

Riguardo ai dati risultanti dalla tabella può osservarsi, relativamente ai vari settori, quanto segue:

- **Exploration & Production:** il decremento (-7.443 ml, pari al 64,4 per cento) è dovuto alla flessione dei prezzi di realizzo in dollari del petrolio e del gas (-47,8 per cento e -33,8 per cento, rispettivamente) in relazione all'andamento del *marker Brent* (-47 per cento) e alla debolezza dei prezzi del gas in Europa e Stati Uniti;
- **Gas & Power:** registrato un peggioramento di 294 ml rispetto all'utile di 168 ml del 2014. La variazione riflette i maggiori proventi una tantum connessi alle rinegoziazioni rilevati nel 2014 oltre che l'esito sfavorevole di un contenzioso commerciale nel 2015;
- **Refining & Marketing:** conseguito l'utile operativo *adjusted* di 387 ml che rappresenta un miglioramento di 452 ml rispetto alla perdita di 65 ml registrata nell'esercizio precedente. La crescita dei risultati è dovuta al miglioramento dello scenario dei margini di raffinazione e alle iniziative di efficienza e di ottimizzazione dell'assetto delle raffinerie che hanno consentito di ridurre il margine di *break-even* della raffinazione a 5 \$/barile.

#### PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

Gli oneri finanziari netti di 1.323 ml aumentano di 142 ml rispetto al 2014 per effetto della svalutazione di crediti finanziari strumentali all'attività operativa relativi a un progetto nigeriano in funzione della revisione dello scenario prezzi delle *commodity* (182 ml), parzialmente compensati da maggiori proventi su strumenti finanziari derivati su cambi (+45 ml), le cui variazioni di *fair value* sono imputate a conto economico essendo privi dei requisiti formali per essere qualificati come *hedges* in base allo IAS 39.

#### PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

I proventi netti su partecipazioni ammontano a 124 ml e riguardano: (i) i dividendi delle partecipazioni valutate al costo (402 ml), in particolare la Nigeria LNG Ltd (222 ml) e Snam SpA (72 ml); (ii) le plusvalenze nette realizzate sulla cessione di partecipazioni (164 ml) relative principalmente alla (i) plusvalenza di 98 ml relativa alla cessione dell'8 per cento del capitale sociale di Galp Energia SGPS SA e di 46 ml relativa alla cessione del 6,03 per cento del capitale sociale di Snam; (ii) agli *asset* della raffinazione nell'Europa dell'Est (70 ml) e (iii) alla minusvalenza (47 ml) relativa alla cessione di *asset* minori del *business* Gas & Power in Argentina; (iii) gli altri proventi netti comprendono l'adeguamento al prezzo di borsa alla data di riferimento della relazione finanziaria delle azioni Snam che residuano dopo l'esercizio del diritto di conversione 2,22 per cento in mano Eni alla data di chiusura).

## UTILE ANTE IMPOSTE

La tabella del conto economico evidenzia che nel 2015 la perdita ante imposte, di 3.980 ml, ha fatto registrare un peggioramento di 10.853 ml (dall'utile di 6.873 ml del 2014). Le imposte sul reddito sono diminuite di 3.534 ml passando da 6.681 ml del 2014 a 3.147 ml del 2015. La rilevazione di un onere netto d'imposta nonostante il risultato consolidato *pre tax* negativo è dovuto essenzialmente allo scenario che ha limitato la capacità d'iscrizione di attività per imposte anticipate e ha determinato la concentrazione degli utili ante imposte positivi nei PSA che hanno *tax rate* mediamente più elevati.

## UTILE NETTO

Nel 2015 Eni ha registrato la *perdita netta* delle *continuing operations* di 7.680 ml con un sensibile peggioramento rispetto all'esercizio precedente dovuto: i) alla minore *performance* operativa (-2.781 ml rispetto ai 7.585 del 2014) a causa dell'andamento sfavorevole dello scenario prezzi degli idrocarburi (Brent -47 per cento), ii) alla rilevazione di significative svalutazioni delle proprietà Oil & Gas (4.502 ml) con l'adozione di un riferimento Brent di lungo termine a \$65 al barile rispetto al valore di \$90 al barile nelle valutazioni del bilancio 2014. Inoltre sulla perdita operativa ha inciso la revisione di stima dei crediti per fatture da emettere relativi a precedenti esercizi del *business retail Gas & Power* per 484 ml e l'iscrizione di un fondo su tali crediti per 226 ml. Sulla perdita netta ha inciso in misura importante la rilevazione di un onere netto d'imposta nonostante il risultato ante imposte negativo consolidato come descritto in precedenza.

La *perdita netta consolidata di competenza degli azionisti Eni* ammonta a 8.783 ml nell'esercizio contro l'utile di 1.291 ml del 2014, con una diminuzione, quindi, di 10.074 ml. Il dato include la perdita di competenza Eni delle *continuing operations*, di cui sopra, e la perdita delle *discontinued operations*, dovuta principalmente alle svalutazioni rilevate per allineare i *net assets* delle due società Saipem e Versalis ai rispettivi *fair value* costituiti, per Saipem, dal prezzo di borsa alla reporting date del 31 dicembre 2015, e per Versalis, dalla prevedibile valorizzazione del *business* nell'accordo industriale in corso di definizione con un impatto complessivo di 1.969 ml privi di effetti fiscali.

La diminuzione dell'utile di bilancio ha determinato anche, ovviamente, l'emersione di una perdita netta per azione, come mostra il prospetto analitico che segue<sup>80</sup>:

---

<sup>80</sup> 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 3.622.797.043, di 3.610.387.582 e di 3.601.140.133 rispettivamente negli esercizi 2013, 2014 e 2015.

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.

	2014	2015
<b>Utile per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni</b> <i>(ammontare in euro per azione)</i>		
- semplice e diluito	0,36	(2,44)

#### UTILE NETTO *ADJUSTED*

La perdita netta *adjusted* delle *continuing operations* di competenza degli azionisti Eni, di 698 ml ha fatto registrare un peggioramento di 2.898 ml contro l'utile di 2.200 ml del 2014.

Su base *standalone* l'utile netto *adjusted* delle *continuing operations* di competenza degli azionisti Eni è di 334 ml con una diminuzione di 3.520 ml, dopo aver escluso la perdita di magazzino di 561 ml, gli special item costituiti da oneri netti di 6.421 ml e il ripristino delle elisioni *intercompany* di 1.032 ml, con una rettifica complessiva positiva di 8.014 ml. Il peggioramento rispetto al 2014 (-91,3 per cento) riflette la contrazione dell'utile operativo *adjusted* e l'aumento del *tax rate* di circa 28 punti percentuali al 93 per cento per effetto dello scenario in E&P come descritto in precedenza.

#### 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.

---

Al 31 dicembre 2013, 2014 e 2015 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.

	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.
<b>Utile (perdita) netto - continuing operations</b>		<b>192</b>	<b>(7.127)</b>	<b>(7.319)</b>
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
- ammortamenti e altri componenti non monetari	✓	10.919	15.521	4.602
- plusvalenze nette su cessioni di attività	✓	(99)	(559)	(460)
- dividendi, interessi e imposte	✓	6.822	3.259	(3.563)
Variazione del capitale di esercizio	✓	2.148	4.450	2.302
Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	✓	(6.820)	(4.363)	2.457
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa - continuing operations</b>		<b>13.162</b>	<b>11.181</b>	<b>(1.981)</b>
Flusso di cassa netto da attività operativa - discontinued operations	✓	1.948	722	(1.226)
<b>Flusso di cassa netto da attività operativa</b>		<b>15.110</b>	<b>11.903</b>	<b>(3.207)</b>
<b>Investimenti tecnici - continuing operations</b>		<b>(11.264)</b>	<b>(10.775)</b>	<b>489</b>
Investimenti tecnici - discontinued operations	✓	(976)	(781)	195
<b>Investimenti tecnici</b>		<b>(12.240)</b>	<b>(11.556)</b>	<b>684</b>
Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	✓	(408)	(228)	180
Dismissioni e cessioni parziali di partecipazioni consolidate	✓	3.684	2.258	(1.426)
Altre variazioni relative all'attività di investimento	✓	435	(1.351)	(1.786)
<b>Free cash flow</b>		<b>6.581</b>	<b>1.026</b>	<b>(5.555)</b>
Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa <sup>(b)</sup>	✓	(414)	(300)	114
Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	✓	(628)	2.126	2.754
Flusso di cassa del capitale proprio	✓	(4.434)	(3.477)	957
Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	✓	78	(789)	(867)
<b>FLUSSO DI CASSA NETTO</b>		<b>1.183</b>	<b>(1.414)</b>	<b>(2.597)</b>
<b>FLUSSO DI CASSA NETTO DA ATTIVITA' OPERATIVA SU BASE STANDALONE</b>		<b>14.387</b>	<b>12.189</b>	<b>(2.198)</b>

**Variazione dell'indebitamento finanziario netto**

	(€ milioni)	2014	2015	Var. ass.
<b>Free cash flow</b>		<b>6.581</b>	<b>1.026</b>	<b>(5.555)</b>
Debiti e crediti finanziari società acquisite	✓	(19)		19
Debiti e crediti finanziari società disinvestite	✓		83	83
Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	✓	(850)	(810)	40
Flusso di cassa del capitale proprio	✓	(4.434)	(3.477)	957
<b>VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO</b>		<b>1.278</b>	<b>(3.178)</b>	<b>(4.456)</b>

Il flusso di cassa netto da attività operativa delle *continuing operations* su base *standalone* è stato di 12.189 ml e subisce gli effetti dell'eliminazione dei flussi *intercompany* verso le *discontinued operations*. Gli incassi da dismissioni sono stati 2.258 ml e hanno riguardato la partecipazione finanziaria in Snam per effetto dell'esercizio del diritto di conversione da parte degli obbligazionisti (911 ml), la partecipazione Galp (658 ml) e la cessione di *asset* non strategici principalmente nel settore Exploration & Production.

Tali flussi hanno coperto la gran parte dei fabbisogni relativi al pagamento dei dividendi Eni (3.457 ml, di cui 1.440 ml relativi all'acconto dividendo 2015) e agli investimenti tecnici (10.775 ml) ed alle altre variazioni dell'attività di investimento (1.351 ml). Considerando anche i flussi di cassa associati

alle *discontinued operations*, ne deriva un incremento dell'indebitamento finanziario netto del bilancio consolidato Eni di 3.178 ml comprese le differenze negative di cambio e la riclassifica della cassa verso terzi di Saipem nelle *discontinued operations* che porta il dato consolidato a 16.863 ml.

## CONSIDERAZIONI CONCLUSIVE

1. Dal 2014 Eni – come le altre compagnie energetiche – sta operando in una situazione del mercato petrolifero caratterizzata da esubero di offerta (con significativo aumento delle scorte) e da un ribasso costante dei prezzi (circa 30 \$/bl nel dicembre del 2015, con una quotazione media annua di circa 53 \$/bl). È un contesto generalizzato di riduzione delle quotazioni delle materie prime che riguarda anche i prezzi del gas e che impatta in modo pesantemente negativo sulla gestione della società.

La strategia di risposta del *management*, in carica dal maggio 2014 e con scadenza alla prossima approvazione del bilancio 2016, è stata quella di avviare un processo di trasformazione aziendale e di ristrutturazione per allineare i costi ai prezzi ed assicurare nel contempo la crescita.

Obiettivi fondamentali perseguiti sono: la trasformazione da società conglomerata a O&G, integrata, attraverso la rifocalizzazione e la razionalizzazione della struttura e dell'organizzazione aziendale, la ristrutturazione del *mid-downstream*, per recuperare redditività; il rafforzamento del *business upstream*, sia nell'esplorazione che nello sviluppo, al fine di creare valore anche in uno scenario di prezzo basso.

Nei piani del *management* l'esplorazione dei giacimenti non dovrà essere solo finalizzata ad accrescere le riserve, ma anche a monetizzare *l'asset*, con la cessione di quote di minoranza, nell'invarianza del ruolo di operatore di Eni.

In tale difficile contesto, Eni ha comunque riconosciuto un dividendo 2015, approvato il 12 maggio 2016 dall'Assemblea degli Azionisti, pari a € 0,80 per azione. Confermando la linea anche per il 2016 il Consiglio di Amministrazione, sulla base dell'esame dei risultati del primo semestre 2016 e delle previsioni per l'intero esercizio, ha deliberato di attribuire agli azionisti un acconto sul dividendo 2016 di € 0,40 per ciascuna azione in circolazione alla data di stacco cedola del 19 settembre 2016 con messa in pagamento il 21 settembre 2016.

2. Con riguardo ai principali profili gestori per l'esercizio 2015, portati all'esame dell'assemblea degli azionisti del 12 maggio 2016 e ripresi nella parte specifica del presente referto, rileva l'utile netto di Eni spa, risultato di 1.918 ml, in diminuzione, rispetto al 2014, del 57 per cento (si sostanzia in 4.510 ml); il patrimonio netto è stato di 38.570 ml in decremento del 4 per cento rispetto al 2014, esercizio nel quale era stato pari a 40.302 ml.

Il Gruppo Eni ha conseguito una perdita netta di competenza degli azionisti Eni di 8.783 ml di contro all'utile di 1.291 ml del 2014, con una contrazione, quindi, di 10.074 ml ed una perdita netta *adjusted* di competenza degli azionisti Eni di 698 ml, che ha fatto registrare un peggioramento di 2.898 ml

rispetto all'utile di 2.200 ml del 2014. La diminuzione, nella condivisibile analisi della Società, è riferibile essenzialmente, alla debolezza strutturale del mercato petrolifero che ha eroso la redditività operativa e il valore degli *asset* di Eni.

Complessivamente la gestione industriale (esclusi gli oneri straordinari) ha registrato una flessione dell'utile operativo pari a 2.781 ml, dovuta principalmente alla contrazione dei ricavi di E&P per i minori prezzi di realizzo della produzione *equity* sulla scia della caduta del Brent (-47 per cento), all'allineamento alle quotazioni correnti del valore delle scorte di greggio e prodotti petroliferi, nonché alla rilevazione di significative svalutazioni delle proprietà Oil & Gas (4.502 ml).

Il patrimonio netto di Gruppo si è sostanzialmente invariato in 51.753 ml, ed è risultato in diminuzione rispetto al 2014 di 8.001 ml per effetto prevalentemente della perdita netta dell'esercizio (9.378 ml).

3. Sotto il profilo operativo, le riserve certe di idrocarburi al 31 dicembre 2015 sono pari a 6,9 miliardi di boe (determinate sulla base del prezzo del marker Brent di 54 \$/barile) in lieve aumento rispetto al 2014 con 6,6 miliardi di boe. La produzione di idrocarburi è stata di 1,76 ml di boe /giorno, in aumento dello 10,1 per cento grazie ai giacimenti in Angola, Venezuela, Stati Uniti e Regno Unito. Le vendite di gas naturale nel 2015 sono state di 90,88 miliardi di metri cubi con un incremento dell'1,9 per cento rispetto al 2014 (89,17 miliardi di metri cubi). In aumento del 12,9 per cento le vendite in Italia (38,44 miliardi di metri cubi) per effetto di maggiori vendite spot e temperature più rigide rispetto al 2014. In calo le vendite nei mercati europei (38,28 miliardi di metri cubi; - 9,3 per cento).

4. Il *cash flow* di Gruppo, pari a 12,2 mld, seppure diminuito del 19 per cento circa rispetto al 2014 (15,1 mld), rimane un valore positivo, nonostante la caduta del prezzo del Brent (-47 per cento) a 53 \$/bl. Tale flusso di cassa, unitamente agli incassi da dismissioni pari a 2,26 mld, ha consentito di finanziare la gran parte dei fabbisogni relativi agli investimenti esplorativi e al pagamento di dividendi agli azionisti Eni per 3,46 mld.

In particolare, gli incassi da dismissioni hanno riguardato la partecipazione finanziaria in Snam per effetto dell'esercizio del diritto di conversione da parte degli obbligazionisti (911 ml), la partecipazione Galp (658 ml) e la cessione di *asset* non strategici principalmente nel settore Exploration & Production.

5. Il costo del lavoro del Gruppo, nel 2015, segna un aumento di 206 ml rispetto al 2014 (+8 per cento), che la Società riferisce principalmente al deprezzamento dell'euro rispetto alle principali

valute ed a minori capitalizzazioni. Tali effetti sono stati parzialmente assorbiti dal decremento dell'occupazione media. Anche il costo del lavoro del personale di Eni spa nel 2015 (ml 1.148) è aumentato di 68 ml in relazione, secondo la società, essenzialmente alla circostanza che nel 2014 furono rilevati maggiori utilizzi per esuberanza dei fondi mobilità lunga.

7. Permangono i positivi esiti dell'attività di esplorazione, ricerca e sviluppo e gli accordi commerciali con Stati esteri, quali quelli in Mozambico, Regno Unito, Stati Uniti, Norvegia e Congo.

Dal punto di vista industriale l'esplorazione è stata, ancora una volta, uno dei principali *driver* nella creazione di valore. Importanti sono state le scoperte in Indonesia, Congo, Libia e USA e soprattutto nell'*offshore* profondo egiziano a Zohr, evidenziata già nel precedente referto, che, con un potenziale di risorse pari a circa 850 miliardi di metri cubi di gas in posto, rappresenta il più grande ritrovamento, ad oggi, nel mar Mediterraneo.

8. Per quanto riguarda le dismissioni, che costituiscono nella strategia del *management* uno strumento essenziale per il contributo alla generazione di cassa e per lo sviluppo dell'azione esplorativa, Eni, come già riferito, ha perfezionato la cessione della partecipazione in Galp e Snam, riducendo la quota in Saipem e vendendo la partecipazione "*non core*" in altre imprese.

La cessione di Galp Energia SGPS SA ha riguardato l'8 per cento (intera quota posseduta) per 560 ml; quella di Snam SpA il 6,03 per cento per 865 ml, in forza dell'esercizio del diritto di conversione da parte dei portatori delle obbligazioni convertibili.

Per Saipem si è definita la complessa transazione, avviata nel 2015, finalizzata a ristrutturare l'assetto proprietario della controllata quotata spa attraverso l'ingresso nell'azionariato di un nuovo socio allo scopo di focalizzare le risorse nel *core business upstream*, reperendo ulteriori fonti finanziarie da investire nello sviluppo delle risorse minerarie recentemente scoperte e rafforzare la struttura patrimoniale.

In tale ambito, il 22 gennaio 2016, è stato perfezionato il contratto di compravendita con il Fondo Strategico Italiano (FSI) avente ad oggetto la cessione della partecipazione del 12,503 per cento del capitale sociale di Saipem in mano Eni (n. 55.176.364 di azioni) al prezzo unitario di euro 8,4 per azione. Per Versalis SpA deve prendersi atto dell'interruzione delle trattative per la cessione di una quota significativa della proprietà – di cui la Società ha dato notizia alla stampa nel giugno del 2016 – che non dovrebbe, comunque, nelle intenzioni della Società, avere effetti negativi sulla programmata realizzazione di un piano industriale di sviluppo del settore chimico.

Segnali di ripresa si rilevano dai risultati consolidati per l'esercizio 2016, resi noti al mercato dal *Management* della Società, che saranno portati all'esame dell'Assemblea ordinaria degli azionisti del 13 aprile p.v. e sui quali la Corte riferirà nella prossima relazione al Parlamento.

PAGINA BIANCA

## **APPENDICE**

**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	<b>E&amp;P</b>
Divisione Gas & Power	<b>G&amp;P</b>
Divisione Refining & Marketing	<b>R&amp;M</b>
Oil-Gas Energy Committee	<b>OGEC</b>
Securities Exchange Commission	<b>SEC</b>

**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 CO<sub>2</sub> mediante un procedimento integrato che prevede la cattura della CO<sub>2</sub> 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<sub>x</sub> (ossidi di azoto)** - Emissioni dirette totali di ossidi di azoto dovute ai processi di combustione con aria. Sono incluse le emissioni di NO<sub>x</sub> da attività di *flaring*, da processi di recupero dello zolfo, da rigenerazione FCC, ecc. Sono comprese le emissioni di NO ed NO<sub>2</sub>, mentre sono escluse le emissioni di N<sub>2</sub>O.

**Emissioni di SO<sub>x</sub> (ossidi di zolfo)** - Emissioni dirette totali di ossidi di zolfo, comprensive delle emissioni di SO<sub>2</sub> ed SO<sub>3</sub>. 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 H<sub>2</sub>S), 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.