarda, essenzialmente, il disavanzo di fusione risultante dall’incorporazione di ItalgasPiù, nonché il goodwill rinveniente dal bilancio delle incorporate Napoletana Gas Clienti SpA, Siciliana Gas Clienti SpA, Messina Fuel SpA, Toscana Energia Clienti SpA e ASA trade SpA.

Partecipazioni

Ammontate, al 31 dicembre 2014, a 32.871 milioni di euro, vengono espone di seguito, raffrontandole con quelle al 31 dicembre 2013:

(€ milioni)	Valore iniziale	Inventis sul capitale	Acquisizione	Cessione	Rettifiche di valore	Valutazione al fair value con effetti a CE	Valutazione al fair value con effetti a PN	Consolidamento Eni East Africa SpA	Altre variazioni ^(a)	Valore finale	Valore finale lordo	Fondo svalutazione
31.12.2013												
Partecipazioni in:												
- imprese controllate	26.404	6.322	382	(13)	(1.726)				(38)	31.331	48.248	16.917
- imprese collegate e joint venture	666	139		(12)	(100)			(69)	18	642	850	208
- altre imprese, di cui:	4.786			(2.191)		168	11			2.774	2.774	
- disponibili per la vendita	4.782			(2.191)		168	11			2.770	2.770	
- altre valutate al costo	4									4	4	
	31.856	6.461	382	(2.216)	(1.826)	168	11	(69)	(20)	34.747	51.872	17.125
31.12.2014												
Partecipazioni in:												
- imprese controllate	31.331	495	22		(1.300)				(31)	30.517	48.734	18.217
- imprese collegate e joint venture	642	(17)							(19)	606	606	
- altre imprese, di cui:	2.774			(805)		(221)				1.748	1.748	
- disponibili per la vendita	2.770			(805)		(221)				1.744	1.744	
- altre valutate al costo	4									4	4	
	34.747	478	22	(805)	(1.300)	(221)			(50)	32.871	51.088	18.217

[a] Le altre variazioni comprendono: (i) la riclassifica di Distribuidora de Gas Cuyana SA, Inversora de Gas Cuyana SA, Distribuidora de Gas del Centro SA e Inversora de Gas del Centro SA ad attività destinate alla vendita; (ii) le fusioni di ASA Trade SpA e di Eni Gas & Power GmbH; (iii) la riclassifica di Acam Clienti SpA da società collegata a società controllata.

Le partecipazioni sono diminuite, nel 2014, di 1.876 milioni di euro.

⁶⁰ Al netto dell’ammortamento, effettuato con il metodo dell’unità di prodotto.

⁶¹ Valore di avviamento.

Un apposito allegato al bilancio di esercizio 2014 contiene “Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni spa”.

Nel far rinvio agli elementi contenuti in tale allegato, si riporta, nella tabella che segue, l’indicazione delle partecipazioni in imprese controllate, collegate ed a controllo congiunto; la tabella, oltre alla quota percentuale posseduta da Eni, riporta anche il raffronto tra valore netto di iscrizione e patrimonio netto.

(dati in milioni)

Denominazione

Partecipazioni in:

Imprese controllate

- Acam clienti spa (a)
- Adriaplin doo
- Agenzia Giornalistica Italia SpA
- Asa Trade SpA (b)
- Consorzio Condecò Santapalomba (in liquidazione)
- Ecofuel SpA
- Eni Adfin SpA
- Eni Angola SpA
- Eni Corporate University SpA
- Eni Finance International SA
- Eni Fuel Centrosud SpA
- Eni Fuel Nord SpA
- Eni Gas & Power NV
- Eni Gas transport Services Srl
- Eni Insurance Ltd
- Eni International BV
- Eni International Resources Ltd
- Eni Investments Plc
- Eni Medio Oriente SpA ^(c)
- Eni Mediterranea Idrocarburi SpA
- Eni Mozambico SpA
- Eni Petroleum Co Inc
- Enipower SpA
- Eni Power Generation NV
- Eni Rete oli&nonoil SpA
- EniServizi SpA
- Eni Timor Leste SpA
- Eni Trading & Shipping SpA
- Eni West Africa SpA
- Eni Zubair SpA
- Est Più SpA
- Floaters SpA
- Ieoc SpA
- LNG Shipping SpA
- Raffineria di Gela SpA
- Saipem SpA ^(d)
- Servizi Aerei SpA
- Servizi Fondo Bombole Metano SpA
- Società Adriatica Idrocarburi SpA
- Società Ionica Gas SpA
- Società Petrolifera Italiana SpA
- Syndial SpA – Attività diversificate ^(e)
- Tecnomare SpA
- Tigàz Zrt
- Trans Tunisian Pipeline Co Ltd

Quota % posseduta al 31.12.2014	Saldo netto al 31.12.2013	Saldo netto al 31.12.2014 <i>A</i>	Valore di patrimonio netto <i>B</i>	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto <i>C=B-A</i>
100,000	6	21	8	(13)
51,000	10	10	11	1
100,000	3	2	2	
	30			
92,660
100,000	48	48	162	114
99,635	214	210	210	
100,000	217	277	53	(224)
100,000	3	3	4	1
33,613	848	848	1.139	291
100,000	20	20	27	7
100,000	23	23	22	(1)
99,999	2.798	2.798	2.777	(21)
100,000
100,000	100	100	437	337
100,000	14.780	14.780	32.148	17.368
99,998	29	29
99,999	6.101	6.101	6.398	297
100,000	11	11	11	
100,000	133	133	175	42
100,000	3	1	1	
63,857	1.250	1.250	1.180	(70)
100,000	937	937	723	(214)
99,999	5	1	1	
100,000	27	27	36	9
100,000	14	14	14	
100,000	7	8	9	1
94,734	282	282	164	(118)
100,000	11	26	26	
99,999
100,000	9	9	8	(1)
100,000	321	321	337	16
100,000	14	20	22	2
100,000	285	285	337	52
100,000	68	42	42	
42,913	183	183	1.823	1.640
100,000	80	80	85	5
100,000	14	14	14	
100,000	558	280	280	
100,000	698	666	665	(1)
99,964	24	24	24	
99,999	149	155	155	
100,000	17	17	17	
97,876			312	312
100,000	52	52	116	64

- Versalis SpA	100,000	984	438	438	
Totale imprese controllate		31.337	30.517		
Imprese collegate e joint venture					
- Distribudora de Gas Cuyana SA ^(e)	6,840	1			
- Distribudora de Gas del Centro SA ^(e)	31,350	5			
- Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	49,000	39	39	44	5
- Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	49,000	117	100	111	11
- Inversora de Gas Cuyana SA ^(e)	76,000	5			
- Inversora de Gas del Centro SA	25,000	2			
- Mariconsult SpA	50,000				
- Seram SpA	25,000			1	1
- Transmed SpA	50,000			8	8
- Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	25	25	41	16
- Uniòn Fenosa Gas SA	50,000	442	442	577	135
- Vega Parco Scientifico Tecnologico di Venezia Scarl					
- Venezia Technologie SpA	50,000			1	1
Totale imprese collegate e joint venture		636	606		
Totale imprese controllate, collegate e joint venture		31.973	31.123		

(a) In data 25 febbraio 2014, Eni ha acquistato da ACAM SpA n. 6.120 azioni del valore nominale di €10, pari al 51% del capitale sociale di €120.000 di ACAM Clienti SpA; la partecipazione è stata riclassificata tra le partecipazioni controllate.

(b) La società è stata incorporata in Eni spa in data 21 novembre 2014, con efficacia giuridica 1° dicembre 2014 e decorrenza ai fini contabili e fiscali 1° ottobre 2014.

(c) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio d'esercizio della società.

(d) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2014 (€8,77 per azione), in quota Eni, ammonta a €1.661 milioni.

(e) Partecipazioni riclassificate nelle Attività destinate alla vendita.

Sulle partecipazioni non sono state costituite garanzie reali e non si è fatto luogo alla svalutazione, se non nei limiti del valore non recuperabile di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore a quello del patrimonio netto.

Altre attività finanziarie

Sono ammontate a 3.980 milioni di euro (2.873 milioni di euro nel 2013) e sono, per la gran parte, riconducibili a crediti finanziari strumentali all'attività operativa⁶², per 3.960 milioni di euro.

Attività per imposte anticipate

La posta ammonta a 1.727 milioni di euro e riguarda, per la massima parte, imposte sul reddito anticipate Ires (1.523 milioni di euro).

⁶² Riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso: Eni Power SpA, Eni Finance International SA, Versalis SpA, Trans Tunisian Pipeline Co SpA, Saipem SpA.

Altre attività non correnti

Concernono:

<i>(dati in milioni)</i>	31.12.2013	31.12.2014
Crediti d'imposta	167	944
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	310	238
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	6	-
Altri crediti da attività di disinvestimento	31	3
Altre attività	1.979	488
	2.493	1.673

La voce "altre attività", di 488 milioni di euro, nel 2014 (1.979 nel 2013), concerne principalmente (per 395 milioni di euro) i "deferred cost", relativi ai volumi di gas non ritirati, che determinano l'attivazione della clausola "take or pay" con contropartita debiti verso fornitori gas.

Il decremento rispetto all'esercizio precedente è dovuto al ritiro di parte dei volumi prepagati negli esercizi pregressi (make-up) grazie al beneficio delle rinegoziazioni dei contratti long-term che hanno comportato una riduzione delle quantità minime contrattuali, alla riclassifica nelle altre attività correnti della parte relativa ai volumi che si prevede di recuperare nel 2015 (€496 milioni) e ad altre ottimizzazioni eseguite nell'esercizio.

Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €14 milioni (€10 milioni al 31 dicembre 2013) si riferiscono essenzialmente alla cessione del 76% della partecipazione in Inversora de Gas Cuyana SA (intera quota posseduta), del 6,84% della partecipazione in Distribuidora de Gas Cuyana SA (intera quota posseduta), del 25% della partecipazione in Inversora de Gas del Centro SA (intera quota posseduta) e del 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.

7.2.2. Il passivo dello stato patrimoniale

Il prospetto che segue espone i dati relativi al passivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2014, riportati nella tabella contenuta nell'elaborato contabile predisposto dalla Società:

	31.12.2013	31.12.2014
(euro)	Totale	Totale
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	4.535.810.535	3.798.653.941
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	1.929.193.983	3.487.775.696
Debiti commerciali ed altri debiti	8.478.090.084	9.533.078.571
Passività per imposte sul reddito correnti	1.869.000	3.382.843
Passività per altre imposte correnti	1.599.691.360	1.227.274.640
Altre passività correnti	1.293.564.079	2.647.654.320
	17.838.219.041	20.697.820.011
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	18.783.683.993	17.400.018.122
Fondi per rischi ed oneri	4.212.324.114	4.514.056.841
Fondi per benefici ai dipendenti	344.316.925	381.117.207
Altre passività non correnti	1.967.409.827	1.697.183.848
	25.307.734.859	23.992.376.018
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	0	0
TOTALE PASSIVITA'	43.145.953.900	44.690.196.029
PATRIMONIO NETTO		
Capitale sociale	4.005.358.876	4.005.358.876
Riserva legale	959.102.123	959.102.123
Altre riserve	33.557.560.399	33.710.381.852
Acconto sul dividendo	-1.992.538.374	-2.019.687.674
Azioni proprie	-200.981.512	-581.047.644
Utile netto dell'esercizio	4.414.205.018	4.454.704.262
TOTALE PATRIMONIO NETTO	40.742.706.530	40.528.811.795
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO	83.888.660.430	85.219.007.824

Nel far rinvio ai dati contenuti nel detto elaborato contabile ed alla ivi allegata relazione, si analizzano, di seguito, le più significative delle poste del passivo dello stato patrimoniale.

B) PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO

PASSIVITÀ CORRENTI

Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine, di 3.799 milioni di euro sono diminuite di 737 milioni rispetto al 2013; hanno un tasso medio ponderato di interesse pari allo 0,25% (0,28% nel 2013) e comprendono (per complessivi 50 milioni di euro) l'utilizzo di linee di credito *uncommitted*.

Debiti commerciali ed altri debiti

Vengono specificati nella tabella che segue:

<i>(dati in milioni)</i>	31.12.2013	31.12.2014
Debiti commerciali	7.354	8.377
Acconti ed anticipi	366	285
Altri debiti:		
- <i>relativi all'attività di investimento</i>	256	353
- <i>altri debiti</i>	502	518
	758	871
Totale	8.478	9.533

I “debiti commerciali” sono, principalmente, quelli verso fornitori, imprese controllate, collegate ed a controllo congiunto ed altre di gruppo.

Gli acconti e anticipi di €285 milioni riguardano essenzialmente i buoni carburante prepagati in circolazione (€219 milioni) e gli acconti ricevuti da terzi per le attività in joint venture della Exploration & Production (€50 milioni).

Gli altri debiti di €518 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€265 milioni); (ii) i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (€98 milioni) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi; (iii) i debiti verso le società controllate per IVA di gruppo (€21 milioni).

Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti, pari a 4 milioni di euro, si riferiscono per 2 milioni ad imposte estere della branch tedesca e per altri 2 alla *joint operation* raffineria di Milazzo

Altre passività correnti

Il dettaglio delle altre passività viene esposto nella tabella seguente:

<i>(milioni di euro)</i>	31.12.2013	31.12.2014
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading	751	1.776
Fari value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	210	502
Altre passività	333	369
	1.294	2.647

Il “fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura e di trading”, di 1.776 milioni di euro, riguarda 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, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie.

Il “fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge”, su operazioni in commodity di 502 milioni di euro, è riferito alla Gas & Power per operazioni di copertura del portafoglio gas.

Le “altre passività”, di 369 milioni di euro, comprendono, principalmente, la quota a breve dei compensi di carattere pluriennale riconosciuti per i contratti di trasporto e fornitura di gas ed energia elettrica e gli anticipi ricevuti dalla *joint operation* Società Oleodotti Meridionali spa per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio della raffineria di Taranto.

PASSIVITÀ NON CORRENTI

Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Se ne espone il dettaglio nella tabella che segue:

(milioni di euro)	31.12.2013			31.12.2014		
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	1.416	327	1.743	1.936	158	2.094
Obbligazioni ordinarie	14.835	1.592	16.427	13.925	2.304	16.229
Obbligazioni convertibili	2.232	8	2.240	1.239	1.024	2.263
Altri finanziatori, di cui:	301	2	303	299	3	302
- imprese controllate	297		297	297	1	298
- altri	4	2	6	3	1	4
	18.784	1.929	20.713	17.400	3.488	20.888

I debiti verso banche di €2.094 milioni derivanti da finanziamenti sono aumentati di €351 milioni; al 31 dicembre 2014 non sono state utilizzate linee di credito.

Il tasso medio ponderato di interesse delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, al 31 dicembre 2014 è stato del 3,22% per quelle in euro (3,38% al 31 dicembre 2013) e del 4,83% per quelle in dollari, come nel 2013.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, verso banche e altri finanziatori, hanno avuto un tasso di interesse medio ponderato sull'euro di 1,99% (1,66% nel 2013) e sul dollaro Usa di 4,78%, come nel 2013.

I prestiti obbligazionari, per un totale di 18.492 milioni di euro, sono evidenziati nella tabella che segue, che ne specifica l'importo nominale, la scadenza ed il tasso percentuale.

(dati in milioni)

	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse ed altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	1.500	67	1.567	EUR	2016	5,000
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	1.500	12	1.512	EUR	2019	4,125
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	1.250	3	1.253	EUR	2017	4,750
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	1.000	34	1.034	EUR	2020	4,250
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	1.000	30	1.030	EUR	2018	3,500
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	1.000	18	1.018	EUR	2020	4,000
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	750	11	761	EUR	2019	3,750
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	1.000	4	1.004	EUR	2023	3,250
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	1.200	18	1.218	EUR	2025	3,750
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	800	1	801	EUR	2021	2,625
- <i>Euro Medium Term Notes</i>	1.000	25	1.025	EUR	2029	3,625
- <i>Retail TF</i>	1.109	3	1.112	EUR	2017	4,875
- <i>Retail</i>	1.000	19	1.019	EUR	2015	4,000
- <i>Retail</i>	1.000	(1)	999	EUR	2015	Variabile
- <i>Bond US</i>	371	2	373	USD	2020	4,150
- <i>Bond US</i>	289	(1)	288	USD	2040	5,700
- <i>Retail TV</i>	215		215	EUR	2017	Variabile
Obbligazioni convertibili						
- <i>Bond convertibile azioni Galp</i>	1.028	(12)	1.016	EUR	2015	0,250
- <i>Bond convertibile azioni Snam</i>	1.250	(3)	1.247	EUR	2016	0,625
	18.262	230	18.492			

Si riporta, di seguito, la composizione dell'indebitamento finanziario netto, dalla quale emerge che, nel corso del 2014, vi è stato un decremento (di 2.104 milioni di euro) dovuto, essenzialmente, al flusso di cassa netto da attività operativa (€8.861 milioni); alle dismissioni di *asset* materiali e di quote di partecipazioni (€854 milioni), in particolare la cessione dell'8,15% del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA. Questi effetti sono state in parte assorbiti dalla distribuzione del dividendo (acconto sul dividendo dell'esercizio 2014 e saldo dividendo esercizio 2013 per complessivi €4.006 milioni), dagli investimenti in attività materiali e immateriali (€1.488 milioni), dall'incremento degli investimenti finanziari strumentali all'attività operativa (€916 milioni) e dagli investimenti netti in partecipazioni (€517 milioni) per effetto essenzialmente degli interventi sul capitale di alcune imprese controllate e dall'acquisto di azioni proprie (€380 milioni).

(€ milioni)	31.12.2013			31.12.2014		
	Correnti	Non correnti	Totale	Correnti	Non correnti	Totale
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	3.894		3.894	4.280		4.280
B. Attività finanziarie destinate al trading	5.004		5.004	5.024		5.024
C. Liquidità (A+B)	8.898		8.898	9.304		9.304
D. Crediti finanziari^(a)	5.486		5.486	6.622		6.622
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	199		199	212		212
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	327	1.416	1.743	158	1.936	2.094
G. Prestiti obbligazionari	1.600	17.067	18.667	3.327	15.165	18.492
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	4.337		4.337	3.587		3.587
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate		297	297	1	297	298
L. Altre passività finanziarie	2	4	6	2	2	4
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	6.465	18.784	25.249	7.287	17.400	24.687
N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C)	(7.919)	18.784	10.865	(8.639)	17.400	8.761

(a) La voce riguarda i crediti finanziari correnti non strumentali all'attività operativa.

Fondi per rischi ed oneri

Si espone, di seguito, il dettaglio di tale posta, relativo agli esercizi 2013 e 2014:

<i>(dati in milioni)</i>	Valore iniziale	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Riclassifiche	Valore finale
31.12.2013								
Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	1.555	(19)	48	21	(29)	(1)		1.575
Fondo rischi per contenziosi	744			36	(446)	(154)	(1)	179
Fondo rischi ed oneri ambientali	743			70	(79)	(3)		731
Fondo copertura perdite imprese partecipate	485				(485)			
Fondo esodi e mobilità lunga	135		1	184	(34)		(1)	285
Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	90					(7)		83
Fondo rischi ed oneri su approvvigionamento merci	24				(24)			
Fondo oneri per contratti onerosi				800				800
Altri fondi per rischi ed oneri	322			400	(126)	(40)	3	559
	4.098	(19)	49	1.511	(1.223)	(205)	1	4.212

<i>(milioni di euro)</i>	Valore iniziale	Variazioni di stima	Effetto attualizzazione	Accantonamenti	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Riclassifiche	Valore finale
31.12.2014								
Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	1.575	354	49	5	(33)	(4)		1.946
Fondo rischi per contenziosi	179			13	(38)	(38)		116
Fondo rischi ed oneri ambientali	731			145	(131)	(2)		743
Fondo esodi e mobilità lunga	285		10	7	(83)	(58)		161
Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	83					(1)		82
Fondo oneri per cessione Snamprogetti spa				25				25
Fondo oneri per contratti onerosi	800			9	(94)			715
Altri fondi per rischi ed oneri	559			321	(112)	(42)		726
	4.212	354	59	525	(491)	(145)		4.514

Il “fondo smantellamento e ripristino siti e social project” riguarda, essenzialmente, i costi presunti per la chiusura dei pozzi e per la rimozione delle strutture ed il ripristino siti.

Il fondo rischi e oneri ambientali riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali relativi in particolare sui siti di Crotone, Avenza, San Gavino, Pontenossa, Gavorrano e Manciano a fronte delle garanzie rilasciate a Syndial SpA all’atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA; (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio, negli impianti di raffinazione, negli impianti per l’estrazione di idrocarburi, nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti; (iii) la stima degli oneri ambientali connessi agli accordi con Erg SpA per il conferimento a Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo e ad altri siti non operativi.

Il “fondo rischi per contenziosi” comprende gli oneri previsti per penalità contrattuali, contenziosi legali e sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura.

Il “fondo esodi e mobilità lunga” riguarda, principalmente, gli accantonamenti a carico di Eni relativi alla procedura di collocamento in mobilità.⁶³

Il “fondo per oneri cessione Agricoltura SpA” concerne gli oneri a fronte di garanzie rilasciate a Syndial SpA all’atto della cessione delle partecipazioni nell’Agricoltura SpA.

⁶³ Ai sensi della Legge 223/1991.

Gli “altri fondi” concernono, prevalentemente: gli oneri sociali ed il trattamento di fine rapporto connesso all’incentivo monetario differito; gli oneri connessi al riconoscimento di conguagli ai clienti; gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi; gli oneri per dismissione e ristrutturazione; gli oneri relativi ai contenziosi con l’Amministrazione finanziaria.

Fondi per benefici ai dipendenti

Al 31 dicembre 2014 ammontano a 381 milioni di euro (344 nel 2013) ed afferiscono, principalmente, al trattamento di fine rapporto di lavoro subordinato⁶⁴.

Altre passività non correnti

Concernono:

<i>(milioni di euro)</i>	31.12.2013	31.12.2014
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	430	301
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	1	
Depositi cauzionali	249	247
Altre passività	1.287	1.149
	1.967	1.697

Il “*fair value* su strumenti finanziari derivati non di copertura” riguarda, principalmente, contratti 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, su tassi di interesse e su merci e, pertanto, non riferibili a specifiche transazioni commerciali e finanziarie.

I “depositi cauzionali a lungo termine” sono relativi, principalmente, a quelli ricevuti da clienti per la fornitura di gas ed energia elettrica.

Le “altre passività” riguardano principalmente gli accordi con GDF Suez per la fornitura pluriennale di energia elettrica e gas e la competenziazione degli effetti relativi alla cessione di alcuni contratto di trasporto gas.

PATRIMONIO NETTO

La tabella che segue, espone il dettaglio della composizione del patrimonio netto nell’esercizio di interesse:

⁶⁴ Disciplinato dall’art. 2120 del codice civile.

<i>(milioni di euro)</i>	31.12.2013	31.12.2014
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(201)	(581)
Riserva per acquisto di azioni proprie	6.201	6.201
Altre riserve di capitale:	9.990	9.990
<i>Riserve di rivalutazione:</i>	9.927	9.927
- legge n. 576/1975	1	1
- legge n. 72/1983	3	3
- legge n. 408/1990	2	2
- legge n. 413/1991	39	39
- legge n. 342/2000	9.839	9.839
- legge n. 448/2001	43	43
<i>Riserva conferimenti leggi nn. 730/1983, 749/1985, 41/1986</i>	63	63
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(179)	(347)
Riserva fair value partecipazioni disponibili per la vendita al netto dell'effetto fiscale	76	
Riserva IFRS 10 e 11 non disponibili	6	7
Riserva IFRS 10 e 11 disponibili		4
Altre riserve di utili non disponibili:	1.489	1.107
<i>Riserva art. 6, comma 1 lettera a) D.Lgs. 38/2005</i>	1.515	1.152
<i>Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale</i>	(26)	(45)
Altre riserve di utili disponibili:	15.976	16.749
<i>Riserva disponibile</i>	15.462	16.230
<i>Riserva da contributi in c/capitale art. 88 DPR n. 917/1986</i>	412	412
<i>Riserva art. 14 legge n. 342/2000</i>	74	74
<i>Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari legge n. 169/1983</i>	19	19
<i>Riserva da avanzo di fusione</i>	8	13
<i>Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993</i>	1	1
Acconto su dividendi	(1.993)	(2.020)
Utile dell'esercizio	4.414	4.455
	40.743	40.529

Tra le componenti più significative del patrimonio netto, si possono evidenziare le seguenti:

▪ “Capitale sociale”

Sulla composizione del capitale sociale al 31 dicembre 2014, si rinvia a quanto già segnalato nella premessa al presente referto.

▪ “Riserva legale”

La riserva legale, di 959 milioni di euro, ricomprende l'importo (di 132 milioni di euro) determinato dalla conversione in euro del capitale sociale, deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea; tale importo non viene calcolato ai fini del raggiungimento del limite fissato dall'art. 2430 del Codice

Civile (“il quinto del capitale sociale”)⁶⁵.

- “Azioni proprie acquistate”

Le azioni proprie sono ammontate a 581 milioni di euro (201 milioni di euro, nel 2013) poiché nell’esercizio ne sono state acquistate per il corrispettivo di 380 milioni di euro.

- “Riserva per acquisto azioni proprie”

La riserva per acquisto azioni proprie è di 6.201 milioni di euro. L’Assemblea dell’8 maggio 2014 ha autorizzato il Consiglio di Amministrazione, ai sensi dell’articolo 2357, secondo comma, del Codice Civile, ad acquistare sul Mercato Telematico Azionario fino a un massimo di 363.000.000 di azioni ordinarie Eni.

- “Altre riserve di capitale”

Le altre riserve di capitale, per 9.990 milioni di euro, concernono: riserve di rivalutazione e riserva conferimenti⁶⁶.

- “Altre riserve di utili non disponibili”

Le altre riserve di utili non disponibili di 1.107 milioni di euro riguardano: (i) la riserva art. 6 comma 1 lettera a) del D.Lgs 38/2005 corrispondente alle plusvalenze iscritte nel conto economico, al netto del relativo onere fiscale, e diverse da quelle riferibili agli strumenti finanziari di negoziazione e all’operatività in cambi e di copertura, che discendono dall’applicazione del criterio del fair value e (ii) la riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell’effetto fiscale.

- “Altre riserve di utili disponibili”

Le altre riserve di utili disponibili, di 16.749 milioni di euro, riguardano, prevalentemente, la “riserva disponibile”, di 16.230 milioni di euro.

- “Acconto sui dividendi”

L’acconto sul dividendo, di 2.020 milioni di euro, riguarda l’acconto sul dividendo⁶⁷ dell’esercizio 2014 di 0,56 euro per azione, di cui si è già detto.

La tabella che segue mostra il dettaglio della variazione del patrimonio netto rispetto al valore dello stesso al 31 dicembre 2013, ponendo a raffronto le ragioni di incremento e di decremento dello stesso.

⁶⁵ La riserva è disponibile per la sola copertura perdite. La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto la misura del quinto del capitale sociale come richiesto dall’art. 2430 c.c..

⁶⁶ Leggi 730/1983, 749/1985 e 41/1986.

⁶⁷ Deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 17 settembre 2014, ai sensi dell’art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 25 settembre 2014.

Patrimonio netto

<i>(dati in milioni)</i>	
Patrimonio netto al 31 dicembre 2013	40.743
<i>Incremento per:</i>	
Utile netto	4.455
Altri incrementi	2
	4.457
<i>Decremento per:</i>	
Acconto sul dividendo 2014	(2.020)
Distribuzione saldo dividendo 2013	(1.986)
Acquisto azione proprie	(380)
Variatione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(168)
Variatione fair value di partecipazioni al netto dei rigiri e dell'effetto fiscale	(76)
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(19)
Operazioni straordinarie under common control	(14)
Diritti decaduti stock option	(7)
Costi accessori all'acquisto azioni proprie	(1)
	(4.671)
Patrimonio netto al 31 dicembre 2014	40.529

7.3. Il conto economico

Il prospetto che segue espone i dati relativi al conto economico dell'esercizio 2014, riportati nella tabella contenuta nell'elaborato contabile predisposto dalla Società:

	2013	2014
(euro)	Totale	Totale
RICAVI		
Ricavi della gestione caratteristica	48.018.257.668	42.349.647.865
Altri ricavi e proventi	270.698.920	359.213.904
Totale ricavi	48.288.956.588	42.708.861.769
COSTI OPERATIVI		
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	-48.516.896.424	-41.781.292.583
Costo lavoro	-1.196.855.337	-1.073.035.032
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	-167.500.094	-79.273.951
Ammortamenti e svalutazioni	-1.704.134.536	-1.260.347.578
UTILE OPERATIVO	-3.332.459.803	-1.485.087.375
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
Proventi finanziari	2.080.926.355	1.426.005.179
Oneri finanziari	-2.464.343.423	-1.919.215.997
Proventi netti da attività finanziarie destinate al trading	3.792.751	23.799.369
Strumenti derivati	-90.902.345	330.023.966
	-470.526.662	-139.387.483
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	8.401.534.112	5.522.666.992
UTILE ANTE IMPOSTE	4.598.547.647	3.898.192.134
Imposte sul reddito	-184.342.629	556.512.128
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO	4.414.205.018	4.454.704.262

Nel rinviare ai dati contenuti nel bilancio d'esercizio ed alla ivi allegata relazione, si analizzano, di seguito, le più significative delle poste del conto economico.

RICAVI

Ricavi della gestione caratteristica

I ricavi della gestione caratteristica si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014
Ricavi delle vendite e delle prestazioni	48.012	42.356
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	8	(?)
Variazione delle rimanenze per la quota di accise su prodotti petroliferi	(2)	1
	48.018	42.350

I ricavi delle vendite e delle prestazioni si analizzano come segue:

(milioni di euro)	2013	2014	% 2014-2013
Gas naturale e GPL	19.924	17.013	-15%
Prodotti Petroliferi	18.901	16.465	-13%
Energia elettrica ed <i>utility</i>	3.880	3.387	-13%
Greggi	1.900	1.809	-5%
GNL	1.786	1.998	12%
Vettoriamento gas su tratte estere	151	103	-32%
Gestione sviluppo sistemi informatici	104	69	-34%
Gestione energia	9	5	-44%
Altre vendite e prestazioni	1.357	1.517	12%
	48.012	42.356	-12%

Come già in precedenza rappresentato, i ricavi da vendita di gas naturale e GPL riguardano le vendite di gas in Italia, all'estero e le vendite di GPL sul mercato rete ed extra rete e su altri canali di vendita; quelli da vendita di prodotti petroliferi le vendite effettuate nelle stazioni di servizio in Italia, e quelle a società controllate e collegate in Italia e all'estero; le vendite di prodotti per la petrolchimica, di lubrificanti e altri prodotti, le vendite di carburanti e combustibili extra rete, le vendite per combustibile navi e avio.

I ricavi da energia elettrica e utility riguardano le vendite a terzi e a società controllate, in particolare in Italia; quelli da vendita greggi riguardano le vendite a società controllate; i ricavi da vendita GNL essenzialmente vendite a terzi.

I ricavi da vettoriamento gas su tratte estere riguardano i corrispettivi della cessione di capacità di trasporto su tratte di gasdotti esteri non utilizzata a valere su contratti di acquisto di capacità di trasporto a lungo termine.

I ricavi derivanti dalla gestione e dallo sviluppo dei sistemi informatici riguardano le attività di gestione e di presidio dei sistemi informativi e la progettazione e la realizzazione di sistemi informatici per le società del Gruppo.

I ricavi derivanti dall'attività di gestione energia riguardano la gestione di impianti di riscaldamento.

Le altre vendite e prestazioni riguardano principalmente le prestazioni tecniche e di assistenza svolte dalla E&P nell'interesse di imprese controllate e altre imprese.

I ricavi della gestione caratteristica per linea di business si analizzano come di seguito indicato:

<i>(milioni di euro)</i>	2013	2014
Exploration & Production	3.827	3.319
Gas & Power	25.596	22.597
Refining & Marketing	22.284	19.449
Corporate	1.055	981
Elisioni	(4.744)	(3.996)
	48.018	42.350

I ricavi della Exploration & Production di €3.319 milioni sono diminuiti di €508 milioni, pari al 13,3%, a seguito essenzialmente: (i) della diminuzione del prezzo di vendita del gas naturale (25,3%) e di quello in euro del greggio (11,1%); (ii) della diminuzione dei volumi di gas prodotti, pari al 7,5%, equivalente a 2,3 milioni di boe, connessa principalmente al declino dei giacimenti dell'offshore adriatico. Tali effetti sono stati parzialmente rettificati: (i) dai maggiori ricavi per prestazioni di servizi alle consociate estere; (ii) dall'aumento dei volumi di olio prodotti, pari al 2,9%, equivalente a 0,6 milioni di boe, connesso principalmente all'entrata in produzione di nuovi impianti nella concessione Val d'Agri.

I ricavi della Gas & Power di €22.597 milioni sono diminuiti di €2.999 milioni, pari all'11,7%, per effetto del deterioramento delle condizioni di mercato che riflette la pressione competitiva e la debole domanda, in particolare nel segmento termoelettrico, nonché per effetto del clima mite registrato nell'esercizio.

I ricavi della Refining & Marketing di €19.449 milioni sono diminuiti di €2.835 milioni, pari al 12,7%, a seguito essenzialmente della riduzione dei prezzi di vendita dei prodotti petroliferi e del calo delle vendite.

I ricavi della Corporate di €981 milioni sono diminuiti di €74 milioni, pari al 7%, per effetto essenzialmente dei minori addebiti alle linee di business e alle società del Gruppo in relazione ai minori servizi resi a seguito delle azioni di efficienza avviate soprattutto nelle attività di gestione e sviluppo dei sistemi informatici.

Altri ricavi e proventi

Ammontano a 359 milioni di euro (271 nel 2013) e concernono principalmente i proventi per attività in joint venture afferenti all'addebito ai partner di prestazioni interne, locazioni e proventi da affitto di rami d'azienda.

COSTI OPERATIVI

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

La posta, di 41.782 milioni di euro, è diminuita, nell'esercizio in esame, di 6.735 milioni di euro – come evidenzia l'analisi riportata nel bilancio - in seguito, particolarmente, alla diminuzione dei costi per le materie prime⁶⁸, per materiale di consumo e per merci.

Costo del lavoro

Come mostra la tabella riportata al paragrafo 1.2. del Capitolo III del presente referto, il costo del lavoro, nel 2014, (€/milioni 1.073) è diminuito di €124 milioni in relazione essenzialmente ai minori oneri di incentivazione all'esodo e comprende oneri per programmi a contributi definiti per €54 milioni.

ALTRI PROVENTI ED ONERI OPERATIVI

Gli altri oneri operativi netti di €79 milioni (oneri operativi netti di €168 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano: la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting (€80 milioni); la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity posti in essere dalla Gas & Power (provento netto di €1 milione).

⁶⁸ Principalmente gas naturale.

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Ammontanti a 1.260 milioni di euro, sono diminuiti di 480 milioni di euro, a seguito essenzialmente della circostanza che nel 2013 furono rilevate maggiori svalutazioni, relative, in particolare, agli impianti di raffinazione.

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

I proventi (oneri) finanziari si specificano in dettaglio nelle tabelle che seguono:

<i>milioni di euro</i>	2013	2014
Proventi (oneri) finanziari		
Proventi finanziari	2.080	1.426
Oneri finanziari	(2.464)	(1.919)
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading	4	24
	(380)	(469)
Strumenti finanziari derivati	(91)	330
	(471)	(139)

VALORE NETTO DEI PROVENTI ED ONERI FINANZIARI:

	<i>(milioni di euro)</i>	
	2013	2014
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi ed altri oneri su prestiti obbligazionari	(659)	(680)
Interessi ed altri oneri verso banche ed altri finanziatori	(72)	(52)
Interessi attivi su depositi e c/c	27	12
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading	4	24
Interessi ed altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	94	66
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(27)	(21)
	(633)	(651)
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive realizzate	1.669	692
Differenze attive da valutazione	84	371
Differenze passive realizzate	(1.555)	(823)
Differenze passive da valutazione	(79)	(234)
	119	6
Altri proventi (oneri) finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo^(a)	(49)	(59)
Interessi ed altri proventi su crediti finanziari strumentali all'attività operativa	109	128
Commissioni per servizi finanziari	50	52
Oneri correlati a operazioni di factoring	(26)	(32)
Interessi su crediti d'imposta	3	44
Altri proventi	26	61
Altri oneri	(27)	(58)
	83	136
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	51	40
	(380)	(469)

^(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi rischi ed oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio

I proventi netti su strumenti finanziari derivati su valute e su tassi di interesse di €330 milioni si determinano per effetto: della rilevazione a conto economico degli effetti relativi ai regolamenti e alla valutazione al *fair value* dei contratti derivati che non possono considerarsi di copertura secondo gli IFRS in quanto realizzati per importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi di interesse e, pertanto, non sono riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie; della rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla quota inefficace del *fair value* degli strumenti finanziari derivati su cambi posti in essere dalla Gas & Power (onere netto di €6 milioni).

PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

Si specificano, di seguito, i proventi netti su partecipazioni, ammontati nel 2014, a 5.523 milioni di euro:

(dati in milioni)

	2013	2014
Dividendi	9.888	6.992
Plusvalenze nette da vendite	173	97
Altri proventi	175	10
Totale proventi	10.236	7.099
Svalutazioni e perdite	(1.834)	(1.576)
	8.402	5.523

Nei prospetti che seguono, vengono evidenziati in dettaglio i proventi su partecipazioni, le svalutazioni e gli altri oneri.

(€ milioni)	2013	2014
Dividendi		
Eni International BV	6.966	6.523
Ecofuel SpA	116	116
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	132	80
Eni Finance International SA	57	67
Trans Tunisian Pipeline Company Ltd	90	63
Snam SpA	72	43
Unión Fenosa Gas SA		23
Galp Energia SGPS SA	43	22
Eni Insurance Ltd	27	10
Eteria Parohis Aeriou Thessalonikis AE	11	10
LNG Shipping SpA	153	6
Eteria Parohis Aeriou Thessalias AE	6	5
Tecnomare SpA	11	4
Eni Adfin SpA	4	4
Eni Investments Plc	1.964	
Saipem SpA	129	
EniPower SpA	85	
Altre	22	16
	9.888	6.992
Plusvalenze nette da vendite		
Rigiro Riserva patrimoniale da valutazione al fair value - Galp Energia SGPS SA	67	77
Vendita azioni Galp Energia SGPS SA	31	19
Vendita azioni Snam SpA	67	
Rigiro Riserva patrimoniale da valutazione al fair value - Snam SpA	8	
Vendita Isontina Reti Gas SpA		1
	173	97
Altri proventi		
Proventi da valutazione al fair value azioni Snam SpA al servizio del Bond Convertibile	158	10
Proventi da valutazione al fair value azioni Galp Energia SGPS SA al servizio del Bond Convertibile	10	
Rivalutazione Immobiliare Est SpA	7	
	175	10
Totale proventi	10.236	7.099

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	2013	2014
Svalutazioni		
Versalis SpA	630	546
Società Adriatica Idrocarburi SpA		278
Syndial SpA	299	255
Raffineria di Gela SpA	21	107
Eni West Africa SpA	20	47
Società Ionica Gas SpA	331	32
Eni Mozambico SpA	8	21
Eni Gas & Power NV	308	
Eni East Africa SpA	86	
Tigáz Zrt	81	
leoc SpA	20	
Distribuidora de Gas del Centro SA	9	
Eni Adfin SpA	8	4
Altre minori	12	10
	1.833	1.300
Altri oneri		
Oneri da valutazione al fair value azioni Galp Energia SGPS SA al servizio del Bond Convertibile		231
Perdite su partecipazione Raffineria di Gela SpA		15
Oneri per cessione Snamprogetti SpA		30
Vendita azioni Est Reti Elettriche SpA	1	
	1	276
Totale oneri	1.834	1.576

Imposte sul reddito

Se ne fornisce il dettaglio di seguito:

(milioni di euro)	2013	2014
IRES	60	9
- IRAP	(9)	1
Addizionale Legge n. 7/09	(184)	824
Totale imposte correnti	(133)	834
Imposte differite	42	(47)
Imposte anticipate	790	214
Svalutazione imposte anticipate	(903)	(500)
Totale imposte differite ed anticipate	(71)	(333)
Totale imposte sul reddito di Eni spa	(204)	501
Imposte correnti relative alla joint operation	(5)	1
Imposte anticipate nette relative alla joint operation	25	54
Totale imposte sul reddito joint operation	20	55
	(184)	556

Le imposte sul reddito di Eni spa positive per €501 milioni sono migliorate di €705 milioni a seguito: dell'intervenuta definizione con l'Agenzia delle entrate delle modalità di determinazione della base imponibile dell'addizionale IRES di cui alla legge n. 7 del 6 febbraio 2009 (cosiddetta Libyan Tax),

con effetto dall'esercizio 2009 (€1.008 milioni, di cui €824 milioni dovuti al provento rilevato nel 2014); della minore svalutazione delle imposte anticipate effettuata a seguito dell'analisi della loro recuperabilità e in funzione della tempistica attesa per il rigiro delle differenze temporanee (€403 milioni). Questi effetti positivi sono stati parzialmente compensati principalmente dalle minori imposte anticipate rilevate per effetto principalmente della sentenza del 9 febbraio 2015, depositata in data 11 febbraio, con la quale la Corte Costituzionale ha dichiarato l'illegittimità costituzionale dell'articolo 81 del Decreto Legge 25 giugno 2008 n. 112 relativamente alla parte che aveva istituito l'addizionale all'IRES, cosiddetta Robin Tax, che ha comportato lo storno della fiscalità differita attiva al netto di quella passiva relativa alla suddetta addizionale (€374 milioni) nonché da altri fenomeni di minore entità.

UTILE DELL'ESERCIZIO

E' ammontato a 4.455 milioni di euro in aumento, rispetto al 2013, di € 41 milioni (+0,9%) per effetto del miglioramento del risultato operativo connesso agli effetti positivi: (i) delle rinegoziazioni dei contratti gas, delle azioni di ristrutturazione ed efficienza parzialmente assorbiti dal continuo deterioramento dello scenario energetico che ha sensibilmente ridotto i ricavi dell'Exploration & Production e dall'adeguamento del valore delle scorte di greggio e prodotti petroliferi ai prezzi correnti; (ii) del miglioramento della gestione fiscale. Tali effetti positivi sono stati parzialmente assorbiti dai minori proventi netti su partecipazioni.

8. Bilancio consolidato del Gruppo Eni dell'esercizio 2014

8.1. Contenuto e forma del bilancio consolidato

Il bilancio consolidato dell'esercizio 2014 è stato elaborato nel rispetto dei “principi contabili internazionali” (*International financial reporting standards – IFRS*) indicati dall'International Accounting standards board (IASB) ed adottati dalla Commissione Europea, nonché dei provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/2005⁶⁹.

Il bilancio consolidato comprende quelli di Eni spa e delle imprese italiane e straniere sulle quali Eni esercita direttamente od indirettamente il controllo.

Come in precedenza già accennato, in un apposito allegato “Imprese e partecipazioni rilevanti di Eni spa al 31 dicembre 2014”, che costituisce parte integrante del bilancio consolidato, sono indicate le imprese consolidate, quelle controllate non consolidate, le imprese controllate con altri soci, le imprese collegate e le partecipazioni rilevanti.

Il bilancio, approvato nella riunione del Cda del 12 marzo 2015, è corredato dall'attestazione dell'Amministratore Delegato e del Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni S.p.A.⁷⁰, nonché dalla relazione della Società di revisione⁷¹ e dal parere del Collegio Sindacale.

⁶⁹ I principi contabili internazionali, utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato, sono sostanzialmente coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2014, in quanto le attuali differenze tra gli IFRS omologati dalla Commissione europea e quelli emessi dallo IASB riguardano fattispecie non presenti nella realtà del Gruppo.

⁷⁰ Ai sensi dell'art. 154 bis, comma 5, del D.Lgs. n. 58/98 (Testo Unico della Finanza).

⁷¹ Ai sensi degli artt. 14 e 16 del D.Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39. In particolare, la Società di Revisione, in data 2 aprile 2015, ha affermato che “il bilancio consolidato del gruppo dell'Eni, al 31 dicembre 2014, è conforme agli *International Financial Reporting Standards*, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D.Lgs. n. 38/2005; esso è, pertanto 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 al 31 dicembre 2012”.

8.2. Lo stato patrimoniale

8.2.1. L'attivo dello stato patrimoniale

La tabella che segue espone i dati relativi all'attivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2014:

	31.12.2013	31.12.2014
<i>(milioni di euro)</i>	Totale	Totale
ATTIVITA'		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	5.431	6.614
Attività finanziarie destinate al trading	5.004	5.024
Attività finanziarie disponibili per la vendita	235	257
Crediti commerciali ed altri crediti	28.890	28.601
Rimanenze	7.939	7.555
Attività per imposte sul reddito correnti	802	762
Attività per altre imposte correnti	835	1.209
Altre attività correnti	1.325	4.385
	50.461	54.407
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	63.763	71.962
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	2.573	1.581
Attività immateriali	3.876	3.645
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3153	3.115
Altre partecipazioni	3.027	2.015
Altre attività finanziarie	858	1.022
Attività per imposte anticipate	4.658	5.231
Altre attività non correnti	3.676	2.773
	85.584	91.344
Attività destinate alla vendita	2.296	456
TOTALE ATTIVITA'	138.341	146.207

Nel far rinvio ai dati contenuti nell'elaborato contabile del Gruppo Eni, ed alla ivi allegata relazione, si analizzano, di seguito, le più significative fra le poste attive dello stato patrimoniale.

A) ATTIVITÀ

ATTIVITÀ CORRENTI

Disponibilità liquide ed equivalenti

Si sostanziano in 6.614 ml, in aumento di 1.183 ml, e comprendono attività finanziarie esigibili entro 90 giorni ⁷², per 3.373 milioni di euro, riguardanti, essenzialmente, depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.

Attività finanziarie destinate al trading

Sono rilevate al *fair value* con imputazione degli effetti alla voce di conto economico “Proventi (oneri) finanziari”.

Attività finanziarie disponibili per la vendita

La posta ricomprende titoli strumentali all’attività operativa (milioni di euro 244) - che concernono titoli a copertura delle riserve tecniche della società assicurativa di Gruppo Eni Insurance Ltd - e “titoli non strumentali all’attività operativa” (milioni di euro 13).

Crediti commerciali ed altri crediti

Nel 2013 sono ammontati a 28.890 milioni di euro e ricomprendono “crediti commerciali” (per 21.212 milioni di euro); “crediti finanziari” (per 1.013 milioni di euro) ed “altri crediti” (per 6.665 milioni di euro).

Il decremento della posta, nel 2014 di 289 ml, è attribuibile per 1.503 ml alla diminuzione dei crediti commerciali, a sua volta, prevalentemente, riferibile ai settori E&P e G&P.

I crediti sono iscritti al netto del fondo svalutazione 2.353 ml.

Rimanenze

Le rimanenze concernono materie prime e di consumo; prodotti in corso di lavorazione; lavori in corso su ordinazione; prodotti finiti e merci. Si sostanziano in 7.555 ml, in decremento rispetto ai 7.939 ml del 2013.

⁷² Il tasso di interesse effettivo è dello 0,15%.

Attività per altre imposte correnti

Concernono, prevalentemente, l'Iva (per 817 milioni di euro, su di un totale di 1.209 milioni di euro), il cui valore, nel 2014, è aumentato.

Altre attività correnti

A tale voce sono riconducibili le poste: “*fair value* su strumenti finanziari derivati di copertura *cash flow hedge*” per 41 milioni di euro⁷³; “*fair value* su altri strumenti finanziari derivati” per 3.258 milioni di euro⁷⁴; “altre attività” per 1.086 milioni di euro⁷⁵.

⁷³ Vengono riferite ad operazioni di copertura del rischio prezzo e rischio cambio relativi a somministrazioni di gas.

⁷⁴ E' calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider, oppure, in alternativa, sulla base di appropriate tecniche di valutazione adottate in ambito finanziario.

⁷⁵ Comprendono una quota relativa al gas prepagato che Eni prevede di recuperare e ratei e risconti: per prestazioni di servizio anticipate; per affitti e canoni; per premi assicurativi.

ATTIVITÀ NON CORRENTI

Immobili, impianti e macchinari

Si espone di seguito il dettaglio di tale voce:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Riclassifica ad attività destinate alla vendita	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2013											
Terreni	677	10		(8)		(19)	(3)	10	667	693	26
Fabbricati	1.170	72	(116)	(37)	18	(29)	(7)	197	1.268	3.404	2.136
Impianti e macchinari	40.047	3.825	(7.071)	(1.847)		(1.570)	(145)	8.334	41.573	121.429	79.856
Attrezzature industriali e commerciali	425	142	(125)	(4)		(19)		31	450	1.865	1.415
Altri beni	731	80	(142)	(1)	1	(10)		(294)	365	1.953	1.588
Immobilizzazioni in corso ed acconti	21.748	6.784		(219)		(996)		(7.877)	19.440	21.424	1.984
	64.798	10.913	(7.454)	(2.116)	19	(2.643)	(155)	401	63.763	150.768	87.005

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Riclassifica ad attività destinate alla vendita	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2014											
Terreni	667	7		(1)		2	(51)	(9)	615	642	27
Fabbricati	1.268	129	(126)	(20)		40	(80)	422	1.633	4.463	2.830
Impianti e macchinari	41.573	3.763	(7.850)	(1.141)	245	3.363	(3)	6.795	46.745	140.353	93.608
Attrezzature industriali e commerciali	450	129	(121)	(15)	(1)	21		127	590	2.099	1.509
Altri beni	365	70	(90)	(1)		17	(3)	100	458	2.159	1.701
Immobilizzazioni in corso ed acconti	19.440	6.587		(362)		1.652	(1)	(5.395)	21.921	24.311	2.390
	63.763	10.685	(8.187)	(1.540)	244	5.095	(138)	2.040	71.962	174.027	102.065

Gli investimenti, di 10.685 milioni di euro, concernono, prevalentemente, i settori Exploration & Production, Versalis, Refining & Marketing e Ingegneria & Costruzioni comprendono oneri finanziari per 161 milioni di euro⁷⁶.

⁷⁶ Il tasso di interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è compreso tra il 2,7% ed il 5,3%.

Le svalutazioni 1.540 milioni di euro (2.116 milioni di euro nel 2013), quantificate rapportando il valore di libro al valore recuperabile - come mostra il prospetto che segue, che indica i settori di attività, per il valore a fianco di ciascuno specificato (al lordo del relativo effetto fiscale) - hanno riguardato, prevalentemente, le Divisioni E&P e I&C:

<i>(milioni di euro)</i>	2013	2014
Svalutazioni:		
- Exploration & Production	209	695
- Gas & Power	1.200	79
- Refining & Marketing	633	234
- Versalis	55	98
-Ingegneria & Costruzioni		420
- Altri settori	19	14
	2.116	1.540

Rimanenze immobilizzate – scorte d’obbligo

Le scorte d’obbligo⁷⁷ riguardano le quantità minime di greggio, di prodotti petroliferi e di gas naturale che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

⁷⁷ Detenute, prevalentemente, da società italiane (2.550 e 1.556 milioni di euro, rispettivamente, nel 2013 e nel 2014).

Attività immateriali

Le attività immateriali vengono esposte di seguito:

(milioni di euro)	Valore iniziale netto	Investimenti	Ammortamenti	Svalutazioni	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale netto	Valore finale lordo	Fondo ammortamento e svalutazione
31.12.2014										
Attività immateriali a vita utile definita										
- Costi per attività mineraria	462	1.422	(1.564)			37	(50)	307	2.950	2.643
-Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	131	31	(75)			1	197	285	1.479	1.194
-Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	576	17	(117)	(2)			5	479	2.516	2.037
-Accordi per servizi in concessione	32	1	(1)					32	49	17
-Immobilizzazioni in corso ed acconti	360	69					(250)	179	184	5
- Altre attività immateriali	169	15	(32)			2	12	166	2.299	2.133
	1.730	1.555	(1.789)	(2)		40	(86)	1.448	9.477	8.029
Attività immateriali a vita utile indefinita										
Godwill	2.146			(51)	67	36	(1)	2.197		
	3.876	1.555	(1.789)	(53)	67	76	(87)	3.645		

I costi per attività mineraria, del valore finale netto di 307 milioni di euro (462 milioni di euro nel 2013), riguardano, prevalentemente, i bonus corrisposti per l'acquisizione di titoli minerari esplorativi che vengono ammortizzati linearmente nel periodo esplorativo concordato con l'Ente concedente; in caso di rilascio o di cessazione, gli stessi vengono integralmente svalutati⁷⁸.

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili, dal valore finale netto di 479 milioni di euro (576 nel 2013), afferiscono, prevalentemente, ai diritti di trasporto del gas naturale di importazione dall'Algeria ed alle concessioni di sfruttamento minerario.

Gli accordi per servizi in concessione, di 32 milioni di euro riguardano, essenzialmente, l'attività di distribuzione del gas all'estero.

Le altre attività immateriali di 166 milioni di euro riguardano, principalmente, i diritti relativi all'utilizzo di licenze da parte di Versalis SpA e la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti da Eni spa con diverse Regioni.

⁷⁸ Il flusso di investimenti dell'esercizio (1.422 milioni di euro) accoglie i costi della ricerca mineraria, ammortizzati interamente all'atto del sostenimento, che ammontano a 1.304 milioni e bonus firma per 68 milioni.

Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto

Ammontanti, a 3.115 milioni di euro, vengono espone di seguito:

(milioni di euro)	Valore iniziale	Acquisizioni e sottoscrizioni	Cessioni e rimborsi	Plusvalenze da valutazione al patrimonio	Minusvalenze da valutazione al patrimonio	Decremento per dividendi	Variazione dell'area di consolidamento	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore finale
31.12.2014										
Partecipazioni in imprese controllate	201	5	(2)	27	(10)	(19)	3	18	(27)	196
Partecipazioni in imprese a controllo congiunto	1.068	51	(20)	133	(18)	(98)		38	61	1.215
Partecipazioni in imprese collegate	1.884	316	(461)	55	(58)	(78)		189	(143)	1.704
	3.153	372	(483)	215	(86)	(195)	3	245	(109)	3.115

Le acquisizioni e le sottoscrizioni, per 372 milioni di euro (289 milioni di euro nel 2013), si riferiscono alla sottoscrizione di aumenti di capitale sociale, di cui 268 milioni di euro relativi ad South Stream Transport.

Le cessioni ed i rimborsi, per complessivi 483 milioni di euro (12 milioni di euro nel 2013), sono riferiti alla cessione di South Stream Transport e di EnBW Eni Verwaltungsgesellschaft-mbH.

Altre attività finanziarie

Si sostanziano in 1.022 ml (858 ml nel 2013) e sono composte: da crediti finanziari strumentali all'attività operativa⁷⁹ per 946 milioni di euro, (finanziamenti concessi principalmente dai settori Exploration & Production, Gas & Power e Versalis); da titoli strumentali all'attività operativa, per 76 milioni di euro, (titoli quotati emessi dallo Stato italiano, da Stati esteri e dalla Banca Europea per gli Investimenti e che si intende mantenere fino alla scadenza).

Attività per imposte anticipate

Sono indicate al netto delle passività per imposte differite compensabili di 3.915 milioni di euro.

⁷⁹ Esposti al netto del fondo svalutazione di 134 milioni di euro.

Altre attività non correnti

concernono:

<i>(milioni di euro)</i>	31.12.2013	31.12.2014
Attività per imposte correnti:		
- Amministrazione finanziaria italiana		
- per crediti d'imposta sul reddito	133	864
- per interessi su crediti d'imposta	65	94
	198	958
- Amministrazioni finanziarie estere	267	265
	465	1.223
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	702	636
- altri	148	153
	850	789
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	256	196
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	6	
Altre attività	2.099	565
	3.676	2.773

L'incremento dei crediti d'imposta sul reddito di €731 milioni comprende l'iscrizione del provento d'imposta di €824 milioni relativo all'intervenuta definizione con le Autorità fiscali italiane delle modalità di calcolo dell'addizionale Ires del 4% di cui alla legge 7/2009 (cosiddetta Libyan tax) dovuta da Eni spa con effetto dall'esercizio 2009.

I crediti per attività di disinvestimento di 636 milioni di euro, comprendono: il credito residuo (di 401 milioni di euro) relativo alla cessione nel 2008 della quota dell'1,71% nel progetto Kashagan al partner kazakho KazMunaiGas; il credito residuo di €123 milioni per l'indennizzo transatto con le Autorità venezuelane a fronte dell'esproprio del titolo minerario di Dación nel 2006⁸⁰.

Le altre attività di 565 milioni di euro (2.099 milioni di euro al 31 dicembre 2013) comprendono gli anticipi pagati ai fornitori – sulla base di clausole take or pay (di cui si è detto in questa e nelle precedenti relazioni) - per quantità di gas non ritirate, di cui è previsto il ritiro oltre 12 mesi.

⁸⁰ Il credito matura interessi a condizioni di mercato, per effetto del differimento del rimborso che avviene attraverso cessioni equivalenti di idrocarburi.

8.2.2. Il passivo dello stato patrimoniale

La tabella che segue espone i dati relativi al passivo dello stato patrimoniale dell'esercizio 2014, che si analizzano di seguito:

	31.12.2013	31.12.2014
<i>(milioni di euro)</i>	Totale	Totale
PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	2.553	2.716
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.132	3.859
Debiti commerciali ed altri debiti	23.701	23.703
Passività per imposte sul reddito correnti	755	534
Passività per altre imposte correnti	2.291	1.873
Altre passività correnti	1.437	4.489
	32.869	37.174
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	20.875	19.316
Fondi per rischi ed oneri	13.120	15.898
Fondi per benefici ai dipendenti	1.279	1.313
Passività per imposte differite	6.750	7.847
Altre passività non correnti	2.259	2.285
	44.283	46.659
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	140	165
TOTALE PASSIVITA'	77.292	83.998
PATRIMONIO NETTO		
Interessenze di terzi	2.839	2.455
Patrimonio netto Eni:		
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserve cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(154)	(284)
Altre riserve	51.393	57.343
Azioni proprie	(201)	(581)
Acconto sul dividendo	(1.993)	(2.020)
Utile dell'esercizio	5.160	1.291
Totale patrimonio netto di Eni	58.210	59.754
TOTALE PATRIMONIO NETTO	61.049	62.209
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO	138.341	146.207

B) PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO

PASSIVITÀ CORRENTI

Passività finanziarie a breve termine

L'incremento, nel 2014, di 163 milioni di euro delle passività finanziarie a breve termine (da 2.553 del 2013 a 2.716 del 2014) , è da riferirsi, essenzialmente, ad assunzioni nette ed alle differenze di cambio da conversione dei bilanci delle imprese operanti in aree diverse dall'euro. I debiti finanziari, rappresentati da titoli di credito di 1.926 milioni di euro riguardano l'emissione di *commercial paper* da parte delle società finanziarie Eni Finance USA ed Eni Finance International SA.

Il tasso medio ponderato sui debiti finanziari a breve termine è dello 1,5%.

Debiti commerciali ed altri debiti

<i>(milioni di euro)</i>	31.12.2013	31.12.2014
Debiti commerciali	15.584	15.015
Acconti ed anticipi	2.462	2.278
Altri debiti		
- relativi all'attività di investimento	2.045	2.693
- altri debiti	3.610	3.717
	5.655	6.410
	23.701	23.703

Nell'esercizio di riferimento, sono ammontati complessivamente a 23.703 milioni di euro. Il decremento dei debiti commerciali di €569 milioni è riferito principalmente ai settori Refining & Marketing (€796 milioni), Gas & Power (€444 milioni) e, in aumento, al settore Ingegneria & Costruzioni (€560 milioni).

Gli acconti e gli anticipi riguardano lavori in corso su ordinazione del settore Ingegneria & Costruzioni.

Passività per altre imposte correnti

Concernono, prevalentemente, accise ed imposte di consumo.

Altre passività correnti

A detta voce sono riconducibili: “*fair value* su strumenti finanziari derivati di copertura *cash flow hedge*” di milioni di euro 510⁸¹; “*fair value* su altri strumenti finanziari derivati”⁸² per milioni di euro 3.601; “altre passività” per 378 milioni di euro.

PASSIVITÀ NON CORRENTI

Passività finanziarie a lungo termine

Si analizzano come segue:

(dati in milioni)

Tipo	Scadenza	Scadenza								Oltre	Totale
		2013	2014	2015	2016	2017	2018	2019			
Banche	2015-2032	2.390	2.772	236	429	498	226	223	1.160	2.536	
Obbligazioni ordinarie	2015-2043	18.151	17.924	2.565	1.498	2.660	1.190	2.514	7.497	15.359	
Obbligazioni convertibili	2015-2016	2.240	2.263	1.024	1.239					1.239	
Altri finanziatori	2015-2028	226	216	34	38	40	41	44	19	182	
		23.007	23.175	3.859	3.204	3.198	1.457	2.781	8.676	19.316	

Le passività finanziarie a lungo termine (comprenditive delle quote a breve termine) sono aumentate, nel 2014, di 168 milioni di euro, per effetto del saldo tra le nuove accensioni per €1.916 milioni e i rimborsi per €2.751 milioni nonché, in aumento, differenze di cambio da conversione e da allineamento al cambio di fine periodo dei debiti in moneta diversa da quella funzionale per complessivi €752 milioni.

I debiti verso banche di €2.772 milioni (€2.390 milioni al 31 dicembre 2013) comprendono l'utilizzo di linee di credito *committed* per €1 milione (€3 milioni al 31 dicembre 2013).

Gli altri finanziatori di €216 milioni (€226 milioni al 31 dicembre 2013) riguardano per €28 milioni

⁸¹ Il fair value viene riferito quasi esclusivamente al settore Gas & Power e si riferisce ad operazioni di copertura del rischio cambio e commodity.

⁸² Riferiti a strumenti finanziari privi dei requisiti formali e non riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie; strumenti finanziari derivati di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario.

operazioni di leasing finanziario (€31 milioni al 31 dicembre 2013).

Le obbligazioni ordinarie, di 17.924 milioni di euro, riguardano titoli relativi al programma di Euro Medium Term Notes e altri prestiti obbligazionari.

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €3.816 milioni e riguardano Eni spa per €3.585 milioni ed Eni Finance International SA per €231 milioni. Nel corso del 2014 sono state emesse da Eni spa nuove obbligazioni ordinarie per €1.025 milioni.

Fondi per rischi ed oneri

Nella tabella che segue si fornisce il dettaglio di tale voce:

(milioni di euro)	Valore al 31.12.2013	Accantonamenti	Rilevazione iniziale e variazione di stima	Effetto attualizzazione	Utilizzi a fronte oneri	Utilizzi per esuberanza	Differenze di cambio da conversione	Altre variazioni	Valore al 31.12.2014
Fondo abbandono e ripristino siti e social project	6.899		2.087	258	(358)	(1)	466	114	9.465
Fondo rischi ambientali	2.862	206		22	(242)	(29)	(1)	(7)	2.811
Fondo rischi per contenziosi	858	607			(137)	(71)	68	10	1.335
Fondo per imposte	477	63			(50)	(12)	50	(40)	488
Fondo esodi agevolati	407	12		13	(110)	(85)		(2)	235
Fondo contratti onerosi	372	12			(87)	(49)	(28)	51	327
Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	358	134			(148)			24	368
Fondo certificati verdi	255	44			(73)				226
Fondo copertura perdite di imprese partecipate	163	11				(6)	6	(7)	167
Fondo dismissioni e ristrutturazioni	96	20			(27)		3	1	93
Fondo mutua assicurazione OIL	93	1				(11)	1	(7)	77
Fondo rischi contrattuali	83	63			(48)		3		101
Altri fondi di importo unitario inferiore a €50 milioni	197	86			(158)	(23)	10	93	205
	13.120	1.259	2.087	293	(1.438)	(287)	634	230	15.898

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project, di 9.465 milioni di euro, riguarda, principalmente, i costi presunti da sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi (per la chiusura dei pozzi, per la rimozione delle strutture e per il ripristino dei siti).

Il fondo rischi ambientali, di 2.811, concerne la stima degli oneri relativi ad interventi ambientali⁸³ e dei costi di interventi di bonifica e di ripristino ambientale dei siti dismessi.

Il fondo rischi per contenziosi, di 1.335 milioni di euro, riguarda gli oneri previsti per penalità contrattuali, contenziosi legali e sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura⁸⁴.

⁸³ Previsti da norme di legge e da regolamenti.

⁸⁴ Viene quantificato sulla base della miglior stima della passività e riguarda, principalmente, i settori: Gas & Power e Syndial SpA.

Fondo per benefici ai dipendenti

La posta, di 1.313 milioni di euro (sostanzialmente in linea con il 2013, 1.279 ml) concerne, prevalentemente, i piani esteri a benefici definiti (di 572 milioni di euro), che riguardano schemi pensionistici, adottati da imprese di diritto non italiano ed il fondo trattamento di fine rapporto⁸⁵ (di 376 milioni di euro quantificati con tecniche attuariali) che concerne l'importo da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro.

Passività per imposte differite

Il valore delle passività per imposte differite è quantificato al netto delle attività per imposte anticipate compensabili 3.915 ml (di 3.562 ml nel 2013).

Altre passività non correnti

Concernono:

(milioni di euro)	31.12.2013	31.12.2014
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	282	143
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	1	
Passività per imposte sul reddito	20	20
Altri debiti verso l'Amministrazione finanziaria	2	5
Altri debiti	74	104
Altre passività	1.880	2.013
	2.259	2.285

Il fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura, di 143 ml (282 ml nel 2013), riguarda principalmente 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, su tassi di interesse e su merci.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge di 1 milioni di euro al 31.12.2013, è riferito alle coperture del settore Gas & Power.

Le altre passività di 2.013 milioni di euro, comprendono principalmente gli anticipi incassati dal partner Suez per forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica.

⁸⁵ Disciplinato dall'art. 2120 del Cod. Civ..

Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita

Riguardano, principalmente, la cessione di *asset* e partecipazioni non strategici del Settore Refining & Marketing e Gas & Power. Nel corso del 2014 è stata ceduta la partecipazione Artic Russia BV.

PATRIMONIO NETTO

Interessenze di terzi

Vengono evidenziate nel prospetto che segue:

<i>(milioni di euro)</i>	Utile netto		Patrimonio netto	
	2013	2014	31.12.2013	31.12.2014
Saipem SpA	(190)	(345)	2.748	2.398
Società EniPower Ferrara Srl	(11)	(96)	91	57
	(201)	(441)	2.839	2.455

Patrimonio netto Eni

La composizione del patrimonio netto viene esposta in dettaglio nella tabella che segue:

<i>(milioni di euro)</i>	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 di cambio da conversione	(698)	4.020
Azioni proprie	(201)	(581)
Utili relativi ad esercizi precedenti	44.626	46.067
Acconto sul dividendo	(1.993)	(2.020)
Utile dell'esercizio	5.160	1.291
	58.210	59.754

▪ Capitale sociale

Come già riferito, al 31 dicembre del 2014 (come anche per il 2013), il capitale sociale di Eni spa, interamente versato, ammonta a 4.005.358.876 euro (ed è rappresentato da 3.634.185.330 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale).

▪ Riserva legale

La riserva legale è costituita dagli utili che, ai sensi dell'art. 2430 del Codice Civile, non possono essere distribuiti a titolo di dividendo. Nell'esercizio di riferimento, l'importo è stato pari a quello massimo richiesto dalla Legge.

▪ Riserva per differenze di cambio

La riserva per differenze di cambio da conversione è alimentata dalle variazioni del patrimonio netto delle società consolidate aventi moneta funzionale diversa da quella di presentazione del bilancio consolidato; in particolare si genera nella conversione dei bilanci delle consociate estere Eni operanti nel settore upstream che utilizza il dollaro come valuta di transazione.

L'ammontare della riserva è determinato a fine di ciascun esercizio come differenza tra il patrimonio netto delle consociate con bilancio in dollari convertito al cambio spot della data di apertura confrontato con lo stesso valorizzato al cambio spot della data di chiusura del bilancio.

Pertanto in caso di apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro tra inizio e fine periodo si genera un effetto negativo nella conversione dei bilanci in dollari nel bilancio consolidato Eni e viceversa. Tale variazione ha natura patrimoniale cioè è rilevata nelle componenti dell'utile complessivo che alimentano il patrimonio netto, senza avere effetti sul conto economico consolidato dell'anno. Le riserve da conversione transitano a conto economico all'atto della vendita o chiusura della consociata.

▪ Azioni proprie

Le azioni proprie sono ammontate, nel 2014 a 581 milioni di euro (201 milioni di euro nel 2013), e sono rappresentate da azioni ordinarie Eni possedute da Eni spa.

• Acconto sul dividendo

L'acconto sul dividendo, di 2.020 milioni di euro, riguarda l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2014 di 0,56 euro per azione⁸⁶.

Il *patrimonio netto* di Eni che si sostanzia in 59.754 milioni di euro, al termine del 2014, è risultato in aumento rispetto al 2013 (di 1.544 milioni di euro) per effetto prevalentemente dell'utile complessivo (5.996 milioni di euro) e, in diminuzione, della distribuzione del dividendo (4.006 milioni di euro).

Indebitamento finanziario netto e leverage

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società (calcolato, si è già detto, come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti), ed è utilizzato da Eni per valutare il grado di solidità della struttura patrimoniale in

⁸⁶ Si è già, in questa relazione, segnalato che tale acconto è stato deliberato dal Consiglio di Amministrazione, il 17 settembre 2014, ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 25 settembre 2014.

termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, e per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

La tabella che segue illustra il dettaglio dell'indebitamento finanziario per il 2014, raffrontato con quello del 2013:

(milioni di euro)

	31.12.2013	31.12.2014	Var. ass.
Debiti finanziari ed obbligazionari	25.560	25.891	331
- <i>Debiti finanziari a breve termine</i>	4.685	6.575	1.890
- <i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	20.875	19.316	(1.559)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5.431)	(6.614)	(1.183)
Titoli held for trading ed altri titoli non strumentali all'attività operativa	(5.037)	(5.037)	
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(129)	(555)	(426)
Indebitamento finanziario netto	14.963	13.685	(1.278)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	61.049	62.209	1.160
LEVERAGE	0,25	0,22	(0,03)

Nel 2014 l'*indebitamento finanziario netto* (di 13.685 milioni di euro) è diminuito rispetto all'esercizio 2013 (con una diminuzione di 1.278 milioni di euro).

I *debiti finanziari e obbligazionari* ammontano a €25.891 milioni, di cui €6.575 milioni a breve termine (comprensivi delle quote in scadenza entro 12 mesi dei debiti finanziari a lungo termine di €3.859 milioni) e €19.316 milioni a lungo termine.

8.3. Il conto economico

CONTO ECONOMICO	31.12.2013	31.12.2014
<i>(dati in milioni)</i>		
RICAVI		
Ricavi della gestione caratteristica	114.697	109.847
Altri ricavi e proventi	1.387	1.101
Totale ricavi	116.084	110.948
COSTI OPERATIVI		
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	90.003	86.340
Costo lavoro	5.301	5.337
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	(71)	145
AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI	11.821	11.499
UTILE OPERATIVO	8.888	7.917
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
Proventi finanziari	5.732	6.459
Oneri finanziari	(6.653)	(7.710)
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading	4	24
Strumenti finanziari derivati	(92)	162
	(1.009)	(1.065)
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		
- Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	222	121
- Altri proventi (oneri) su partecipazioni	5.863	369
<i>di cui plusvalenza da cessione 28,57% di Eni East Africa</i>	3.359	-
	6.085	490
UTILE ANTE IMPOSTE	13.964	7.342
Imposte sul reddito	(9.005)	(6.492)
Utile netto – Continuing operations	4.959	850
Utile netto (perdita netta) – Discontinued operations	-	-
Utile netto	4.959	850
Di competenza Eni:		
- continuing operations	5.160	1.291
- discontinued operations		0
	5.160	1.291
Interessenze di terzi:		
- continuing operations	(201)	(441)
- discontinued operations		0
	(201)	(441)
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli Azionisti Eni (ammontari in euro per azione)		
- semplice	1,42	0,36
- diluito	1,42	0,36
Utile per azione sull'utile netto – continuing operations di competenza degli Azionisti Eni (ammontari in euro per azione)		
- semplice	1,42	0,36
- diluito	1,42	0,36

Nel far rinvio ai dati contenuti nel bilancio del Gruppo Eni, si analizzano, di seguito, le poste più significative del conto economico.

RICAVI

Ricavi della gestione caratteristica

Vengono evidenziati nella tabella che segue per settori di attività:

(dati in milioni)

	2013	2014	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	31.264	28.488	(2.776)	(8,9)
Gas & Power	32.212	28.250	(3.962)	(12,3)
Refining & Marketing	57.238	56.153	(1.085)	(1,9)
Chimica	5.859	5.284	(575)	(9,8)
Ingegneria & Costruzioni	11.598	12.873	1.275	11,0
Altre attività	80	78	(2)	(2,5)
Corporate e società finanziarie	1.453	1.378	(75)	(5,2)
Effetto eliminazione utili interni	18	54	36	
Elisioni di consolidamento	(25.025)	(22.711)	2.314	
	114.697	109.847	(4.850)	(4,2)

I ricavi della gestione caratteristica conseguiti nel 2014 (€109.847 milioni) sono diminuiti di €4.850 milioni rispetto al 2013 (-4,2%) a causa della debolezza dei prezzi degli idrocarburi e del calo complessivo di produzioni e vendite, in parte compensati dall'aumento registrato nel settore Ingegneria & Costruzioni per effetto della ripresa dell'attività rispetto alla contrazione registrata nel 2013.

Altri ricavi e proventi

La diminuzione di 286 milioni di euro (1.387 e 1.101 milioni di euro, rispettivamente, nel 2013 e nel 2014) è da riconnettersi, principalmente, a quella della voce “plusvalenze da vendite di attività materiali ed immateriali” passate da 370 ml a 92 ml.

COSTI OPERATIVI

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

Pari a 86.340 milioni di euro, sono diminuiti di 3.663 milioni di euro per effetto dei minori costi delle materie prime per l'andamento dello scenario energetico.

Costo del lavoro

<i>(milioni di euro)</i>	2013	2014
Salari e stipendi	4.395	4.645
Oneri sociali	657	709
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	92	104
Altri costi	411	235
totale	5.555	5.693
a dedurre:		
- incrementi per lavori interni – attività materiali	(194)	(295)
- incrementi per lavori interni – attività immateriali	(60)	(61)
	5.301	5.337

Nel far rinvio alla specifica trattazione di cui al capitolo III della presente relazione, nel quale è stata anche riportata una tabella che fornisce il dettaglio delle varie voci di tale costo, si soggiunge che il costo del lavoro, nel 2014, è aumentato di €36 milioni, pari al +0,7%, per effetto, principalmente, dell'aumento dell'occupazione media all'estero.

ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

Gli altri proventi (oneri) operativi riguardano la rilevazione a conto economico degli effetti relativi alla valutazione al fair value dei contratti derivati su commodity per quanto attiene:

- alle quote inefficaci degli strumenti finanziari di copertura;
- alle attività di trading;
- agli strumenti privi dei requisiti formali per essere trattati in base alle regole dell'hedge accounting;
- agli strumenti impliciti presenti nelle formule prezzo dei contratti di fornitura di lungo termine nel settore E&P.

AMMORTAMENTI E SVALUTAZIONI

Gli **ammortamenti**, (€9.970 milioni) sono aumentati di €549 milioni (+5,8%) rispetto al 2013 principalmente nel settore Exploration & Production per effetto degli avvii e messa a regime di giacimenti in produzione nel secondo semestre 2013.

Le **svalutazioni**, (€1.529 milioni) hanno riguardato principalmente proprietà Oil & Gas a seguito della revisione dello scenario prezzi a breve e medio termine (€692 milioni) e i mezzi di perforazione e navali del settore Ingegneria & Costruzioni (€420 milioni).

UTILE OPERATIVO

L'utile operativo nel 2014, pari a 7.917 milioni di euro, è diminuito di 971 milioni di euro rispetto agli 8.888 milioni di euro del 2013 (-10,9%).

Nella tabella che segue ne è specificato il riferimento ai vari settori di attività nel 2013 e nel 2014; la tabella evidenzia come il decremento più rilevante in assoluto sia stato quello dei settori R&M e E&P a fronte di una crescita del settore G&P (+ 3.153 milioni di euro):

milioni di euro

	2013	2014	Var. ass.	Var. %
Exploration & Production	14.868	10.766	(4.102)	(27,6)
Gas & Power	(2.967)	186	3.153	..
Refining & Marketing	(1.492)	(2.229)	(737)	(49,4)
Versalis	(725)	(704)	21	2,9
Ingegneria & Costruzioni	(98)	18	116	..
Altre attività	(337)	(272)	65	19,3
Corporate e società finanziarie	(399)	(246)	153	38,3
Effetto eliminazione utili interni	38	398	360	
Utile operativo	8.888	7.917	(971)	(10,9)

L'utile operativo adjusted (che, come è noto, si calcola escludendo l'utile di magazzino e le voci straordinarie, costituite da oneri netti)⁸⁷, è diminuito, nel 2014, di 1.076 milioni, in conseguenza delle variazioni sopradette, come mostra la tabella che segue:

dati in milioni

	2013	2014	Var. ass.	Var. %
Utile operativo	8.888	7.917	(971)	(10,9)
Eliminazione (utile) perdita di magazzino	716	1.460		
Esclusione special item	3.046	2.197		
Utile operativo adjusted –	12.650	11.574	(1.076)	(8,5)
Dettaglio per settore di attività:				
Exploration & Production	14.643	11.551	(3.092)	(21,1)
Gas & Power	(638)	310	948	..
Refining & Marketing	(457)	(208)	249	54,5
Versalis	(386)	(346)	40	10,4
Ingegneria & Costruzioni	(99)	479	578	..
Altre attività	(210)	(178)	32	15,2
Corporate e società finanziarie	(332)	(265)	67	20,2
Effetto eliminazione utili interni ed altre elisioni di consolidato	129	231	102	
	12.650	11.574	(1.076)	(8,5)

Riguardo ai dati risultanti dalla tabella ed quanto riferito in altra parte della precedente relazione, può osservarsi, relativamente ai vari settori, quanto segue:

⁸⁷ Per il 2013, esclude la perdita di magazzino di 1.460 milioni e special item costituiti da oneri netti per un totale di 2.197 milioni di euro.

- Exploration & Production: il decremento (-€3.092 milioni, pari al 21,1%) è dovuto alla riduzione dei prezzi di realizzo in dollari degli idrocarburi (in media -8,9%) e ai maggiori ammortamenti determinati dagli avvii e messa a regime di giacimenti in produzione nel secondo semestre 2013;
- Gas & Power: ha registrato un miglioramento di €948 milioni rispetto al 2013 per effetto delle rinegoziazioni nel biennio 2013-2014 di una parte sostanziale del portafoglio di approvvigionamento *long-term* con la rilevazione di benefici una-tantum relativi alle forniture di esercizi precedenti;
- Refining & Marketing: dimezza la perdita operativa rispetto a quella dell'esercizio precedente grazie al notevole miglioramento dello scenario dovuto al recupero dei margini rispetto ai valori depressi dell'esercizio precedente;
- Ingegneria & Costruzioni: con un miglioramento di €578 milioni per effetto delle perdite straordinarie rilevate nel 2013 relative alla revisione di stima della redditività di alcune commesse;
- Versalis migliora del 10,4% la performance operativa grazie all'incremento dei margini nonostante la perdurante debolezza della domanda di commodity dovuta all'andamento congiunturale e alla competizione dei produttori extra-UE.

PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

Gli oneri finanziari netti di €1.065 milioni aumentano di €56 milioni rispetto al 2013. La variazione negativa delle differenze di cambio per €287 milioni è stata in parte assorbita da proventi su strumenti finanziari derivati su cambi (+€139 milioni), le cui variazioni di fair value sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting previsto dallo IAS 39, nonché dall'effetto positivo (+€109 milioni) determinato dalla riduzione della passività rilevata nell'esercizio precedente relativa alla valutazione a fair value delle opzioni implicite nei bond convertibili in azioni di Snam e Galp dovuto all'approssimarsi della scadenza e al prezzo di borsa delle azioni che rendono le opzioni out-of-the-money.

PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

I proventi netti su partecipazioni ammontano a €490 milioni e riguardano principalmente: (i) i dividendi da partecipazioni valutate al costo (€385 milioni) in particolare dalla Nigeria LNG Ltd (€247 milioni); (ii) le quote di competenza dei risultati netti delle imprese partecipate valutate con il metodo del patrimonio netto (€121 milioni), principalmente nei settori Exploration & Production

e Gas & Power; le plusvalenze nette da cessione di partecipazioni (€163 milioni) realizzate con la cessione della quota dell'8% in Galp pari a €96 milioni, con la cessione della quota Eni nella EnBW-Eni e in South Stream Transport BV. Gli altri oneri netti si riferiscono principalmente alla valutazione ai prezzi di borsa alla chiusura dell'esercizio delle azioni Galp e Snam (complessivamente un onere di €221 milioni) al servizio dei prestiti obbligazionari convertibili.

UTILE ANTE IMPOSTE

La tabella del conto economico evidenzia che nel 2014 l'utile ante imposte, di 7.342 milioni di euro, è diminuito (dai 13.964 del 2013). Le imposte sul reddito sono diminuite di 2.513 milioni di euro passando da 9.005 milioni di euro del 2013 a 6.492 milioni di euro del 2014.

Se ne riporta il dettaglio nella tabella che segue:

<i>(milioni di euro)</i>	2013	2014
Imposte correnti:		
- imprese italiane	806	(541)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	7.602	6.512
- imprese estere	312	313
	8.720	6.284
Imposte differite ed anticipate nette:		
- imprese italiane	(198)	314
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	756	128
- imprese estere	(273)	(234)
	285	208
	9.005	6.492

UTILE NETTO

Nel 2014 il Gruppo Eni ha conseguito l'utile netto di 850 milioni di euro con una flessione dell'83% rispetto al 2013 (-€4,1 miliardi) dovuta: i) alla minore performance operativa, depurata dagli oneri straordinari, diminuita di -1,1 miliardo (pari all'8,5%) a causa dell'andamento sfavorevole dello scenario prezzi degli idrocarburi (-2,6 miliardi) in parte assorbito dal recupero di efficienza, benefici da rinegoziazioni e altre ristrutturazioni dei settori *mid-downstream* (+1,5 miliardi), ii) a maggiori oneri straordinari e da valutazione magazzino *after-tax* di €3,5 miliardi dovuti essenzialmente alla circostanza che nell'esercizio precedente furono rilevate plusvalenze da cessioni e allineamento al FV di partecipazioni per l'ammontare di €4,7 miliardi (operazioni Mozambico e Arctic Russia); iii) alla valutazione al FV delle partecipazioni finanziarie in Snam e Galp con imputazione al conto economico poiché al servizio di bond convertibili e minori risultati delle società valutate all'*equity*

(-0,5 miliardi). Questi fattori negativi sono stati parzialmente compensati dalla riduzione del tax rate al netto di componenti straordinari di circa 1 p.p. (+€1,2 miliardi).

Depurata dalla quota di competenza di terzi azionisti l'utile netto si ridetermina in 1.291 milioni con una flessione del 75% pari a 3.869 milioni per effetto degli stessi fenomeni già descritti.

La diminuzione dell'utile di bilancio ha determinato anche quella dell'utile netto per azione, come mostra il prospetto analitico che segue⁸⁸:

	2013	2014
Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni <i>(ammontare in euro per azione)</i>		
- semplice e diluito	1,42	0,36

UTILE NETTO ADJUSTED

L'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni è stato di €3.707 milioni, con una riduzione di €723 milioni rispetto al 2013, pari al 16,3%, dovuta alla contrazione del risultato dell'*upstream* (-1,5 miliardi, pari a -26%) e alla valutazione ai prezzi di borsa delle partecipazioni in Snam e Galp (-0,2 miliardi), i cui effetti sono stati parzialmente compensati dal miglioramento registrato nei business *mid* e *downstream* e dalla Saipem per complessivi un miliardo (al netto della quota di risultato di competenza degli azionisti terzi di Saipem).

L'utile netto adjusted è ottenuto escludendo la perdita di magazzino di €1.008 milioni e gli special item costituiti da oneri netti di €1.408 milioni per una rettifica positiva di €2.416 milioni.

Gli **special item dell'utile operativo** di €2.197 milioni riguardano principalmente:

(i) le svalutazioni di proprietà Oil & Gas nel settore Exploration & Production (€692 milioni) a seguito della revisione dello scenario prezzi a breve e a medio termine, dei rig e di altri mezzi navali del settore Ingegneria & Costruzioni (€420 milioni) in relazione alle ridotte prospettive di utilizzo nello scenario che si prospetta di bassi prezzi degli idrocarburi, delle reti di distribuzione carburanti

⁸⁸ Nel quale 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 stato di 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.

nella Repubblica Ceca e in Slovacchia per allineamento al previsto prezzo di cessione, al netto di una ripresa di valore dell'*interest* Eni nella *joint venture* di raffinazione che assicura il supply a tali reti, e degli investimenti di periodo per compliance e stay-in-business relativi a cash generating unit integralmente svalutate in esercizi precedenti per le quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività; (ii) la riclassifica nell'utile operativo delle differenze e dei derivati su cambi diversi da quelli relativi alla gestione finanziaria, in particolare i derivati su cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity relativi alla gestione commerciale e non finanziaria (oneri di €229 milioni); (iii) accantonamenti per oneri di incentivazione all'esodo (€9 milioni) e oneri ambientali (€179 milioni); (iv) le plusvalenze sulla cessione di asset non strategici (€28 milioni).

Gli **special item non operativi** comprendono principalmente, oltre all'effetto d'imposta degli oneri/proventi special:

- (i) la componente valutativa negativa dei derivati su cambi relativi alle commesse Saipem per la parte di lavori non ancora eseguiti (€468 milioni); (ii) la svalutazione delle imposte differite attive delle società italiane pari a €976 milioni di cui €500 milioni valutati non più recuperabili a causa della proiezione di minori redditi imponibili futuri e della riduzione del tax rate prospettico a seguito della dichiarazione di illegittimità della Robin Tax da parte della Corte Costituzionale (€476 milioni); (iii) un provento fiscale di €824 milioni per effetto dell'intervenuta definizione con le Autorità fiscali italiane delle modalità di calcolo dell'addizionale IRES del 4% di cui alla legge 7/2009 (cosiddetta Libyan tax) dovuta da Eni spa con effetto dall'esercizio 2009.

8.4. Rendiconto finanziario riclassificato

Il rendiconto finanziario riclassificato, di seguito riportato (e che contiene anche i dati del rendiconto finanziario), viene elaborato dalla Società allo scopo di permettere il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema riclassificato.

Tale collegamento è operato tramite il "free cash flow", che costituisce l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti.

(milioni di euro)

	2013	2014	Var.
Utile netto - continuing operations	4.959	850	(4.109)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività</i>			
- ammortamenti e altri componenti non monetari	9.723	12.131	2.408
- plusvalenze nette su cessioni di attività	(3.770)	(95)	3.675
- dividendi, interessi e imposte	9.174	6.655	(2.519)
Variazione del capitale di esercizio	456	2.668	2.212
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(9.516)	(7.099)	2.417
Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations	11.026	15.110	4.084
Flusso di cassa netto da attività operativa	11.026	15.110	4.084
Investimenti tecnici - continuing operations	(12.800)	(12.240)	560
Investimenti tecnici	(12.800)	(12.240)	560
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(317)	(408)	(91)
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	6.360	3.684	(2.676)
Altre variazioni relative all'attività di investimento	(243)	435	678
Free cash flow	4.026	6.581	2.555
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(3.981)	(414)	3.567
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	1.715	(628)	(2.343)
Flusso di cassa del capitale proprio	(4.225)	(4.434)	(209)
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(40)	78	118
FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(2.505)	1.183	3.688
Variazione dell'indebitamento finanziario netto			
(€ milioni)	2013	2014	Var.
Free cash flow	4.026	6.581	2.555
Debiti e crediti finanziari società acquisite	(21)	(19)	2
Debiti e crediti finanziari società disinvestite	(23)		23
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	349	(850)	(1.199)
Flusso di cassa del capitale proprio	(4.225)	(4.434)	(209)
VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	106	1.278	1.172

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del 2014 è stato di 15.110 milioni di euro (11.026 milioni nel 2013). I fabbisogni connessi agli investimenti tecnici (12.240 milioni di euro) e al pagamento dei dividendi ed altri movimenti di patrimonio (4.434 milioni di euro) sono stati sostanzialmente coperti dal flusso di cassa netto da attività operativa e dagli incassi da dismissioni.

I cennati **investimenti tecnici** di 12.240 milioni di euro (12.800 milioni di euro nel 2013) sono stati relativi, principalmente:

- ✓ allo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Norvegia, Angola, Congo, Stati Uniti, Italia, Nigeria, Egitto, Kazakhstan, Indonesia ed alle attività di esplorazione con investimenti concentrati per il 98% all'estero;

- ✓ al settore Ingegneria & Costruzioni (per 694 milioni di euro) per il potenziamento della flotta;
- ✓ all'attività di raffinazione, supply e logistica (per 362 milioni di euro) per il miglioramento della flessibilità e delle rese degli impianti e nel marketing la ristrutturazione e obblighi di legge della rete di distribuzione di prodotti petroliferi (175 milioni di euro);
- ✓ alle iniziative di flessibilizzazione ed upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (per 98 milioni di euro).

Considerazioni conclusive

1. La gestione di ENI nel 2014 risente degli effetti di uno scenario caratterizzato dal trend negativo dei prezzi degli idrocarburi (petrolio -9%; gas -5%), trend che si è confermato, rafforzandosi, nel 2015 ed è tuttora in corso.

Il nuovo management ha avviato una riorganizzazione del gruppo, privilegiando una maggiore integrazione dei business, in luogo del precedente modello divisionale, e puntando ad una struttura organizzativa integrata e tesa alle priorità del *core business*, con contestuale centralizzazione dei servizi tecnici.

Nel sistema di *Governance*, - articolato secondo il modello tradizionale, con la responsabilità della gestione al Consiglio di Amministrazione, le funzioni di vigilanza al Collegio Sindacale e quelle di revisione legale dei conti alla Società di revisione - tra gli elementi di novità per il 2014 va notata l'attribuzione alla Presidente di un ruolo di maggior rilievo nei controlli interni, con la intestazione alla medesima della titolarità della proposta di nomina del Direttore della funzione *Internal Audit* e la gestione del relativo rapporto per conto del Consiglio.

Anche nel 2014 la Società ha continuato nell'impegno di adeguamento del sistema di controllo interno e di gestione dei rischi, cui sovrintende l'Amministratore Delegato. In tale ambito, per quel che riguarda il controllo interno sull'informativa finanziaria, il Consiglio di Amministrazione di Eni - l'11 dicembre 2014 - ha approvato la versione aggiornata della Management System Guideline "Sistema di Controllo Interno Eni sull'Informativa Finanziaria" (MSG) che definisce le norme e le metodologie per la progettazione, l'istituzione e il mantenimento nel tempo del sistema di controllo interno sull'informativa finanziaria Eni a rilevanza esterna e per la valutazione della sua efficacia.

2. Per quanto riguarda i principali profili gestori per l'esercizio 2014, portati all'esame dell'assemblea degli azionisti del 13 maggio 2015 e ripresi nella parte specifica del presente referto (con l'avvertenza che i risultati dei periodi di confronto sono stati oggetto di *restatement* sulla base delle disposizioni dell'IFRS 10 e dell'IFRS 11), l'utile netto di Eni spa risulta di 4.455 milioni di euro, in aumento, rispetto al 2013, di € 41 milioni (+0,9%); il patrimonio netto è stato di 40.529 milioni di euro (in lieve decremento rispetto al 2013, esercizio nel quale era stato pari a 40.743 milioni di euro).

L'utile netto di Gruppo di competenza degli azionisti Eni è stato di 1,29 miliardi di euro, con una contrazione di 3,86 miliardi rispetto al 2013, pari al 75 %, mentre l'utile operativo è stato di 7,91 miliardi con un calo del 10,9%.

Le variazioni sono dovute principalmente alla flessione delle quotazioni degli idrocarburi che ha ridotto i ricavi del settore Exploration & Production. Il minore risultato dell'upstream è stato in parte compensato dalla migliorata performance dei settori mid-downstream. Complessivamente la gestione industriale (esclusi gli oneri straordinari) ha registrato una flessione dell'utile operativo pari a 1,1 miliardi di euro dovuta per 2,6 miliardi allo scenario negativo del prezzo degli idrocarburi, parzialmente compensata per 1,5 miliardi da recuperi di efficienza, ottimizzazioni e rinegoziazioni dei contratti nei *business mid-downstream*.

L'utile netto *adjusted* di Gruppo di competenza degli azionisti Eni è stato di 3,70 miliardi, con una riduzione di 723 milioni rispetto al 2013, pari al 16,3%, dovuta principalmente alla contrazione del risultato dell'upstream.

Il patrimonio del Gruppo si è sostanzialmente invariato in 62.209 milioni di euro con un aumento di 1.160 milioni rispetto al 2013.

3. Sotto il profilo operativo, le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2014 ammontano a 6,6 miliardi di boe (determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 101 \$/barile) in lieve aumento rispetto al 2013, per le promozioni nette a riserve certe di 654 milioni di boe (di cui 124 milioni di boe derivanti da nuove scoperte e estensioni in particolare in Ghana, Indonesia, Stati Uniti e Congo) parzialmente compensate dalla produzione di 583 milioni di boe.

Nel 2014 la produzione di idrocarburi è stata di 1,598 milioni di boe /giorno, in aumento dello 0,6%, escludendo il disinvestimento degli *asset* in Siberia. I principali incrementi sono stati registrati in Regno Unito, Algeria, Stati Uniti e Angola, che hanno più che assorbito il declino delle produzioni mature. La quota di produzione estera è stata dell'89% (invariata rispetto al 2013).

Le vendite di gas naturale nel 2014 sono state di 89,17 miliardi di metri cubi (inclusi gli autoconsumi, la quota Eni delle vendite delle società collegate valutate a *equity* e le vendite E&P in Europa e nel Golfo del Messico) con una flessione di 4 miliardi di metri cubi rispetto al periodo di confronto, pari al 4,3%.

4. Il flusso di cassa netto da attività operativa è stato il più elevato degli ultimi sei anni, con un valore di 15,1 miliardi di euro che ha beneficiato della riduzione del capitale circolante nei settori E&P e G&P, in particolare per il recupero degli anticipi finanziari corrisposti per effetto della clausola *take-or-pay* dei contratti gas *long term*, e in Saipem.

Il dividendo è stato di 1,12 euro per azione (€ 1,10 nel 2013) di cui € 0,56 distribuiti come acconto nel

settembre 2014.

Gli incassi del programma di dismissioni sono stati 3,68 miliardi, relativi in particolare alla cessione della partecipazione in Artic Russia e dell'8% di Galp. Tali flussi hanno finanziato gli investimenti tecnici di 12,24 miliardi, il pagamento del dividendo Eni di 4 miliardi, nonché il riacquisto di azioni proprie per 0,38 miliardi, determinando una riduzione dell'indebitamento finanziario netto di 1,28 miliardi.

5. Il costo lavoro del Gruppo (5,33 miliardi) è sostanzialmente in linea con i risultati dell'esercizio precedente (+36 milioni, pari al +0,7%) per effetto principalmente dell'aumento dell'occupazione media all'estero, in particolare nel settore Ingegneria & Costruzioni assorbito dai minori costi per esodi agevolati. Il valore è da riferire ad un numero medio di 82.791 dipendenti, per il 2014, delle imprese incluse nell'area di consolidamento (cui vanno aggiunti 1.355 unità impiegate in *Joint operations*).

Il costo del lavoro Eni è in diminuzione, essendo passato da 1,19 miliardi a 1,07 miliardi per il 2014, con un numero medio dei dipendenti pari a 12.701 unità (12.176 nel 2013).

6. Nell'ambito delle vicende giudiziarie merita rilievo il proscioglimento, nell'udienza del 2 ottobre 2015, dinanzi al GUP di Milano, di Eni spa e dell'ex amministratore delegato nel procedimento per le presunte tangenti versate da Saipem a pubblici ufficiali algerini, al fine di far ottenere alla Società appalti in Algeria.

Con il proscioglimento della Società e dell'amministratore delegato dell'epoca - attraverso una sentenza di non luogo a procedere perché «gli elementi acquisiti risultano insufficienti, contraddittori o non idonei a sostenere l'accusa in giudizio» - il GUP ha, quindi, differenziato le posizioni e le responsabilità degli ex vertici della società capogruppo da quelle degli ex dirigenti della controllata.

7. Permangono i favorevoli risultati dell'attività di esplorazione, ricerca e sviluppo e gli accordi commerciali con Stati esteri di cui si è dato atto nel presente referto (tra gli altri, in Mozambico, Regno Unito, Norvegia e Congo). In tale contesto merita evidenziazione l'importante scoperta di Zohr, nell'*offshore* profondo egiziano. Con un potenziale di risorse fino a 850 miliardi di metri cubi di gas in posto (pari a circa un quarto del Mozambico) e un'estensione di circa 100 chilometri quadrati, Zohr rappresenta il più grande ritrovamento di sempre in Egitto e nel mar Mediterraneo e può diventare uno dei maggiori giacimenti di gas a livello mondiale. Il risultato conferma la validità delle

scelte strategiche della Società che ha continuato nella ricerca nelle aree mature di paesi dove è presente da decenni. Il valore della scoperta è reso maggiore dalle sinergie con le installazioni esistenti che dovrebbero consentire, in base ai piani della Società, una rapida messa in produzione.

8. In materia di dismissioni, le scelte strategiche del *management*, nell'assolvimento del mandato assembleare e nell'autonomia decisionale che gli compete, dovranno tendere ad un equilibrato contemperamento dei vari, differenziati interessi sottostanti, come avvenuto in occasione della recente scelta di Eni spa di cedere quota parte del capitale di SAIPEM a favore del Fondo strategico italiano (vicenda su cui la Corte riferirà più specificamente nel referto al Parlamento sulla gestione finanziaria dell'esercizio 2015). Si tratta del contratto di compravendita sottoscritto il 27 ottobre 2015 in base al quale Eni spa si è impegnata a cedere al Fondo Strategico Italiano S.p.A. una partecipazione nel capitale di Saipem S.p.A. composta da n. 55.176.364 azioni ordinarie, pari a circa il 12,5% più una azione del capitale della Società. Contestualmente, Eni e FSI hanno sottoscritto un patto parasociale che entrerà in vigore alla data di effettivo trasferimento della quota partecipativa ceduta e che è volto a disciplinare i reciproci rapporti delle parti quali azionisti di Saipem.

APPENDICE

ACRONIMI E GLOSSARIO

Il glossario dei termini delle attività operative è consultabile sul sito Internet di Eni all'indirizzo **Eni.com**. Di seguito sono elencati quelli di uso più corrente:

Divisione Exploration & Production	E&P
Divisione Gas & Power	G&P
Divisione Refining & Marketing	R&M
Oil-Gas Energy Committee	OGEC
Securities Exchange Commission	SEC

TERMINI FINANZIARI

Cash flow per boe - Indica la capacità dell'impresa di generare cassa attraverso la produzione di idrocarburi, escludendo poste non monetarie. Rappresenta il rapporto tra il risultato delle attività oil&gas al netto di ammortamenti, svalutazioni e spese di esplorazione (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities — Oil & Gas Topic 932), e i volumi di petrolio e gas naturale prodotti.

Coverage - Misura di equilibrio finanziario, calcolato come rapporto tra utile operativo e oneri finanziari netti.

Current ratio - Indica la capacità dell'impresa di far fronte alle obbligazioni in scadenza ed è calcolato come rapporto tra le attività correnti e le passività correnti.

Debt coverage - Misura chiave utilizzata dalle società di rating per valutare la sostenibilità del debito. Rappresenta il rapporto tra il flusso di cassa netto da attività operativa e l'indebitamento finanziario netto, detraendo dai debiti finanziari le disponibilità liquide e gli impieghi finanziari non funzionali all'attività operativa.

Dividend Yield - Misura il rendimento dell'investimento azionario sulla base dei dividendi maturati, calcolato come rapporto tra i dividendi di competenza dell'esercizio e il prezzo di riferimento medio dell'azione nell'ultimo mese dell'esercizio.

Finding & Development cost per boe - Rappresenta il costo di esplorazione e di sviluppo sostenuto per ogni boe di nuove riserve scoperte o accertate ed è ottenuto dal rapporto tra la somma degli investimenti di esplorazione e sviluppo e dei costi di acquisto di riserve probabili e possibili e gli incrementi delle riserve certe connesse a miglioramenti di recupero, ad estensioni e nuove scoperte ed a revisioni di precedenti stime (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities — Oil & Gas Topic 932).

Idrocarburi equity - quota parte del greggio estratto dal giacimento che, sulla base dell'accordo in essere con il Paese produttore di petrolio, spetta alla compagnia petrolifera che lo estrae.

IFRS (International financial reporting standard) – Principi contabili da osservarsi dalle società quotate nella redazione e nella presentazione dei bilanci.

Hedge accounting – Regole contabili differenziate per tipologia di coperture applicabili nell'utilizzazione di strumenti derivati.

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

Opex per boe - Indica l'efficienza della gestione operativa nell'attività upstream di sviluppo ed è calcolato come rapporto tra i costi operativi (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities — Oil & Gas Topic 932) e i volumi prodotti.

Profit per boe - Esprime la redditività per ogni barile di petrolio e gas naturale prodotto ed è calcolato come rapporto tra il risultato delle attività oil&gas (definiti secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities — Oil & Gas Topic 932) e i volumi venduti.

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

Roae - Esprime la redditività per gli azionisti Eni ed è calcolato come rapporto tra l'utile netto e il patrimonio netto escluse le interessenze di terzi azionisti.

TSR (Total Shareholder Return) Misura il rendimento percentuale complessivo di una azione, calcolato su base annua, tenuto conto sia della variazione della quotazione (rapporto tra la

quotazione di inizio anno e quotazione di fine anno) sia dei dividendi distribuiti e reinvestiti nell'azione alla data dello stacco della cedola.

ATTIVITÀ OPERATIVE

Acque profonde - Profondità d'acqua superiori ai 200 metri.

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

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

Carbon capture and storage (CCS) – Tecnica di cattura e stoccaggio della CO₂ mediante un procedimento integrato che prevede la cattura della CO₂ prodotta da grandi impianti di combustione, dagli impianti di generazione elettrica, ma anche da sorgenti industriali o da giacimenti di gas naturale; il trasporto, in genere via pipeline, al sito di stoccaggio ed, infine, la sequestrazione in siti geologici su terraferma o sotto il fondale marino.

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

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

Contratti cash flow hedge – Contratti derivati di copertura.

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

Conversione - Processi di raffineria che permettono la trasformazione di frazioni pesanti in frazioni più leggere. Appartengono a tali processi il *cracking*, il *visbreaking*, il *cooking*, la gassificazione dei residui di raffineria, ecc. Il rapporto fra la capacità di trattamento complessiva di questi impianti e quella di impianti di frazionamento primario del greggio, esprime il "grado di

conversione della raffineria"; più esso è elevato, più la raffineria è flessibile ed offre prospettive di redditività.

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

Emissioni di NMVOC (Non Methane Volatile Organic Compounds) - Emissioni dirette totali di idrocarburi, idrocarburi sostituiti (ad es. mercaptani) e idrocarburi ossigenati (ad es. MTBE), che evaporano a temperatura ambiente. E' incluso il GPL ed escluso il metano. Le principali sorgenti sono le emissioni fuggitive dai serbatoi e dalla rete di condutture degli stabilimenti e dei depositi, la rete di distribuzione di proprietà, la combustione in torcia (spesso incompleta), il venting, ecc..

Emissioni di NO_x (ossidi di azoto) - Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO_x da attività di flaring, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO₂, mentre sono escluse le emissioni di N₂O.

Emissioni di SO_x (ossidi di zolfo) - Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO₂ ed SO₃. Le principali sorgenti sono gli impianti di combustione, i motori diesel (compresi quelli marini), la combustione in torcia, il gas flaring (se il gas contiene H₂S), i processi di recupero dello zolfo, la rigenerazione FCC, ecc..

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

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

relative infrastrutture, di trasporto al sito di installazione e le attività preparatorie per l'avvio degli impianti (*commissioning*).

Esplorazione – Esplorazione di olio e gas naturale che include le seguenti attività: studi geologici e geofisici, raccolta ed analisi di dati sismici e perforazione di pozzi.

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

FPSO vessel - Sistema galleggiante di produzione, stoccaggio e trasbordo (*Floating Production, Storage and Offloading*), costituito da una petroliera di grande capacità, in grado di disporre di un impianto di trattamento degli idrocarburi di notevoli dimensioni.

Green house gases (GHG) – Gas presenti in atmosfera che, trasparenti alla radiazione solare in entrata sulla Terra, riescono a trattenere, in maniera consistente, la radiazione infrarossa emessa dalla superficie terrestre, dall'atmosfera e dalle nuvole. I sei principali gas serra contemplati dal protocollo di Kyoto sono anidride carbonica, metano, protossido di azoto, idrofluorocarburi, perfluorocarburi e esafluoruro di zolfo. I GHG assorbono ed emettono a specifiche lunghezze d'onda nello spettro della radiazione infrarossa. Questa loro proprietà causa il fenomeno noto come effetto serra, causa del surriscaldamento del pianeta.

GJ – Il giga joule è pari ad un miliardo joule. Sei giga joule sono, circa, la quantità di energia chimica in un barile di petrolio.

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

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

ISO – (Independent system operator) gestore di sistema indipendente.

ITO – (Independent transmission operator) gestore di trasmissione indipendente.

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

Offshore/Onshore- Il termine *offshore* è usato per indicare le attività che si svolgono in mare aperto; *onshore* è riferito alle attività che si svolgono sulla terra ferma.

Oil spill - Sversamento di petrolio o derivato petrolifero da raffinazione o di rifiuto petrolifero occorso durante la normale attività operativa (da incidente) o dovuto ad azioni che ostacolano l'attività operativa della business unit o ad atti eversivi di gruppi organizzati (da atti di sabotaggio e terrorismo).

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

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

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

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

Production Sharing Agreement (PSA) - Tipologia contrattuale vigente nei paesi produttori dell'area non OCSE caratterizzata dall' intestazione del titolo minerario in capo alla società nazionale dello Stato concedente, alla quale viene di norma conferita l'esclusiva dell'attività di ricerca e produzione idrocarburi, con facoltà di istituire rapporti contrattuali con altre società (estere o locali). Con il contratto, il Committente (la società nazionale) affida al Contrattista (la società terza) il compito di eseguire i lavori di esplorazione e produzione con l'apporto di tecnologie e mezzi finanziari. Sotto il profilo economico, il contratto prevede che il rischio esplorativo sia a carico del Contrattista e che la produzione venga suddivisa in due parti: una (*Cost oil*) destinata

al recupero dei costi del Contrattista; l'altra (*Profit oil*) suddivisa a titolo di profitto tra il Committente e il Contrattista secondo schemi di ripartizione variabili. Sulla base di questa configurazione di principio, la contrattualistica specifica può assumere caratteristiche diverse a seconda dei paesi.

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

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

Riserve certe - Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei disponibili, potranno ragionevolmente essere prodotte nelle condizioni esistenti al momento considerato. Le riserve certe si distinguono in: riserve certe sviluppate: quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare tramite pozzi, *facility* e metodi operativi esistenti; riserve certe non sviluppate: quantità di idrocarburi che si prevede di recuperare a seguito di nuove perforazioni, *facility* e metodi operativi, sulla cui realizzazione l'impresa ha già definito un programma di sviluppo.

Riserve possibili - Sono le quantità di idrocarburi che si stima di poter recuperare con un grado di probabilità più contenuto rispetto a quello delle riserve probabili, o che presentano un grado di economicità inferiore.

Riserve probabili - Rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria di giacimento disponibili, potranno essere, ragionevolmente, recuperate.

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

Risorse Contingent - Sono le quantità di idrocarburi stimate ad una certa data, potenzialmente recuperabili da giacimenti noti attraverso l'applicazione di progetti di sviluppo, ma che non sono considerate commercialmente recuperabili in seguito ad una o più *contingencies*.

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

Stirenici - Sono materiali polimerici a base stirenica utilizzati in un elevatissimo numero di settori applicativi attraverso le più svariate tecnologie di trasformazione.

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

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

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

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

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

Tasso di rimpiazzo delle riserve - Misura la quota di riserve prodotte sostituite da nuove riserve trovate e indica la capacità dell'impresa di aggiungere nuove riserve sia attraverso un'esplorazione efficace sia attraverso acquisizioni. Un valore superiore al 100% indica che nell'anno sono state aggiunte più riserve di quante ne siano state prodotte. L'indice viene generalmente mediato su periodi di almeno tre anni per ridurre gli effetti distorsivi dovuti all'acquisizione di asset o società (con asset *upstream*), alla revisione di precedenti stime, al miglioramento del fattore di recupero e alla variazione delle riserve *equità* - nei contratti PSA (*Production Sharing Agreement*) - a causa dell'andamento del prezzo dei greggi di riferimento.

Take-or-pay - Clausola dei contratti di acquisto del gas naturale, sulla base della quale l'acquirente è obbligato a pagare al prezzo contrattuale, o a una frazione di questo, la quantità minima di gas prevista dal contratto, anche se non ritirata, con la facoltà di prelevare negli anni contrattuali successivi il gas pagato ma non ritirato per un prezzo che tiene conto della frazione di prezzo contrattuale già corrisposto.

TSO (transmission system operators for electricity) rete europea dei gestori di sistemi di trasmissione dell'energia elettrica.

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

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

Volatile organic compound (VOC) – Insieme di sostanze chimiche, in forma liquida o di vapore, avente la capacità di evaporare facilmente a temperatura ambiente. I composti che rientrano in questa categoria sono più di 300. Tra i più noti sono gli idrocarburi alifatici, e terpeni, gli idrocarburi aromatici, gli idrocarburi alogenati, gli alcoli, gli esteri, i chetoni e le aldeidi.

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



SEZIONE DEL CONTROLLO SUGLI ENTI