



San Donato Milanese
16 febbraio 2018

Sede legale,
Piazzale Enrico Mattei, 1
00144 Roma
Tel. +39 06598.21
www.eni.com

Eni: risultati dell'esercizio e del quarto trimestre 2017

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

III Trim. 2017			IV Trim.			Esercizio		
			2017	2016	var %	2017	2016	var %
52,08	Brent dated	\$/barile	61,39	49,46	24	54,27	43,69	24
1,175	Cambio medio EUR/USD		1,177	1,079	9	1,130	1,107	2
44,34	Prezzo in euro del Brent dated	€/barile	52,14	45,84	14	48,03	39,47	22
1.803	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.892	1.856	2	1.816	1.759	3
947	Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)	€ milioni	1.995	1.286	55	5.795	2.315	150
1.046	di cui: E&P		1.864	1.400	33	5.170	2.494	107
(193)	G&P		213	(72)	..	212	(390)	..
337	R&M e Chimica		114	75	52	992	583	70
229	Utile (perdita) netto adjusted ^(a)		975	459	112	2.411	(340)	..
0,06	- per azione (€)		0,27	0,13		0,67	(0,09)	
344	Utile (perdita) netto ^(b)		2.100	340	518	3.427	(1.464)	..
0,10	- per azione (€)		0,58	0,09		0,95	(0,41)	
1.938	Flusso di cassa netto ante variazione circolante adjusted ^(c)		2.423	2.123	14	9.256	6.179	50
2.124	Flusso di cassa netto da attività operativa underlying ^(d)		3.218	3.546	(9)	9.986	7.971	25
1.463	Investimenti (tecnici e in partecipazioni) netti ^(d)		1.891	2.256	(16)	7.619	9.275	(18)
	Dismissioni nette ^(d)		2.323			3.797		
14.965	Indebitamento finanziario netto		10.916	14.776	(26)	10.916	14.776	(26)
0,32	Leverage		0,23	0,28		0,23	0,28	

(a) Per la definizione dei risultati adjusted vedi nota sulle Non-GAAP measure a pag. 18.

(b) Di competenza degli azionisti Eni. Per il 2016 da continuing e discontinued operations.

(c) Misura Non-GAAP. Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio ed escludendo l'utile/perdita di magazzino e certe componenti straordinarie. Per la riconduzione vedi pag.15.

(d) Per la riconduzione vedi pag. 15.

Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato ieri i risultati consolidati dell'esercizio e del quarto trimestre 2017 (non sottoposti a revisione contabile). Esaminando i risultati, Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

“Chiudiamo il 2017 con risultati eccellenti che dimostrano come il processo di profondo cambiamento avviato nel 2014 abbia trasformato Eni in una società capace di crescere e creare valore anche in condizioni di mercato molto difficili. Nell'Upstream abbiamo raggiunto il massimo storico della nostra produzione pur riducendo del 40% gli investimenti di sviluppo rispetto alla baseline 2014, continuato a registrare risultati esplorativi eccellenti e messo in produzione in tempi record i nostri progetti più rilevanti, con la punta di diamante di Zohr. Nel Mid-Downstream abbiamo riportato in una posizione di profitto strutturale G&P con un anno di anticipo, ottenuto nell'R&M il risultato operativo record degli ultimi 8 anni e conseguito nella Chimica la migliore performance operativa di sempre. Tutto ciò ha consentito di far crescere la generazione di cassa del 50%, a fronte di un aumento del Brent del 22%, di ridurre la nostra cash neutrality a 57 \$/bl e di rinforzare ulteriormente la nostra struttura patrimoniale, anche grazie alle dismissioni realizzate nell'anno. Per il futuro le prospettive di crescita sono eccellenti in tutti i business e saranno perseguite con disciplina finanziaria e grande attenzione alla loro sostenibilità in presenza di scenari anche i più difficili. Il che vorrà dire che, se al contrario le condizioni di mercato fossero più favorevoli, saremo in condizione di generare un enorme extra-valore per i nostri azionisti. Sulla base di questi risultati proporrò al Consiglio del 15 marzo il pagamento di €0,80 per azione quale dividendo sul risultato 2017.”

Highlights

Exploration & Production

- **Produzione di idrocarburi, record storico:**
 - nel dicembre 2017 raggiunto il record assoluto di Eni a 1,92 milioni di boe/giorno;
 - nel quarto trimestre conseguiti 1,89 milioni di boe/giorno, livello trimestrale più elevato degli ultimi sette anni (+1,9%); media annua a 1,82 milioni di boe/giorno (+3,2%) la più elevata di sempre. Al netto dell'effetto prezzo nei PSA e dei tagli OPEC, crescita del +3,7% nel trimestre e del +5,3% nell'anno;
 - contributo da **avvii e ramp-up** di 243 mila boe/giorno in media annua grazie all'implementazione del modello integrato Eni di esplorazione e sviluppo con riduzione del time-to-market dei nuovi progetti (nel 2017 Zohr in Egitto, East-Hub in Angola, OCTP in Ghana, Jangkrik in Indonesia) e all'accelerazione dei ramp-up (Nooros).
- **Avviata la produzione del giacimento super-giant a gas di Zohr con un time-to-market record:** meno di due anni dalla FID e meno di due anni e mezzo dalla scoperta.
- **Risorse esplorative:** nel 2017 aggiunto **1 miliardo di boe equity** di cui 800 milioni da esplorazione in house al costo unitario di circa 1 \$/barile.
- **Completata con successo la campagna esplorativa nell'Area 1 nell'offshore del Messico:** con l'appraisal della scoperta Tecoalli che fa seguito a quelle di Amoca e Miztòn, incrementate le risorse complessive dell'Area fino a 2 miliardi di boe in posto (circa 90% olio).
- **Rinnovato il portafoglio esplorativo** con circa 97.000 Km² di nuovo acreage:
 - assegnato il 50% dei diritti di sfruttamento minerari del Blocco Isatay nel **Mar Caspio Kazakho**;
 - firmato un exploration and production sharing agreement relativo al Blocco 52 offshore in **Oman** (Eni 85%);
 - acquisite nuove licenze esplorative in **Marocco, Messico, Cipro, Costa d'Avorio e Norvegia**.
- **Riserve certe di idrocarburi** a 7 miliardi di boe; tasso di rimpiazzo organico al 103% che si ridetermina in 151% escludendo la riclassifica delle riserve non sviluppate in Venezuela ad "unproved" a causa delle attuali condizioni del Paese.
- **Dual Exploration Model:** nel quarto trimestre 2017 perfezionata la cessione del 25% dell'Area 4 in Mozambico a Exxon Mobil.
- **Utile operativo adjusted E&P:** €1,86 miliardi nel quarto trimestre (+33%); nell'anno più che raddoppiato a €5,17 miliardi.

Gas & Power

- **Utile operativo G&P strutturalmente positivo con un anno di anticipo rispetto ai piani**, grazie alla ristrutturazione del business.
- **Business retail:** migliore performance nell'incasso dei ricavi; in crescita la base clienti al netto delle cessioni.
- **Razionalizzazione portafoglio:** disinvestita l'attività retail in Belgio; definita la cessione delle attività distribuzione gas in Ungheria.
- **Utile operativo adjusted G&P:** €0,21 miliardi nel trimestre e nell'anno, in netto miglioramento sia vs. quarto trimestre 2016 (+€0,29 miliardi), sia su base annua (+€0,6 miliardi).

Refining & Marketing e Chimica

- Nel 2017 **margin**e di raffinazione di breakeven al di sotto dei 4 \$/barile.
- **Valorizzato il know-how della raffinazione**: accordo di licensing con Sinopec, prima società di raffinazione al mondo, per l'utilizzo della tecnologia di conversione EST.
- **Sviluppo internazionale di Versalis**: avviata la joint venture Lotte Versalis Elastomers per la produzione di elastomeri in Corea del Sud.
- **Utile operativo adjusted R&M**: €77 milioni nel quarto trimestre, +13% rispetto al trimestre 2016 nonostante la ridotta disponibilità della raffineria di Sannazzaro e lo scenario. **Su base annua, risultato migliore degli ultimi 8 anni** con €532 milioni, +91% rispetto all'esercizio precedente.
- **Utile operativo adjusted record della Chimica**: €37 milioni nel quarto trimestre (+400%); €460 milioni nell'anno (+51%).

Risultati Consolidati

- **Utile operativo adjusted in forte crescita**: €1,99 miliardi nel quarto trimestre (+55% vs. quarto trimestre 2016); più che raddoppiato su base annua a €5,79 miliardi (+€3,48 miliardi).
- **Utile netto adjusted**: più che raddoppiato nel quarto trimestre a €0,98 miliardi; €2,41 miliardi nell'anno rispetto alla perdita netta registrata nel periodo di confronto.
- **Utile netto**: €2,10 miliardi nel quarto trimestre; €3,43 miliardi nell'esercizio.
- **Forte generazione di cassa operativa underlying¹**: €3,22 miliardi nel quarto trimestre; €9,99 miliardi nell'esercizio.
- **Generazione di cassa su base adjusted** prima della variazione del circolante²: €2,42 miliardi nel trimestre e €9,26 miliardi nell'esercizio.
- **Investimenti netti**: €7,6 miliardi¹, in riduzione del 18% vs 2016. Copertura organica investimenti netti a circa il 130%.
- **Cash neutrality** organica per la copertura degli investimenti e del dividendo a 57 \$/barile, 39 \$/barile considerando gli incassi da cessioni.
- **Dismissioni nette³**: incassi di €3,8 miliardi, riferiti principalmente al Dual Exploration Model.
- **Indebitamento finanziario netto**: €10,92 miliardi.
- **Proposta dividendo 2017⁴**: €0,80 di cui €0,40 già pagati come acconto.

¹ Vedi nota (d) tabella pag. 1.

² Vedi nota (c) tabella pag. 1.

³ Vedi nota (d) tabella pag. 1.

⁴ Il Consiglio di Amministrazione intende proporre all'Assemblea degli azionisti, che si terrà in un'unica convocazione il 10 maggio 2018, la distribuzione di un dividendo di €0,80 per azione (€0,80 nel 2016) di cui €0,40 distribuiti nel settembre 2017 a titolo di acconto. Il dividendo a saldo di €0,40 per azione sarà messo in pagamento a partire dal 23 maggio 2018 con stacco cedola il 21 maggio 2018.

Outlook

Le prospettive del business e i principali target industriali e finanziari a medio termine saranno illustrati nella Strategy Presentation sul piano strategico 2018-2021 prevista il 16 marzo 2018. Il contenuto della Strategy Presentation sarà diffuso con un comunicato stampa emesso lo stesso 16 marzo 2018 disponibile sul sito web di Eni "eni.com" e diffuso secondo le altre modalità previste dai listing standard. Di seguito anticipiamo comunque i principali driver del 2018:

Exploration & Production

Produzione di idrocarburi: crescita attesa al 3% per effetto del ramp-up degli avvii 2017, in particolare in Egitto, Angola e Indonesia, e degli avvii di fasi satelliti di grandi giacimenti in produzione (Libia, Angola e Ghana).

Gas & Power

Consolidamento della redditività: atteso utile operativo adjusted a €0,3 miliardi, grazie a nuove azioni sui contratti long-term, riduzione costi logistica e sinergie da integrazione con upstream nel business GNL.

Refining & Marketing e Chimica

Previsto **margin di raffinazione di breakeven** a circa 3 \$/barile a fine 2018 grazie a nuove ottimizzazioni supply e assetti.

Gruppo

Previsti **investimenti** di circa €8 miliardi.

Sostenibilità

		2017	2016	var %
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,33	0,35	(6,8)
Emissioni GHG E&P/produzione	(tonnellate di CO ₂ eq./tep)	0,163	0,167	(2,7)
Emissioni GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	41,49	40,18	3,3
- di cui da combustione e processo		31,62	30,71	3,0
- di cui da metano		1,45	2,40	(39,4)
- di cui da flaring		6,83	5,40	26,5
- di cui da venting		1,58	1,67	(5,3)
Volume oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	3.228	1.231	..
Acqua di formazione reiniettata	(%)	59	58	

- Indice di frequenza infortuni totali registrabili della forza lavoro: in miglioramento rispetto al 2016 (-6,8%) sia per i dipendenti (-17,2%) sia per i contrattisti (-2%).
- Emissione di GHG rispetto alla produzione del settore E&P: 0,163 tCO₂ eq/tep, in riduzione rispetto all'anno precedente (-2,7%).
Emissioni da combustione e processo in aumento per maggiori produzioni nei settori E&P (in particolare per le attività in Libia e per gli start-up in Ghana, Angola ed Indonesia) e G&P (in aumento sia la produzione di energia elettrica sia i maggiori volumi di gas naturale trasportati).
Emissioni di metano: -39,4% beneficiando delle attività di manutenzione periodica e di monitoraggio delle emissioni fuggitive nei settori E&P e G&P.
Emissioni da flaring del settore E&P: +26,5% per effetto dei già citati start-up e del riavvio del campo Abu Attifel in Libia.
- Acqua di formazione reiniettata del settore E&P: 59% in aumento rispetto al 2016 grazie alla ripresa del campo di Abu Attifel in Libia e al mantenimento dei livelli di re-iniezione in Ecuador ed Egitto.

Analisi per segmento di business

Exploration & Production

Produzione, riserve e prezzi

III Trim. 2017			IV Trim. 2017			Esercizio 2017		
			2017	2016	var %	2017	2016	var %
Produzioni								
885	Petrolio	mgl di barili/g	861	906	(5,0)	852	878	(3,0)
142	Gas naturale	mln di metri cubi/g	159	147	8,2	149	136	9,6
1.803	Idrocarburi	mgl di boe/g	1.892	1.856	1,9	1.816	1.759	3,2
Riserve certe di idrocarburi adjusted						6.990	7.142	(2,1)
Tasso di rimpiazzo adjusted						151	139	
Tasso di rimpiazzo organico						103	193	
Prezzi medi di realizzo								
48,03	Petrolio	\$/barile	57,64	44,56	29,4	50,06	39,18	27,8
134,14	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	137,20	123,66	10,9	130,31	115,51	12,8
35,14	Idrocarburi	\$/boe	39,12	32,95	18,7	35,06	29,14	20,3

- La **produzione di idrocarburi** del quarto trimestre 2017 è stata di 1,892 milioni di boe/giorno, il livello trimestrale più elevato degli ultimi sette anni, con una crescita dell'1,9% rispetto al quarto trimestre 2016. In media annua è stato conseguito il record di 1,816 milioni di boe/giorno, con una crescita del +3,2%. La performance riflette gli avvii di nuovi giacimenti e il ramp-up dei progetti del 2016 in particolare in Angola, Egitto, Ghana, Indonesia e Kazakhstan nonché il restart di alcuni campi in Libia grazie alle migliori condizioni di sicurezza. Tali fattori sono stati parzialmente compensati dai tagli produttivi OPEC, dai minori entitlements nei PSA per l'effetto prezzo, dalle fermate programmate e non in Norvegia, Regno Unito e nel Golfo del Messico nonché dal declino di giacimenti maturi. Escludendo l'effetto prezzo nei contratti PSA e i tagli OPEC (complessivamente 32 mila boe/giorno e 35 mila boe/giorno, rispettivamente nel quarto trimestre e nell'anno), la produzione è in crescita del 3,7% (+5,3% nell'anno).
- La **produzione di petrolio** è stata di 861 mila barili/giorno, in riduzione di 45 mila barili/giorno, pari al 5%, rispetto al quarto trimestre 2016 (852 mila barili/giorno nell'anno, in riduzione del 3%). L'effetto prezzo, i tagli OPEC e le fermate in Norvegia, Regno Unito e nel Golfo del Messico sono state parzialmente compensate dagli start-up e ramp-up del periodo e dalle maggiori produzioni in Libia.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 159 milioni di metri cubi/giorno con una crescita di 12 milioni di metri cubi/giorno, pari all'8,2% rispetto al corrispondente periodo del 2016 (149 milioni di metri cubi/giorno nell'anno, in crescita del 9,6%). Gli start-up e ramp-up produttivi in Indonesia ed Egitto e la crescita produttiva in Libia sono stati parzialmente compensati dalle fermate produttive, dal declino di giacimenti maturi e dall'effetto prezzo.

Riserve certe di idrocarburi

(milioni di boe)

Riserve certe al 31 dicembre 2016			7.490
Cessione 40% riserve Zohr, firmata nel 2016			(348)
Riserve certe al 31 dicembre 2016 adjusted			7.142
Promozioni organiche (a)			999
Produzione (b)			(663)
Riclassifica riserve Perla Phase 2 (c)			(315)
Portfolio: cessione 25% Area 4 in Mozambico e altro (d)			(173)
Riserve certe al 31 dicembre 2017			6.990
Tasso di rimpiazzo adjusted	(a/b)	(%)	151
Tasso di rimpiazzo organico	(a+c/b)		103
Tasso di rimpiazzo all sources adjusted	(a+c+d/b)		77

- Le **riserve certe al 31 dicembre 2017** sono di 6.990 milioni di boe. Le promozioni nette a riserve certe di 684 milioni di boe sono riferite principalmente alla decisione finale di investimento dei progetti Coral nell'offshore del Mozambico e Johan Castberg nell'offshore norvegese e l'avanzamento nello sviluppo dei progetti in portafoglio quali Zohr, Jangkrik e Kashagan, parzialmente compensate dalla riclassifica delle riserve non sviluppate in Venezuela ad unproved a causa delle attuali condizioni del Paese (315 milioni di boe del progetto Perla gas). La produzione dell'anno è pari a 663 milioni di boe. Le cessioni di 521 milioni di boe sono riferite essenzialmente alla dismissione del 40% del progetto Zohr e del 25% dell'Area 4, che include il progetto Coral, in Mozambico. Il tasso di rimpiazzo organico delle riserve certe si attesta al 103%, che si ridetermina in 151% escludendo la riclassifica delle riserve del Venezuela. Il tasso di rimpiazzo all sources è del 77% e tiene conto della dismissione del 25% dell'Area 4 in Mozambico, mentre la cessione del 40% di Zohr sostanzialmente conclusa nel 2016 è considerata a riduzione delle riserve iniziali. La vita utile residua delle riserve certe è di 10,5 anni (11,6 anni nel 2016). L'informativa completa sulle riserve certe di idrocarburi sarà fornita nella Relazione finanziaria annuale e nell'Annual Report on Form 20-F del 2017.

Risultati

III Trim. 2017	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2017	2016	var %	2017	2016	var %
1.041	Utile (perdita) operativo	4.149	1.720	..	7.669	2.567	..
5	Esclusione special items	(2.285)	(320)		(2.499)	(73)	
1.046	Utile (perdita) operativo adjusted	1.864	1.400	33,1	5.170	2.494	..
(39)	Proventi (oneri) finanziari netti	(39)	123		(50)	(55)	
104	Proventi (oneri) su partecipazioni	118	77		409	68	
(670)	Imposte sul reddito	(847)	(741)		(2.801)	(1.999)	
60,3	tax rate (%)	43,6	46,3		50,7	79,7	
441	Utile (perdita) netta adjusted	1.096	859	..	2.728	508	..
I risultati includono:							
69	Costi di ricerca esplorativa:	135	73	84,9	525	374	40,4
61	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	73	45	62,2	273	204	33,8
8	- radiazione di pozzi di insuccesso ^(a)	62	28	..	252	170	48,2
1.343	Investimenti tecnici	1.781	1.871	(4,8)	7.739	8.254	(6,2)

(a) Include anche la radiazione di diritti esplorativi unproved, laddove presenti, associati ai progetti con esito negativo.

- Nel quarto trimestre 2017 il settore Exploration & Production ha registrato un incremento del 33% dell'**utile operativo adjusted** a €1.864 milioni, per effetto principalmente della ripresa dello scenario petrolifero (+24% la quotazione Brent) e della crescita produttiva. Tali fattori sono stati parzialmente compensati dall'indebolimento del dollaro rispetto all'euro, dal minore apprezzamento dei prezzi di realizzo medi Eni rispetto al Brent, la cui ripresa non ha ancora interessato i prezzi del gas dato il lag temporale delle formule oil-linked e dai maggiori ammortamenti determinati dagli avvii e dai ramp-up produttivi. Nel 2017 l'utile operativo adjusted è più che raddoppiato a €5.170 milioni (+€2.676 milioni rispetto all'anno precedente) per effetto degli stessi driver descritti nel commento al trimestre, salvo quello di un rapporto di cambio euro dollaro più favorevole che nel trimestre.
- Nel quarto trimestre 2017 il settore ha registrato l'**utile netto adjusted** di €1.096 milioni rispetto all'utile di €859 milioni del quarto trimestre 2016, con un miglioramento di €237 milioni (circa €2,2 miliardi il miglioramento registrato nell'anno). I driver sono stati l'incremento della performance operativa e la riduzione di circa 2 punti percentuali del tax rate (dal 46% al 44%) determinato dalla migliorata redditività che ha consentito una maggiore fiscalizzazione dei costi riconosciuti anche nei contratti di PSA, nonché ha ridotto l'incidenza dei costi non deducibili. Il sensibile ridimensionamento del tax rate dell'esercizio (dall'80% al 51%) è stato inoltre influenzato dalla rilevazione di imposte differite attive in connessione con l'avvio della fase esecutiva del progetto Coral in Mozambico e con lo start-up produttivo in Ghana.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 12.

Gas & Power

Vendite

III Trim.		IV Trim.			Esercizio			
2017		2017	2016	var %	2017	2016	var %	
192	PSV	€/mgl di metri cubi	241	202	19,3	211	168	25,6
171	TTF		202	182	11,0	183	148	23,6
Vendite di gas naturale		mld di metri cubi						
7,93	Italia		9,62	10,25	(6,1)	37,43	38,43	(2,6)
8,21	Resto d'Europa		10,26	11,79	(13,0)	38,23	42,43	(9,9)
0,97	di cui: Importatori in Italia		0,99	1,15	(13,9)	3,89	4,37	(11,0)
7,24	Mercati europei		9,27	10,64	(12,9)	34,34	38,06	(9,8)
1,30	Resto del Mondo		1,60	1,22	31,1	5,17	5,45	(5,1)
17,44	Totale vendite gas mondo		21,48	23,26	(7,7)	80,83	86,31	(6,3)
8,91	Vendita di energia elettrica	terawattora	8,66	9,79	(11,5)	35,33	37,05	(4,6)

- Nel quarto trimestre 2017 le **vendite di gas naturale** sono state di 21,48 miliardi di metri cubi in calo del 7,7% rispetto al quarto trimestre 2016, in linea con la riduzione degli impegni di acquisto dei contratti take-or-pay. Il calo delle vendite in Italia (-6,1%, a 9,62 miliardi di metri cubi) ha riguardato tutti i segmenti di mercato, ad eccezione del termoelettrico che ha beneficiato della minore produzione da fonti rinnovabili e delle minori importazioni di energia elettrica. Le vendite nei mercati europei di 9,27 miliardi di metri cubi hanno registrato un decremento del 12,9% in Francia, Regno Unito, Benelux e Penisola Iberica. Su base annua, le vendite di gas naturale sono state di 80,83 miliardi di metri cubi con una flessione del 6,3% (-5,48 miliardi di metri cubi rispetto al 2016). In calo del 2,6% le vendite in Italia a 37,43 miliardi di metri cubi, a causa degli stessi driver del trimestre. Le minori vendite sui mercati europei (34,34 miliardi di metri cubi) riflettono principalmente la cessione delle attività retail in Belgio e Ungheria nonché minori volumi venduti in Francia e Germania/Austria.
- Le **vendite di energia elettrica** pari a 8,66 TWh nel quarto trimestre 2017 (35,33 TWh nell'anno) sono diminuite rispettivamente dell'11,5% e del 4,6% rispetto ai corrispondenti periodi di confronto per effetto principalmente dei minori volumi commercializzati nel settore grossisti e middle market, parzialmente compensati dall'aumento delle vendite ai clienti large.

Risultati

III Trim.		IV Trim.			Esercizio			
2017		2017	2016	var %	2017	2016	var %	
(120)	Utile (perdita) operativo	(€ milioni)	201	5	..	70	(391)	..
15	Esclusione (utile) perdita di magazzino		29	(56)		90		
(88)	Esclusione special item		(17)	(21)		142	(89)	
(193)	Utile (perdita) operativo adjusted		213	(72)	..	212	(390)	..
3	Proventi (oneri) finanziari netti		1	(1)		10	6	
(2)	Proventi (oneri) su partecipazioni		(4)	(8)		(9)	(20)	
53	Imposte sul reddito		(97)	50		(162)	74	
..	tax rate (%)		46,2	..		76,1	..	
(139)	Utile (perdita) netta adjusted		113	(31)	..	51	(330)	..
33	Investimenti tecnici		60	53	13,2	142	120	18,3

- Nel quarto trimestre 2017 il settore Gas & Power ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €213 milioni con un miglioramento di €285 milioni rispetto alla perdita operativa del quarto trimestre 2016. I principali driver sono stati la rinegoziazione dei contratti di acquisto long-term, compresa la termination di alcuni, i minori costi di logistica, nonché le buone performance del trading e dei business LNG e Power. Nel 2017 il settore ha ottenuto un utile operativo adjusted di €212 milioni, traguardando con un anno di anticipo l'obiettivo di un risultato strutturale positivo e segnando il migliore risultato degli ultimi sette anni, con un incremento di €602 milioni rispetto al 2016 grazie agli effetti commentati nel trimestre. Dall'anno 2017, il profit/loss on stock rimane incluso nella performance in quanto precedenti modifiche regolatorie ai criteri per l'accesso alle capacità di stoccaggio hanno consentito di avviare una gestione attiva del magazzino gas.
- Il settore ha chiuso il quarto trimestre con l'**utile netto adjusted** di €113 milioni, in miglioramento di €144 milioni. Nell'esercizio 2017 l'utile netto adjusted è pari a €51 milioni. Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 12.

Refining & Marketing e Chimica

Produzioni e vendite

III Trim.			IV Trim.			Esercizio		
2017			2017	2016	var %	2017	2016	var %
6,4	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	4,3	4,7	(8,5)	5,0	4,2	19,0
5,63	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	5,46	5,22	4,6	21,15	21,61	(2,1)
0,76	Lavorazioni in conto proprio resto d'Europa		0,72	0,75	(4,0)	2,87	2,91	(1,4)
6,39	Totale lavorazioni		6,18	5,97	3,5	24,02	24,52	(2,0)
0,08	Lavorazioni green		0,07	0,06	16,7	0,24	0,21	14,3
Marketing								
2,24	Vendite rete Europa	mln ton	2,11	2,08	1,4	8,54	8,59	(0,6)
1,56	Vendite rete Italia		1,49	1,47	1,4	6,01	5,93	1,3
0,68	Vendite rete resto d'Europa		0,62	0,61	1,6	2,53	2,66	(4,9)
25,2	Quota mercato rete Italia	%	25,1	24,3		25,0	24,3	
2,83	Vendite extrarete Europa	mln ton	2,71	2,92	(7,2)	10,66	11,34	(6,0)
2,04	Vendite extrarete Italia		1,94	2,08	(6,7)	7,64	8,16	(6,4)
0,79	Vendite extrarete resto d'Europa		0,77	0,84	(8,3)	3,02	3,18	(5,0)
Chimica								
1.360	Produzione prodotti petrolchimici	mgl ton	1.425	1.337	6,6	5.818	5.646	3,0
68,1	Tasso utilizzo impianti	%	70,8	66,1		72,8	71,4	

- Nel quarto trimestre 2017 il **marginatore Eni** (Standard Eni Refining Margin - SERM) è diminuito dell'8,5% rispetto al quarto trimestre 2016, attestandosi a 4,3 \$/barile a causa del restringimento degli spread dei prodotti rispetto alla carica petrolifera dovuto al rialzo delle quotazioni del greggio nella parte finale del 2017 (nel 2017 il SERM è pari a 5 \$/barile, in aumento del 19% rispetto al periodo di confronto).
- Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** di 6,18 milioni di tonnellate sono in crescita del 3,5%, rispetto al quarto trimestre 2016, grazie alle maggiori lavorazioni di Livorno per le minori fermate rispetto al 2016, e alla migliore performance delle raffinerie di Taranto e Milazzo, parzialmente bilanciate dall'indisponibilità dell'impianto EST di Sannazzaro. Le lavorazioni dell'esercizio (24,02 milioni di tonnellate) sono in flessione del 2% rispetto al 2016 a causa dell'indisponibilità di alcuni impianti a Sannazzaro e alla fermata di Taranto, solo in parte compensati dalle migliori performance di Milazzo e Livorno.
- I **volumi di lavorazioni green** presso la bioraffineria di Venezia sono aumentati del 16,7% nel quarto trimestre (+14,3% nel 2017).
- Le **vendite rete in Italia** pari a 1,49 milioni di tonnellate nel quarto trimestre 2017 sono in aumento dell'1,4% (6,01 milioni di tonnellate, +1,3% nel 2017) nonostante i consumi decrescenti, per effetto dei maggiori volumi commercializzati sulla rete di proprietà, parzialmente bilanciati dalle minori vendite nel segmento autostradale e convenzionato. La quota di mercato del trimestre del 25,1% è in aumento rispetto al 24,3% del quarto trimestre 2016 anche per effetto delle efficaci politiche commerciali.
- Le **vendite extrarete in Italia** pari a 1,94 milioni di tonnellate sono in diminuzione del 6,7% rispetto al quarto trimestre 2016 (7,64 milioni di tonnellate nel 2017; -6,4% rispetto al 2016). Minori volumi commercializzati di gasoli e bunker sono stati solo in parte compensati da maggiori vendite di jet fuel e bitumi.
- Le **vendite rete ed extrarete nel resto d'Europa** sono in calo complessivamente del 4,1% nel quarto trimestre rispetto al periodo di confronto (-5% su base annua), a causa dei minori volumi commercializzati in Francia e Austria, parzialmente compensati dalle maggiori vendite in Germania.
- Le **produzioni di prodotti petrolchimici** di 1.425 mila tonnellate nel quarto trimestre sono in aumento del 6,6% principalmente per effetto delle maggiori produzioni di polietilene ed elastomeri; nell'esercizio le produzioni pari a 5.818 mila tonnellate sono in crescita del 3%.

Risultati

III Trim. 2017	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2017	2016	var %	2017	2016	var %
367	Utile (perdita) operativo	218	168	29,8	982	723	35,8
(95)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(174)	(181)		(213)	(406)	
65	Esclusione special item	70	88		223	266	
337	Utile (perdita) operativo adjusted	114	75	52,0	992	583	70,2
224	- Refining & Marketing	77	68	13,2	532	278	91,4
113	- Chimica	37	7	428,6	460	305	50,8
1	Proventi (oneri) finanziari netti	2	1		5	1	
15	Proventi (oneri) su partecipazioni	5	9		21	32	
(111)	Imposte sul reddito	(56)	(35)		(357)	(197)	
31,4	tax rate (%)	46,3	41,2		35,1	32,0	
242	Utile (perdita) netto adjusted	65	50	30,0	661	419	57,8
188	Investimenti tecnici	290	303	(4,3)	729	664	9,8

- Nel quarto trimestre 2017 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €114 milioni (€992 milioni nel 2017) in crescita rispetto al quarto trimestre 2016 (+52% e +70% rispetto ai due reporting period 2016).
- Il business **Refining & Marketing** ha registrato l'utile operativo adjusted di €77 milioni nel quarto trimestre 2017, in aumento del 13% (+€9 milioni rispetto al quarto trimestre 2016). Le minori fermate manutentive degli impianti a Livorno e Milazzo ed i proventi derivanti dall'accordo di licensing della tecnologia di conversione EST a Sinopec hanno consentito di più che compensare lo scenario SERM meno favorevole rispetto all'anno precedente e l'indisponibilità dell'impianto di Sannazzaro. I risultati del marketing sono sostanzialmente in linea con il periodo di confronto. Nel 2017 l'utile operativo adjusted di €532 milioni ha registrato un incremento del 91% rispetto all'esercizio precedente (+€254 milioni). Tale miglioramento è dovuto ai benefici delle azioni di riassetto del sistema di raffinazione Eni eseguite negli ultimi anni che hanno consentito di ridurre il margine breakeven 2017 al di sotto dei 4 \$/barile, catturando appieno l'upside dello scenario nei primi nove mesi dell'anno. Positiva anche la performance del business commerciale per effetto delle politiche commerciali che hanno favorito i segmenti premium.
- La **Chimica** ha registrato l'utile operativo adjusted di €37 milioni nel quarto trimestre quintuplicando il risultato rispetto al periodo di confronto, grazie ai benefici delle ristrutturazioni, l'ottimizzazione della base impiantistica dei siti core, il ribilanciamento del portafoglio prodotti su segmenti a maggiore valore che hanno consentito di catturare il positivo andamento dello scenario e di realizzare recuperi di volume. A dimostrazione dei progressi del turnaround, l'utile operativo adjusted del 2017 di €460 milioni (+51% rispetto all'esercizio precedente) rappresenta la miglior performance della storia recente della chimica Eni.
- L'**utile netto adjusted** (€65 milioni nel quarto trimestre; €661 milioni nel 2017) evidenzia un aumento di €15 milioni e €242 milioni rispetto ai periodi di confronto.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 12.

Risultati di gruppo

III Trim. 2017		IV Trim.			Esercizio		
		2017	2016	var %	2017	2016	var %
15.684	Ricavi della gestione caratteristica	17.547	15.807	11,0	66.921	55.762	20,0
998	Utile (perdita) operativo	4.350	1.640	..	8.022	2.157	..
(63)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(149)	(237)		(219)	(175)	
12	Esclusione special item ^(a)	(2.206)	(117)		(2.008)	333	
947	Utile (perdita) operativo adjusted	1.995	1.286	55,1	5.795	2.315	150,3
	Dettaglio per settore di attività						
1.046	<i>Exploration & Production</i>	1.864	1.400	33,1	5.170	2.494	107,3
(193)	<i>Gas & Power</i>	213	(72)	395,8	212	(390)	154,4
337	<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	114	75	52,0	992	583	70,2
(151)	<i>Corporate e altre attività</i>	(116)	(118)	1,7	(542)	(452)	(19,9)
(92)	<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(b)</i>	(80)	1		(37)	80	
344	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	2.100	340	517,6	3.427	(1.051)	426,1
(45)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(105)	(162)		(156)	(120)	
(70)	Esclusione special item ^(a)	(1.020)	281		(860)	831	
229	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations	975	459	112,4	2.411	(340)	809,1
344	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	2.100	340	..	3.427	(1.464)	..
344	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	2.100	340	517,6	3.427	(1.051)	426,1
	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - discontinued operations					(413)	..

(a) Per maggiori informazioni v. tabella "Analisi degli special item".

(b) Sono gli utili sulle cessioni intragruppo di prodotti e servizi non ancora realizzate vs terzi a fine periodo.

Risultati adjusted

- Nel quarto trimestre 2017 l'**utile operativo adjusted consolidato** di €1,99 miliardi ha registrato un aumento del 55% rispetto al quarto trimestre 2016 (+€0,71 miliardi) grazie all'eccellente performance della E&P (+€0,46 miliardi) trainata dalla ripresa dello scenario petrolifero (+24% il prezzo di riferimento del Brent in dollari, +14% in euro) e dalla crescita produttiva. Solida la performance degli altri settori di business. La G&P, per effetto dell'accelerazione registrata nel quarto trimestre (€0,21 miliardi di utile operativo, +€0,29 miliardi rispetto al quarto trimestre 2016) ha trapiantato con un anno di anticipo l'obiettivo di un risultato strutturale positivo. I principali driver sono stati la rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term, la riduzione dei costi di logistica e altre ottimizzazioni. Il business della raffinazione e della chimica hanno conseguito un incremento dell'utile operativo del 52% rispetto al quarto trimestre 2016 in uno scenario meno favorevole rispetto ai precedenti trimestri, per effetto delle azioni di riduzione del margine di breakeven e di un assetto impiantistico ottimizzato.
- Nell'anno tutti i business Eni hanno ottenuto performance in forte crescita rispetto al 2016 grazie agli effetti della strategia di riduzione del time-to-market delle riserve, efficienza nei costi, rinegoziazioni dei contratti gas e ottimizzazione impiantistica in R&M e Chimica che hanno consentito al Gruppo di catturare appieno il miglioramento dello scenario commodity. L'utile operativo adjusted consolidato di €5,79 miliardi è aumentato di €3,48 miliardi (+150%) per effetto dell'eccellente performance dell'upstream (+€2,68 miliardi), del ritorno alla redditività del business G&P, per la prima volta dopo sette anni (+€0,60 miliardi), e dei risultati record della R&M e Chimica che hanno conseguito complessivamente circa €1 miliardo di utile operativo (+€0,41 miliardi). In termini di variabili esogene/endogene, l'incremento è dovuto per €3,1 miliardi alla ripresa dello scenario e per €0,6 miliardi alla crescita dei volumi e alle azioni di efficienza e ottimizzazione, parzialmente compensati dai tagli OPEC e da effetti non ricorrenti (€0,2 miliardi).
- Il **risultato netto adjusted** del quarto trimestre 2017 è stato €0,98 miliardi, con un miglioramento di €0,52 miliardi rispetto al quarto trimestre 2016 dovuto all'incremento della redditività operativa e alla riduzione di 9 punti percentuali del tax rate (dal 58% al 49%). Tale riduzione è dovuta alla migliorata redditività della E&P che ha consentito una maggiore fiscalizzazione dei costi riconosciuti anche nei contratti di PSA, nonché ha ridotto l'incidenza dei costi non deducibili. Nel 2017 l'utile netto adjusted ammonta a €2,41 miliardi rispetto alla perdita di €0,34 miliardi dell'esercizio precedente che riflette

oltre al miglioramento gestionale, il sensibile ridimensionamento del tax rate (dal 121% al 56%) dovuto ai driver del trimestre e alla rilevazione di imposte differite attive in connessione con l'avvio della fase esecutiva del progetto Coral in Mozambico e con lo start-up produttivo in Ghana nella prima metà dell'anno.

Special item

Gli **special item** sono rappresentati da proventi netti di €1.020 milioni nel quarto trimestre e €860 milioni nell'anno con il seguente break-down per settore:

- **E&P:** i principali proventi sono le plusvalenze realizzate sulla cessione del 40% dell'asset Zohr in Egitto (€1.281 milioni) e dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico (€1.985 milioni). Inoltre, sono state registrate riprese di valore di alcuni asset oil&gas al netto di limitate svalutazioni (effetto complessivo positivo €349 milioni) che hanno come driver l'aggiornamento dei profili produttivi, gli effetti della riforma fiscale USA e, in misura minore, la revisione al rialzo dell'assunzione di prezzo di lungo termine del Brent a 72 \$/barile rispetto ai 70 \$/barile delle valutazioni del bilancio precedente. Gli oneri straordinari comprendono in particolare la svalutazione dei progetti minerari in Venezuela e dei relativi crediti commerciali verso la società petrolifera di Stato PDVSA (rispettivamente per €623 milioni e €135 milioni) in relazione alla crisi finanziaria del Paese incorporata nella valutazione di recuperabilità degli attivi anche per effetto di minori investimenti prospettici. Altri oneri hanno riguardato svalutazioni di crediti per il recupero di costi d'investimento e d'altra natura in funzione dei limitati progressi delle azioni di recupero registrati nel corso del 2017 (€258 milioni), nonché oneri per dispute contrattuali e commerciali (per complessivi €298 milioni nell'anno), prevalentemente nel quarto trimestre;
- **G&P:** i principali oneri sono la componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (oneri di €157 milioni nell'anno), la rettifica dell'accantonamento a fondo svalutazione crediti commerciali del business di vendita retail, facente parte del reportable segment G&P, per includere l'effetto dell'expected credit loss in luogo del criterio corrente della perdita sostenuta (€125 milioni e €223 milioni rispettivamente nel quarto trimestre e nell'anno) e oneri di incentivazione all'esodo di €38 milioni nell'anno, nonché la revisione di stima di crediti per fatture da emettere relativi a esercizi precedenti (€22 milioni e €64 milioni nel quarto trimestre e nell'anno). Inoltre gli special item includono la riclassifica del saldo negativo di €172 milioni nell'anno relativo ai derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze cambio di traduzione. Gli oneri sono stati assorbiti da riprese di valore nette dell'attivo fisso pari a €142 milioni riferite principalmente all'allineamento al fair value delle attività di distribuzione gas in Ungheria per le quali è stata definita la dismissione nel 2018. Inoltre i proventi straordinari includono la plusvalenza realizzata sulla cessione delle attività retail in Belgio (€163 milioni) nell'anno;
- **R&M e Chimica:** per R&M svalutazioni degli investimenti di periodo relativi a CGU interamente svalutate in precedenti reporting period delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (€41 milioni e €130 milioni rispettivamente nel quarto trimestre e nell'anno) e oneri ambientali (€73 milioni e €111 milioni rispettivamente nel quarto trimestre e nell'anno); per Versalis la ripresa di valore della CGU unica che comprende il business chimica in funzione delle migliorate prospettive di redditività (€76 milioni), oneri ambientali e di ristrutturazione di siti non più operativi (€20 milioni e €48 milioni rispettivamente nel trimestre e nell'anno) e la svalutazione della partecipazione e di un credito finanziario nei confronti di un'iniziativa industriale in joint venture per effetto delle minori prospettive di redditività del business (€207 milioni);
- Gli special item d'imposta comprendono oltre all'effetto fiscale degli special item illustrati, la svalutazione delle attività per imposte anticipate delle consociate USA per effetto della riforma fiscale, compensate da maggiori differite attive della Versalis in funzione della proiezione di maggiori redditi imponibili futuri.

Risultati reported

Nel 2017 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** è stato di €3.427 milioni, in netto miglioramento rispetto alla perdita di €1.464 milioni sostenuta nel 2016 da continuing e discontinued operations, riferite quest'ultime alla minusvalenza sulla partecipazione Saipem di circa €400 milioni rilevata per effetto della cessione del controllo. L'utile operativo reported è stato di €8.022 milioni, pari a oltre il triplo del 2016 (+€5.865 milioni). Al netto dell'operazione Saipem, il Gruppo ha registrato un forte recupero di redditività operativa in tutti i segmenti di business che riflette i progressi ottenuti nell'implementazione della strategia di accelerazione del time-to-market delle riserve, crescita produttiva, miglioramento dell'efficienza, ristrutturazione del portafoglio di contratti gas long-term e dell'assetto impiantistico delle raffinerie e degli hub petrolchimici. Grazie agli effetti del turnaround, Eni ha colto appieno il beneficio della ripresa dello scenario petrolifero sostenuto dal migliore bilanciamento dei fondamentali con la domanda in crescita e l'eccesso d'offerta mitigato dai tagli produttivi dell'OPEC e di altri paesi, mentre lo scenario nei settori downstream è stato supportato dalla maggiore richiesta di commodity a livello globale. Tali andamenti di mercato hanno determinato un recupero del 24% delle quotazioni del marker Brent, del 19% del margine indicatore dell'attività di raffinazione (SERM) e significativi aumenti dei margini dei prodotti petrolchimici di base. L'utile netto del 2017 è stato sostenuto oltre che dal rafforzamento gestionale, dalle plusvalenze connesse all'implementazione del Dual Exploration Model con il closing delle cessioni del 40% del progetto Zohr e dell'interest del 25% nel permesso esplorativo in sviluppo di Area 4 in Mozambico con la rilevazione di plusvalenze nette di circa €2,7 miliardi, assorbite per due terzi da oneri straordinari relativi in particolare alle svalutazioni delle attività in Venezuela.

Infine alla variazione dell'utile netto nell'anno (+€4,48 miliardi escluso Saipem) ha contribuito la normalizzazione del tax rate come commentato nella variazione dei risultati adjusted. Trend analoghi sono stati registrati nel quarto trimestre con l'utile operativo in crescita del 165% rispetto al quarto trimestre 2016 (+€2,71 miliardi) e l'utile netto in progresso di €1,76 miliardi.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

III Trim. 2017	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2017	2016	var. ass.	2017	2016	var. ass.
345	Utile (perdita) netto	2.100	341	1.759	3.430	(1.044)	4.474
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>						
1.991	- ammortamenti e altri componenti non monetari	2.175	1.740	435	8.688	7.773	915
(159)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(2.951)	(11)	(2.940)	(3.446)	(48)	(3.398)
678	- dividendi, interessi e imposte	1.471	749	722	3.672	2.229	1.443
376	Variazione del capitale di esercizio	1.275	1.455	(180)	1.401	2.112	(711)
(1.070)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(748)	(1.026)	278	(3.624)	(3.349)	(275)
2.161	Flusso di cassa netto da attività operativa	3.322	3.248	74	10.121	7.673	2.448
(1.570)	Investimenti tecnici	(2.184)	(2.250)	66	(8.677)	(9.180)	503
(453)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(7)	(6)	(1)	(510)	(1.164)	654
368	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	4.463	33	4.430	5.455	1.054	4.401
1.128	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(1.742)	614	(2.356)	(375)	465	(840)
1.634	Free cash flow	3.852	1.639	2.213	6.014	(1.152)	7.166
(10)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	450	42	408	336	5.271	(4.935)
754	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(2.789)	(798)	(1.991)	(1.713)	(766)	(947)
(1.440)	Flusso di cassa del capitale proprio		(33)	33	(2.883)	(2.885)	2
(14)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(13)	22	(35)	(65)	(3)	(62)
924	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	1.500	872	628	1.689	465	1.224

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

III Trim. 2017	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2017	2016	var. ass.	2017	2016	var. ass.
1.634	Free cash flow	3.852	1.639	2.213	6.014	(1.152)	7.166
(3)	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	264		264	261	5.848	(5.587)
311	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(67)	(374)	307	468	284	184
(1.440)	Flusso di cassa del capitale proprio		(33)	33	(2.883)	(2.885)	2
502	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	4.049	1.232	2.817	3.860	2.095	1.765

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del 2017 è stato di €10,12 miliardi, €3,32 miliardi nel quarto trimestre. Le imposte relative alle dismissioni parziali dell'interest in Zohr e Mozambico (€0,44 miliardi) sono state portate in riduzione del flusso di cassa dei disinvestimenti, come previsto dai principi contabili. Sul flusso di cassa dell'esercizio ha inoltre inciso il maggior volume di crediti commerciali ceduti a società di factoring con scadenza successiva al reporting period rispetto al periodo di confronto (circa €0,3 miliardi).

Flusso di cassa netto da attività operativa adjusted

Il **flusso di cassa netto da attività operativa adjusted** (€2.423 milioni nel trimestre; €9.256 milioni nell'anno) esclude le variazioni del capitale circolante, il profit/loss on stock e alcune svalutazioni di crediti considerati negli special item in quanto non ricorrenti (vedi pag. 12).

(€ milioni)									
Misure GAAP		profit/loss on stock	accantonamenti straordinari su crediti	tax settlement ^(a)	Anticipi partner egiziani progetto Zohr	Riacquisto crediti commerciali da JV Cardon IV	Altro	Misure Non-GAAP	
Esercizio 2017									
Flusso di cassa netto ante variazione circolante	8.720	(219)	616	150			(11)	9.256	Flusso di cassa netto ante variazione circolante adjusted
Variazione circolante	1.401	219	(616)		(192)		68	880	
Flusso di cassa netto da attività operativa	10.121				(192)		57	9.986	Flusso di cassa netto da attività operativa underlying
IV trim. 2017									
Flusso di cassa netto ante variazione circolante	2.047	(149)	518				7	2.423	Flusso di cassa netto ante variazione circolante adjusted
Variazione circolante	1.275	149	(518)		(112)		1	795	
Flusso di cassa netto da attività operativa	3.322				(112)		8	3.218	Flusso di cassa netto da attività operativa underlying
Esercizio 2016									
Flusso di cassa netto ante variazione circolante	5.561	(175)	688	105				6.179	Flusso di cassa netto ante variazione circolante adjusted
Variazione circolante	2.112	175	(688)	(105)		298		1.792	
Flusso di cassa netto da attività operativa	7.673					298		7.971	Flusso di cassa netto da attività operativa underlying
IV trim. 2016									
Flusso di cassa netto ante variazione circolante	1.793	(237)	568				(1)	2.123	Flusso di cassa netto ante variazione circolante adjusted
Variazione circolante	1.455	237	(568)			298	1	1.423	
Flusso di cassa netto da attività operativa	3.248					298		3.546	Flusso di cassa netto da attività operativa underlying

(a) Nel 2017 si riferisce al tax settlement Angola non di competenza del periodo.

Copertura organica degli investimenti e del dividendo

Il management ha rielaborato le principali metriche del rendiconto finanziario per considerare l'efficacia economica retroattiva delle cessioni del Dual Exploration Model relative al 40% dell'asset Zohr in Egitto a BP/Rosneft e all'interest del 25% dell'Area 4 in Mozambico a ExxonMobil per cui la consideration incassata comprende anche il rimborso degli investimenti sostenuti nel corso del 2017 fino alla completion date. Inoltre, in forza degli accordi con i partner di Stato egiziani nell'ambito dello sviluppo di Zohr, Eni ha incassato nel 2017 circa €0,2 miliardi di anticipi commerciali destinati al finanziamento del progetto.

Pertanto, il flusso di cassa da attività operativa comprensivo degli effetti del circolante e gli investimenti del 2017 si rideterminano rispettivamente in €9,99 miliardi e €7,62 miliardi con un surplus di circa €2,3 miliardi in grado di coprire l'80% del dividendo complessivo di €2,9 miliardi. Conseguentemente, valorizzando in circa €0,2 miliardi il maggior cash flow per ogni dollaro di incremento del Brent (e viceversa), la copertura organica degli investimenti e del dividendo si ridetermina in corrispondenza di uno scenario Brent di 57 \$/barile, meglio della previsione iniziale del management di 60 \$/barile ed in linea con l'obiettivo di lungo termine di una cash neutrality stabilmente inferiore ai 60 \$/barile.

Le dismissioni dell'esercizio si rideterminano in €3,80 miliardi e considerando il relativo flusso ai fini della cash neutrality 2017 la riducono a 39 \$/barile.

(€ milioni)								
Esercizio 2017								
Misure GAAP	Anticipi partner egiziani progetto Zohr	Rimborsi investimenti 2017 per dismissioni Dual Exploration Model	Componenti non ricorrenti	Rimborso PFN Area 4 (cessione 25% a Exxon)	Incassi per cessione Zohr dilazionati nel 2018-2019		Misure Non-GAAP	
Flusso di cassa netto da attività operativa	10.121	(192)		57			9.986	Flusso di cassa netto da attività operativa underlying
Investimenti	(9.187)	192	1.227	149			(7.619)	Investimenti netti
Dismissioni	5.455		(1.151)	(48)	185	(644)	3.797	Dismissioni nette

Stato patrimoniale riclassificato

30 Sett. 2017	Var. ass.	(€ milioni)	31 Dic. 2017	31 Dic. 2016	Var. ass.
73.001	(1.532)	Capitale immobilizzato	71.469	79.729	(8.260)
		Capitale di esercizio netto			
4.638	(20)	Rimanenze	4.618	4.637	(19)
9.886	324	Crediti commerciali	10.210	11.186	(976)
(9.522)	(1.369)	Debiti commerciali	(10.891)	(11.038)	147
(3.018)	596	Debiti tributari e fondo imposte netto	(2.422)	(3.073)	651
(13.410)	4	Fondi per rischi e oneri	(13.406)	(13.896)	490
834	(565)	Altre attività (passività) d'esercizio	269	1.171	(902)
(10.592)	(1.030)		(11.622)	(11.013)	(609)
(880)	(142)	Fondi per benefici ai dipendenti	(1.022)	(868)	(154)
13	223	Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	236	14	222
61.542	(2.481)	CAPITALE INVESTITO NETTO	59.061	67.862	(8.801)
46.529	1.567	Patrimonio netto degli azionisti Eni	48.096	53.037	(4.941)
48	1	Interessenze di terzi	49	49	
46.577	1.568	Patrimonio netto	48.145	53.086	(4.941)
14.965	(4.049)	Indebitamento finanziario netto	10.916	14.776	(3.860)
61.542	(2.481)	COPERTURE	59.061	67.862	(8.801)
0,32	(0,09)	Leverage	0,23	0,28	(0,05)
0,24	(0,06)	Gearing	0,18	0,22	(0,04)

- L'**indebitamento finanziario netto**⁵ al 31 dicembre 2017 è pari a €10,92 miliardi in riduzione di €3,86 miliardi rispetto al 2016 per effetto della gestione e della finalizzazione delle dismissioni relative al Dual Exploration Model e ad asset minori (attività retail in Belgio).
- Il **leverage**⁶ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,23 al 31 dicembre 2017, in calo rispetto allo 0,28 del 31 dicembre 2016 per effetto essenzialmente della riduzione dell'indebitamento finanziario netto, parzialmente compensata dal minore total equity di €4,94 miliardi dovuto alle differenze negative di cambio da conversione dei bilanci delle controllate aventi principalmente il dollaro come valuta funzionale (circa €5,56 miliardi) e al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (saldo dividendo 2016 e acconto dividendo 2017 per €2,88 miliardi), parzialmente compensati dal risultato di periodo.
- Il **gearing** – rapporto tra indebitamento finanziario netto e capitale investito netto – è pari a 0,18, in riduzione rispetto allo 0,22 del 31 dicembre 2016.

⁵ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 27.

⁶ In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione indicatori alternativi di performance alle pag. 18 e seguenti del presente comunicato stampa.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Art. 15 (già art.36) del Regolamento Mercati Consob (aggiornato con Delibera Consob n. 20249 del 28 dicembre 2017): condizioni per la quotazione di azioni di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea.

Alla data del 31 dicembre 2017 le prescrizioni regolamentari dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: 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 Ltd, Eni Turkmenistan Ltd ed Eni Ghana Exploration and Production Ltd. Sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al quarto trimestre e all'esercizio 2017 è stato redatto su base volontaria in ottemperanza a quanto stabilito dall'art. 82-ter del Regolamento Emittenti (delibera Consob n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni) nell'ambito di una policy aziendale di regolare informativa sulle performance finanziarie e operative della Compagnia rivolta al mercato e agli investitori in linea con il comportamento dei principali peer che pubblicano un reporting trimestrale.

Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al terzo e quarto trimestre e all'esercizio 2017, al quarto trimestre e all'esercizio 2016. I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 dicembre e al 30 settembre 2017 e al 31 dicembre 2016. Le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie, laddove non diversamente indicato, sono state redatte conformemente ai criteri di rilevazione e valutazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standard (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. I criteri di rilevazione e valutazione adottati nella preparazione dei risultati del quarto trimestre 2017 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione finanziaria annuale 2016 alla quale si rinvia.

Il contenuto e il significato delle misure di risultato non-GAAP e degli altri indicatori alternativi di performance è spiegato da note esplicative dedicate, in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per maggiori dettagli si rinvia alla sezione "Misure alternative di performance (Non-GAAP measure)" del presente "Comunicato stampa".

Il dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Massimo Mondazzi, dichiara ai sensi del comma 2 art. 154-bis del TUF che l'informativa contabile nel presente comunicato corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

* * *

Disclaimer

Questo comunicato stampa contiene dichiarazioni previsionali ("forward-looking statements"), in particolare nella sezione "Evoluzione prevedibile della gestione", relative a: piani di investimento, dividendi, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischio e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza. In relazione alla stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi e all'andamento delle variabili esogene che influenzano la gestione operativa di Eni, quali i prezzi e i margini degli idrocarburi e dei prodotti derivati, l'utile operativo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto del trimestre non possono essere estrapolati su base annuale.

Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore del tasso di rimpiazzo delle riserve superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve è utilizzato dal management per valutare la capacità dell'impresa di sostenere gli attuali livelli produttivi attraverso il rimpiazzo della produzione dell'anno con nuove riserve certe. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischio e incertezza in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

* * *

Contatti societari

Ufficio Stampa: Tel. +39.0252031875 - +39.0659822030

Numero verde azionisti (dall'Italia): 800940924

Numero verde azionisti (dall'estero): +80011223456

Centralino: +39.0659821

ufficio.stampa@eni.com

segreteria societaria.azionisti@eni.com

investor.relations@eni.com

Sito internet: www.eni.com

* * *

Eni

Società per Azioni Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i.v.

Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588

Tel.: +39 0659821 - Fax: +39 0659822141

Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati del quarto trimestre e dell'esercizio 2017 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo **eni.com**.

Misure alternative di performance (Non-GAAP measure)

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Misure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi straordinari (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni di asset, le plusvalenze da cessione, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura privi dei requisiti formali per l'hedge accounting e le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Inoltre è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Recentemente è stato riformulato in modo meno vincolistico il regime regolatorio nei confronti degli obblighi di modulazione delle forniture gas al settore civile sulla cui base il management ha progressivamente ridotto gli stock di gas e ha attivato una gestione commerciale del magazzino. Tale gestione ha l'obiettivo di ottimizzazione dei margini attraverso la cattura dello spread dei prezzi del gas tra le fasi di immissione (periodo estivo) e quelle di prelievo (periodo invernale). Pertanto dalla chiusura della campagna di immissione ad ottobre 2017, quindi dal IV trimestre, è stata rivista la rilevazione nella dimensione adjusted del profit loss on stock ed i prelievi del gas da stock sono valorizzati sulla base del costo medio definito nella fase di immissione al netto delle coperture attivate, assicurando nel momento di matching con le corrispondenti vendite (al netto delle relative coperture) la corretta valorizzazione e responsabilizzazione delle performance economiche.

Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted.

Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, avuto riguardo alla presenza di fenomeni non ricorrenti, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'informativa finanziaria Non-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IFRS. Le altre compagnie possono adottare metodologie differenti per il calcolo delle Non-GAAP measures. Di seguito la descrizione delle principali misure alternative di performance; le misure di seguito rappresentate sono afferenti a risultati consuntivati:

Utile operativo e utile netto adjusted

L'utile operativo e l'utile netto adjusted sono ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane.

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Pertanto restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accrretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Utile/perdita di magazzino

L'utile/perdita di magazzino deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS.

Special item

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. In tale ambito, dal ciclo di reporting 2017, è compresa la rettifica per allineare l'utile operativo adjusted del business di vendita retail di gas ed energia elettrica, facente parte del reportable segment G&P, al criterio contabile dell'expected loss nella valutazione dei crediti commerciali che sarà adottato nei conti GAAP con efficacia 1° gennaio 2018. Tale rettifica di risultato è coerente con le modalità con le quali il management valuta le performance di questo business e migliora rispetto al passato la correlazione tra ricavi e costi di competenza del periodo; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre, sono classificati tra gli special item gli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

Leverage

Il leverage è una misura Non-GAAP della struttura finanziaria del Gruppo, evidenziando il grado di indebitamento, ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il leverage è utilizzato per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

Gearing

Il gearing è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il capitale investito netto e misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi.

Flusso di cassa netto da attività operativa adjusted

Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio ed escludendo l'utile/perdita di magazzino.

Free cash flow

Il Free cash flow è la misura che consente il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario riclassificato. Il "free cash flow" rappresenta l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti e chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è calcolato come debito finanziario al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, dei titoli held for trading e degli altri titoli non strumentali all'attività operativa, nonché dei crediti finanziari a breve termine non strumentali all'attività operativa. Assumono la qualificazione di strumentali all'attività operativa le attività finanziarie funzionali allo svolgimento delle operations.

(€ milioni)

Esercizio 2017

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	7.669	70	982	(668)	(31)	8.022
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(213)		(6)	(219)
Esclusione special item:						
oneri ambientali	46		136	26		208
svalutazioni (riprese di valore) nette	(142)	(142)	54	25		(205)
plusvalenze nette su cessione di asset	(3.269)		(13)	(1)		(3.283)
accantonamenti a fondo rischi	333			82		415
oneri per incentivazione all'esodo	19	38	(6)	(2)		49
derivati su commodity		157	(11)			146
differenze e derivati su cambi	(68)	(172)	(9)			(249)
altro	582	261	72	(4)		911
Special item dell'utile (perdita) operativo	(2.499)	142	223	126		(2.008)
Utile (perdita) operativo adjusted	5.170	212	992	(542)	(37)	5.795
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(50)	10	5	(723)		(758)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	409	(9)	21	70		491
Imposte sul reddito ^(a)	(2.801)	(162)	(357)	187	19	(3.114)
Tax rate (%)	50,7	76,1	35,1			56,3
Utile (perdita) netto adjusted	2.728	51	661	(1.008)	(18)	2.414
di cui:						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						3
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						2.411
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						3.427
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(156)
Esclusione special item						(860)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						2.411

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Esercizio 2016

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO	DISCONTINUED OPERATIONS	CONTINUING OPERATIONS
Utile (perdita) operativo	2.567	(391)	723	(681)	(61)	2.157		2.157
Esclusione (utile) perdita di magazzino		90	(406)		141	(175)		(175)
Esclusione special item:								
oneri ambientali		1	104	88		193		193
svalutazioni (riprese di valore) nette	(684)	81	104	40		(459)		(459)
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	7					7		7
plusvalenze nette su cessione di asset	(2)		(8)			(10)		(10)
accantonamenti a fondo rischi	105	17	28	1		151		151
oneri per incentivazione all'esodo	24	4	12	7		47		47
derivati su commodity	19	(443)	(3)			(427)		(427)
differenze e derivati su cambi	(3)	(19)	3			(19)		(19)
altro	461	270	26	93		850		850
Special item dell'utile (perdita) operativo	(73)	(89)	266	229		333		333
Utile (perdita) operativo adjusted	2.494	(390)	583	(452)	80	2.315		2.315
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(55)	6	1	(721)		(769)		(769)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	68	(20)	32	(6)		74		74
Imposte sul reddito ^(a)	(1.999)	74	(197)	188	(19)	(1.953)		(1.953)
Tax rate (%)	79,7	..	32,0			120,6		120,6
Utile (perdita) netto adjusted	508	(330)	419	(991)	61	(333)		(333)
<i>di cui:</i>								
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						7		7
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(340)		(340)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						(1.464)	413	(1.051)
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(120)		(120)
Esclusione special item						1.244	(413)	831
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(340)		(340)

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

IV trimestre 2017

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	4.149	201	218	(142)	(76)	4.350
Esclusione (utile) perdita di magazzino		29	(174)		(4)	(149)
Esclusione special item:						
oneri ambientali	46		83	8		137
svalutazioni (riprese di valore) nette	(143)	(137)	(35)	16		(299)
plusvalenze nette su cessione di asset	(2.926)		(11)			(2.937)
accantonamenti a fondo rischi	246			3		249
oneri per incentivazione all'esodo	12	4	(10)	(4)		2
derivati su commodity		4	(4)			
differenze e derivati su cambi	(36)	(14)	2			(48)
altro	516	126	45	3		690
Special item dell'utile (perdita) operativo	(2.285)	(17)	70	26		(2.206)
Utile (perdita) operativo adjusted	1.864	213	114	(116)	(80)	1.995
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(39)	1	2	(187)		(223)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	118	(4)	5	24		143
Imposte sul reddito ^(a)	(847)	(97)	(56)	31	29	(940)
Tax rate (%)	43,6	46,2	46,3			49,1
Utile (perdita) netto adjusted	1.096	113	65	(248)	(51)	975
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						975
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						2.100
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(105)
Esclusione special item						(1.020)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						975

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

IV trimestre 2016

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	1.720	5	168	(254)	1	1.640
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(56)	(181)			(237)
Esclusione special item:						
oneri ambientali		1	18	9		28
svalutazioni (riprese di valore) nette	(789)	81	40	28		(640)
plusvalenze nette su cessione di asset	(3)		(3)			(6)
accantonamenti a fondo rischi	(1)	17	27			43
oneri per incentivazione all'esodo	19	3	7	4		33
derivati su commodity		(265)	(14)			(279)
differenze e derivati su cambi	(1)	33	5			37
altro	455	109	8	95		667
Special item dell'utile (perdita) operativo	(320)	(21)	88	136		(117)
Utile (perdita) operativo adjusted	1.400	(72)	75	(118)	1	1.286
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	123	(1)	1	(391)		(268)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	77	(8)	9	4		82
Imposte sul reddito ^(a)	(741)	50	(35)	81	5	(640)
Tax rate (%)	46,3	..	41,2			58,2
Utile (perdita) netto adjusted	859	(31)	50	(424)	6	460
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						1
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						459
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						340
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(162)
Esclusione special item						281
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						459

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

III trimestre 2017

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	1.041	(120)	367	(181)	(109)	998
Esclusione (utile) perdita di magazzino		15	(95)		17	(63)
Esclusione special item:						
oneri ambientali			29			29
svalutazioni (riprese di valore) nette		1	31	1		33
plusvalenze nette su cessione di asset	(1)			(1)		(2)
accantonamenti a fondo rischi	(1)			30		29
oneri per incentivazione all'esodo	2		1	(1)		2
derivati su commodity		(90)	1			(89)
differenze e derivati su cambi	(20)	(64)	(4)			(88)
altro	25	65	7	1		98
Special item dell'utile (perdita) operativo	5	(88)	65	30		12
Utile (perdita) operativo adjusted	1.046	(193)	337	(151)	(92)	947
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(39)	3	1	(146)		(181)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	104	(2)	15	18		135
Imposte sul reddito ^(a)	(670)	53	(111)	29	28	(671)
Tax rate (%)	60,3	..	31,4			74,5
Utile (perdita) netto adjusted	441	(139)	242	(250)	(64)	230
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						1
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						229
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						344
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(45)
Esclusione special item						(70)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						229

^(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item

III Trim. 2017	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2017	2016	2017	2016
29	Oneri ambientali	137	28	208	193
33	Svalutazioni (riprese di valore) nette	(299)	(640)	(205)	(459)
	Radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti				7
(2)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(2.937)	(6)	(3.283)	(10)
29	Accantonamenti a fondo rischi	249	43	415	151
2	Oneri per incentivazione all'esodo	2	33	49	47
(89)	Derivati su commodity		(279)	146	(427)
(88)	Differenze e derivati su cambi	(48)	37	(249)	(19)
98	Altro	690	667	911	850
12	Special item dell'utile (perdita) operativo	(2.206)	(117)	(2.008)	333
103	Oneri (proventi) finanziari	244	56	478	166
	<i>di cui:</i>				
88	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	48	(37)	249	19
(162)	Oneri (proventi) su partecipazioni	454	362	358	817
	<i>di cui:</i>				
(164)	- plusvalenze da cessione	1	(5)	(163)	(57)
2	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni	453	415	523	896
(23)	Imposte sul reddito	488	(20)	312	(72)
	<i>di cui:</i>				
	- svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane		122		170
	- svalutazioni nette imposte differite estero upstream		6		6
	- riforma fiscale Stati Uniti	115		115	
(23)	- fiscalità su special item dell'utile operativo e altro	373	(148)	197	(248)
(70)	Totale special item dell'utile (perdita) netto	(1.020)	281	(860)	1.244

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

III Trim.	2017	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
			2017	2016	var %	2017	2016	var %
	4.628	Exploration & Production	5.571	4.855	14,7	19.525	16.089	21,4
	11.430	Gas & Power	13.540	11.986	13,0	50.622	40.961	23,6
	5.449	Refining & Marketing e Chimica	5.802	5.125	13,2	22.110	18.733	18,0
	4.440	- Refining & Marketing	4.787	4.141	15,6	17.688	14.932	18,5
	1.120	- Chimica	1.134	1.082	4,8	4.855	4.196	15,7
	(111)	- Elisioni	(119)	(98)		(433)	(395)	
	344	Corporate e altre attività	431	391	10,2	1.462	1.343	8,9
	(6.167)	Elisioni di consolidamento	(7.797)	(6.550)		(26.798)	(21.364)	
	15.684		17.547	15.807	11,0	66.921	55.762	20,0

Costi operativi

III Trim.	2017	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
			2017	2016	var %	2017	2016	var %
	12.064	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	14.307	12.346	15,9	52.437	44.124	18,8
	58	di cui: altri special item	390	87		627	360	
	702	Costo lavoro	687	741	(7,3)	2.951	2.994	(1,4)
	2	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	2	33		49	47	
	12.766		14.994	13.087	14,6	55.388	47.118	17,6

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

III Trim.	2017	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
			2017	2016	var %	2017	2016	var %
	1.761	Exploration & Production	1.583	1.757	(9,9)	6.748	6.772	(0,4)
	83	Gas & Power	85	92	(7,6)	345	354	(2,5)
	88	Refining & Marketing e Chimica	93	106	(12,3)	360	389	(7,5)
	75	- Refining & Marketing	77	95	(18,9)	304	359	(15,3)
	13	- Chimica	16	11	45,5	56	30	86,7
	14	Corporate e altre attività	15	17	..	60	72	(16,7)
	(8)	Effetto eliminazione utili interni	(7)	(7)		(29)	(28)	
	1.938	Ammortamenti	1.769	1.965	(10,0)	7.484	7.559	(1,0)
	33	Svalutazioni (riprese di valore) nette	(303)	(656)	53,8	(209)	(475)	56,0
	1.971	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	1.466	1.309	12,0	7.275	7.084	2,7
	9	Radiazioni	61	212	(71,2)	263	350	(24,9)
	1.980		1.527	1.521	0,4	7.538	7.434	1,4

III Trim. 2017	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2017	2016	2017	2016
33	Svalutazione asset materiali/immateriali	777	849	893	1.067
	Riprese di valore	(1.080)	(1.505)	(1.102)	(1.542)
33	Sub totale	(303)	(656)	(209)	(475)
	Svalutazione crediti assimilati ad attività non ricorrenti	4	16	4	16
33	Totale svalutazioni (riprese di valore) nette	(299)	(640)	(205)	(459)

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)					
Esercizio 2017	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(98)	(10)	(55)	(39)	(202)
Dividendi	179		25	1	205
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		163			163
Altri proventi (oneri) netti	(2)	(35)	(3)	7	(33)
	79	118	(33)	(31)	133

Leverage e indebitamento finanziario netto

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi. Il management Eni utilizza il leverage per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

30 Sett. 2017	Var. ass.		31 Dic. 2017	31 Dic. 2016	Var. ass.
		(€ milioni)			
27.508	(2.801)	Debiti finanziari e obbligazionari	24.707	27.239	(2.532)
7.108	(2.581)	- Debiti finanziari a breve termine	4.527	6.675	(2.148)
20.400	(220)	- Debiti finanziari a lungo termine	20.180	20.564	(384)
(5.863)	(1.500)	Disponibilità liquide ed equivalenti	(7.363)	(5.674)	(1.689)
(6.365)	146	Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(6.219)	(6.404)	185
(315)	106	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(209)	(385)	176
14.965	(4.049)	Indebitamento finanziario netto	10.916	14.776	(3.860)
46.577	1.568	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	48.145	53.086	(4.941)
0,32	(0,09)	Leverage	0,23	0,28	(0,05)

L'indebitamento finanziario netto è calcolato in coerenza con le disposizioni CONSOB sulla posizione finanziaria netta (com. n.DEM/6064293 del 2006).

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 31 dicembre 2017

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 31 dicembre 2017 ^(a)
Eni SpA	1.795
Eni Finance International SA	404
	2.199

(a) Comprende il disaggio di emissione e il rateo di interessi.

Prestiti obbligazionari emessi nell'esercizio 2017 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (€ milioni)	Valuta	Ammontare al 31 dicembre 2017 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	750	EUR	754	2027	fisso	1,50
Eni SpA	650	EUR	649	2025	fisso	1,00
Eni Finance International SA	417	USD	414	2026	variabile	
	1.817		1.817			

(a) Comprende il disaggio di emissione e il rateo di interessi.

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

		(€ milioni)	
30 Sett. 2017		31 Dic. 2017	31 Dic. 2016
	ATTIVITÀ		
	Attività correnti		
5.863	Disponibilità liquide ed equivalenti	7.363	5.674
6.157	Attività finanziarie destinate al trading	6.013	6.166
208	Attività finanziarie disponibili per la vendita	206	238
15.117	Crediti commerciali e altri crediti	15.741	17.593
4.638	Rimanenze	4.618	4.637
286	Attività per imposte sul reddito correnti	193	383
896	Attività per altre imposte correnti	729	689
1.263	Altre attività correnti	1.573	2.591
34.428		36.436	37.971
	Attività non correnti		
65.336	Immobili, impianti e macchinari	63.134	70.793
1.209	Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.283	1.184
2.956	Attività immateriali	2.925	3.269
4.360	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3.586	4.040
222	Altre partecipazioni	220	276
1.804	Altre attività finanziarie	1.675	1.860
4.071	Attività per imposte anticipate	4.126	3.790
1.483	Altre attività non correnti	1.323	1.348
81.441		78.272	86.560
13	Attività destinate alla vendita	323	14
115.882	TOTALE ATTIVITÀ	115.031	124.545
	PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
	Passività correnti		
2.712	Passività finanziarie a breve termine	2.241	3.396
4.396	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.286	3.279
15.948	Debiti commerciali e altri debiti	16.739	16.703
388	Passività per imposte sul reddito correnti	470	426
2.310	Passività per altre imposte correnti	1.489	1.293
1.323	Altre passività correnti	1.517	2.599
27.077		24.742	27.696
	Passività non correnti		
20.400	Passività finanziarie a lungo termine	20.180	20.564
13.410	Fondi per rischi e oneri	13.406	13.896
880	Fondi per benefici ai dipendenti	1.022	868
6.017	Passività per imposte differite	5.976	6.667
1.521	Altre passività non correnti	1.473	1.768
42.228		42.057	43.763
	Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	87	
69.305	TOTALE PASSIVITÀ	66.886	71.459
	PATRIMONIO NETTO		
48	Interessenze di terzi	49	49
	Patrimonio netto di Eni:		
4.005	Capitale sociale	4.005	4.005
63	Riserve di cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	240	189
43.156	Altre riserve	42.446	52.329
(581)	Azioni proprie	(581)	(581)
(1.441)	Accanto sul dividendo	(1.441)	(1.441)
1.327	Utile (perdita) netto	3.427	(1.464)
46.529	Totale patrimonio netto di Eni	48.096	53.037
46.577	TOTALE PATRIMONIO NETTO	48.145	53.086
115.882	TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	115.031	124.545

CONTO ECONOMICO

III Trim.		IV Trim.		Esercizio	
2017	(€ milioni)	2017	2016	2017	2016
RICAVI					
15.684	Ricavi della gestione caratteristica	17.547	15.807	66.921	55.762
99	Altri ricavi e proventi	3.334	347	4.059	931
15.783	Totale ricavi	20.881	16.154	70.980	56.693
COSTI OPERATIVI					
12.064	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	14.307	12.346	52.437	44.124
702	Costo lavoro	687	741	2.951	2.994
(39)	Altri proventi (oneri) operativi	(10)	94	(32)	16
1.938	Ammortamenti	1.769	1.965	7.484	7.559
33	Svalutazioni (riprese di valore) nette	(303)	(656)	(209)	(475)
9	Radiazioni	61	212	263	350
998	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	4.350	1.640	8.022	2.157
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI					
985	Proventi finanziari	665	1.898	3.922	5.850
(1.424)	Oneri finanziari	(1.225)	(1.920)	(5.879)	(6.232)
(41)	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(25)	68	(117)	(21)
196	Strumenti finanziari derivati	118	(370)	838	(482)
(284)		(467)	(324)	(1.236)	(885)
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI					
79	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(366)	(199)	(202)	(326)
218	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	55	(81)	335	(54)
297		(311)	(280)	133	(380)
1.011	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	3.572	1.036	6.919	892
(666)	Imposte sul reddito	(1.472)	(695)	(3.489)	(1.936)
345	Utile (perdita) netto - continuing operations	2.100	341	3.430	(1.044)
	Utile (perdita) netto - discontinued operations				(413)
345	Utile (perdita) netto	2.100	341	3.430	(1.457)
Di competenza Azionisti Eni:					
344	- continuing operations	2.100	340	3.427	(1.051)
	- discontinued operations				(413)
344		2.100	340	3.427	(1.464)
Interessenze di terzi					
1	- continuing operations		1	3	7
	- discontinued operations				
1			1	3	7
Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)					
0,10	- semplice	0,58	0,09	0,95	(0,41)
0,10	- diluito	0,58	0,09	0,95	(0,41)
Utile (perdita) per azione sull'utile netto - continuing operations di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)					
0,10	- semplice	0,58	0,09	0,95	(0,29)
0,10	- diluito	0,58	0,09	0,95	(0,29)

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
	2017	2016	2017	2016
Utile (perdita) netto del periodo	2.100	341	3.430	(1.457)
Componenti non riclassificabili a conto economico	(4)	(19)	(4)	(19)
<i>Rivalutazione di piani a benefici definiti per dipendenti</i>	(33)	16	(33)	16
<i>Effetto fiscale</i>	29	(35)	29	(35)
Componente riclassificabili a conto economico	(535)	2.574	(5.501)	1.889
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	(656)	2.291	(5.563)	1.198
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	157	391	(6)	883
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>		(4)	2	(4)
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>		(12)	65	32
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</i>	(36)	(92)	1	(220)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(539)	2.555	(5.505)	1.870
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	1.561	2.896	(2.075)	413
di competenza:				
Azionisti Eni	1.561	2.895	(2.078)	406
- continuing operations	1.561	2.895	(2.078)	819
- discontinued operations				(413)
Interessenze di terzi		1	3	7
- continuing operations		1	3	7
- discontinued operations				

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le intereszenze di terzi al 1 gennaio 2016	57.409
Totale utile (perdita) complessivo	413
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.881)
Deconsolidamento minority Saipem	(1.872)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(4)
Altre variazioni	21
Totale variazioni	(4.323)
Patrimonio netto comprese le intereszenze di terzi al 31 dicembre 2016	53.086
di competenza:	
- azionisti Eni	53.037
- intereszenze di terzi	49
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 1 gennaio 2017	53.086
Totale utile (perdita) complessivo	(2.075)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.881)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Altre variazioni	18
Totale variazioni	(4.941)
Patrimonio netto comprese le intereszenze di terzi al 31 dicembre 2017	48.145
di competenza:	
- azionisti Eni	48.096
- intereszenze di terzi	49

RENDICONTO FINANZIARIO

III Trim. 2017	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2017	2016	2017	2016
345	Utile (perdita) netto	2.100	341	3.430	(1.044)
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
1.938	Ammortamenti	1.769	1.965	7.484	7.559
33	Svalutazioni (riprese di valore) nette	(303)	(656)	(209)	(475)
9	Radiazioni	61	212	263	350
(79)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	366	199	202	326
(159)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(2.951)	(11)	(3.446)	(48)
(59)	Dividendi	(77)	(66)	(205)	(143)
(117)	Interessi attivi	(68)	(41)	(283)	(209)
188	Interessi passivi	144	161	671	645
666	Imposte sul reddito	1.472	695	3.489	1.936
78	Altre variazioni	286	20	910	(9)
	Variazioni del capitale di esercizio:				
132	- rimanenze	(119)	(145)	(343)	(273)
(102)	- crediti commerciali	(294)	(648)	636	1.286
123	- debiti commerciali	1.483	1.827	283	1.495
(156)	- fondi per rischi e oneri	78	(280)	55	(1.043)
379	- altre attività e passività	127	701	770	647
376	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	<i>1.275</i>	<i>1.455</i>	<i>1.401</i>	<i>2.112</i>
12	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(4)		38	22
75	Dividendi incassati	114	83	291	212
28	Interessi incassati	53	70	104	160
(181)	Interessi pagati	(90)	(360)	(582)	(780)
(992)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(825)	(819)	(3.437)	(2.941)
2.161	Flusso di cassa netto da attività operativa	3.322	3.248	10.121	7.673
	Investimenti:				
(1.551)	- attività materiali	(2.139)	(2.185)	(8.486)	(9.067)
(19)	- attività immateriali	(45)	(65)	(191)	(113)
(453)	- partecipazioni	(7)	(6)	(510)	(1.164)
(142)	- titoli	(105)	(53)	(321)	(1.336)
(57)	- crediti finanziari	(216)	(268)	(657)	(1.208)
(229)	- variazione debiti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(164)	42	150	(8)
(2.451)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(2.676)</i>	<i>(2.535)</i>	<i>(10.015)</i>	<i>(12.896)</i>
	Disinvestimenti:				
44	- attività materiali	2.138	7	2.745	19
	- attività immateriali	2		2	
301	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	2.361		2.662	(362)
	- imposte pagate sulle dismissioni	(436)		(436)	
23	- partecipazioni	398	26	482	508
11	- titoli	188	4	224	20
123	- crediti finanziari	545	777	999	8.063
1.412	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	(1.540)	154	(434)	205
1.914	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>3.656</i>	<i>968</i>	<i>6.244</i>	<i>8.453</i>
(537)	Flusso di cassa netto da attività di investimento^(*)	980	(1.567)	(3.771)	(4.443)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

III Trim. 2017	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2017	2016	2017	2016
650	Assunzione di debiti finanziari non correnti	437	272	1.842	4.202
(22)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.682)	(143)	(2.973)	(2.323)
126	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(544)	(927)	(582)	(2.645)
754		(2.789)	(798)	(1.713)	(766)
(1.440)	Dividendi pagati ad azionisti Eni		(33)	(2.880)	(2.881)
	Dividendi pagati ad altri azionisti			(3)	(4)
(686)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.789)	(831)	(4.596)	(3.651)
	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		(4)	7	(5)
	Effetto delle disponibilità liquide ed equivalenti delle discontinued operations				889
(14)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(13)	26	(72)	2
924	Flusso di cassa netto del periodo	1.500	872	1.689	465
4.939	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo (escluse discontinued operations)	5.863	4.802	5.674	5.209
5.863	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo (escluse discontinued operations)	7.363	5.674	7.363	5.674

(*) Il "flusso di cassa netto da attività di investimento" comprende gli investimenti e i disinvestimenti (su base netta) in titoli held-for-trading e altri investimenti/disinvestimenti in strumenti di impiego a breve delle disponibilità, che sono portati in detrazione dei debiti finanziari ai fini della determinazione dell'indebitamento finanziario netto. Il flusso di cassa di questi investimenti è il seguente:

III Trim. 2017	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2017	2016	2017	2016
(10)	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	450	42	336	5.271

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

III Trim. 2017	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2017	2016	2017	2016
	Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti				
144	Attività correnti	22		166	6.526
123	Attività non correnti	691	1	814	8.615
12	Indebitamento finanziario netto	(264)		(252)	(5.415)
(133)	Passività correnti e non correnti	(72)		(205)	(6.334)
146	Effetto netto dei disinvestimenti	377	1	523	3.392
	Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo				7
	Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo				(1.006)
164	Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	1.984	(1)	2.148	11
	Interessenza di terzi				(1.872)
310	Totale prezzo di vendita	2.361		2.671	532
	a dedurre:				
(9)	Disponibilità liquide ed equivalenti			(9)	(894)
301	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	2.361		2.662	(362)

Investimenti tecnici

III Trim. 2017	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2017	2016	var %	2017	2016	var %
1.404	Exploration & Production	1.854	1.916	(3,2)	8.012	8.458	(5,3)
	- acquisto di riserve proved e unproved	5			5	2	
61	- costi geologici e geofisici	73	45	62,2	273	204	33,8
102	- ricerca esplorativa	56	134	(58,2)	442	417	6,0
1.229	- sviluppo	1.698	1.725	(1,6)	7.236	7.770	(6,9)
12	- altro	22	12	83,3	56	65	(13,8)
33	Gas & Power	60	53	13,2	142	120	18,3
188	Refining & Marketing e Chimica	290	303	(4,3)	729	664	9,8
132	- Refining & Marketing	215	184	16,8	526	421	24,9
56	- Chimica	75	119	(37,0)	203	243	(16,5)
13	Corporate e altre attività	58	26	..	87	55	58,2
(7)	Elisioni di consolidamento	(5)	(3)		(20)	87	
1.631	Investimenti tecnici	2.257	2.295	(1,7)	8.950	9.384	(4,6)
61	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività operativa	73	45	62,2	273	204	33,8
1.570	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività di investimento	2.184	2.250	(2,9)	8.677	9.180	(5,5)

Nel 2017 gli investimenti tecnici di €8.677 milioni (€9.180 milioni nel 2016) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€7.236 milioni) in particolare in Egitto, Ghana, Angola, Congo, Algeria, Iraq e Norvegia. Le attività di ricerca esplorativa (€442 milioni) hanno riguardato in particolare Cipro, Norvegia, Messico, Egitto, Libia e Costa d'Avorio;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€395 milioni) finalizzati essenzialmente al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, alla conversione del sistema di raffinazione nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa (€131 milioni);
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€102 milioni) nonché iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€36 milioni).

Gli esborsi rilevati nel flusso di cassa netto dell'attività operativa di €273 milioni riguardano i costi per prospezioni e studi geologici e geofisici nell'ambito dell'attività esplorativa contabilizzati nei costi operativi.

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

III Trim. 2017			IV Trim.		Esercizio	
			2017	2016	2017	2016
1.803	Produzione di idrocarburi ^{(a) (b)}	(mgl di boe/giorno)	1.892	1.856	1.816	1.759
136	Italia		146	159	134	133
174	Resto d'Europa		163	240	189	201
685	Africa Settentrionale		782	680	713	647
374	Africa Sub-Sahariana		365	334	347	339
118	Kazakhstan		130	133	132	111
137	Resto dell'Asia		139	103	119	127
160	America		144	184	160	177
19	Australia e Oceania		23	23	22	24
156,3	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	165,0	161,1	622,3	608,6

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

III Trim. 2017			IV Trim.		Esercizio	
			2017	2016	2017	2016
885	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(mgl di barili/giorno)	861	906	852	878
56	Italia		64	67	53	47
96	Resto d'Europa		80	140	102	109
243	Africa Settentrionale		251	241	233	244
277	Africa Sub-Sahariana		265	237	250	249
77	Kazakhstan		83	78	83	65
56	Resto dell'Asia		47	58	54	78
78	America		69	82	75	83
2	Australia e Oceania		2	3	2	3

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

III Trim. 2017			IV Trim.		Esercizio	
			2017	2016	2017	2016
142	Produzione di gas naturale ^{(a) (b)}	(mln di metri cubi/giorno)	159	147	149	136
12	Italia		13	14	13	13
12	Resto d'Europa		13	15	14	14
68	Africa Settentrionale		82	68	74	62
15	Africa Sub-Sahariana		15	15	15	14
6	Kazakhstan		7	9	7	7
13	Resto dell'Asia		14	7	10	8
13	America		12	16	13	15
3	Australia e Oceania		3	3	3	3

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

(b) Comprende la produzione di gas naturale utilizzata come autoconsumo (16,4 e 15,7 milioni di metri cubi/giorno nel quarto trimestre 2017 e 2016, rispettivamente, e 14,9 e 13,5 milioni di metri cubi/giorno nell'esercizio 2017 e 2016, rispettivamente, e 14,9 milioni di metri cubi/giorno nel terzo trimestre 2017).

Gas & Power

Vendite di gas naturale

III Trim.		IV Trim.			Esercizio		
2017	(mld di metri cubi)	2017	2016	var %	2017	2016	var %
7,93	ITALIA	9,62	10,25	(6,1)	37,43	38,43	(2,6)
1,03	- Grossisti	2,25	2,55	(11,8)	8,36	7,93	5,4
2,75	- PSV e borsa	2,31	2,63	(12,2)	10,81	12,98	(16,7)
1,04	- Industriali	1,09	1,19	(8,4)	4,42	4,54	(2,6)
0,14	- PMI e terziario	0,27	0,44	(38,6)	0,93	1,72	(45,9)
1,17	- Termoelettrici	0,52	0,25	..	2,22	0,77	..
0,25	- Residenziali	1,54	1,53	0,7	4,51	4,39	2,7
1,55	- Autoconsumi	1,64	1,66	(1,2)	6,18	6,10	1,3
9,51	VENDITE INTERNAZIONALI	11,86	13,01	(8,8)	43,40	47,88	(9,4)
8,21	Resto d'Europa	10,26	11,79	(13,0)	38,23	42,43	(9,9)
0,97	- Importatori in Italia	0,99	1,15	(13,9)	3,89	4,37	(11,0)
7,24	- Mercati europei	9,27	10,64	(12,9)	34,34	38,06	(9,8)
1,31	<i>Penisola Iberica</i>	1,24	1,52	(18,4)	5,06	5,28	(4,2)
1,53	<i>Germania/Austria</i>	1,91	1,84	3,8	6,95	7,81	(11,0)
0,96	<i>Benelux</i>	1,35	1,68	(19,6)	5,06	7,03	(28,0)
	<i>Ungheria</i>					0,93	..
0,40	<i>Regno Unito</i>	0,56	0,95	(41,1)	2,21	2,01	10,0
2,14	<i>Turchia</i>	2,08	1,99	4,5	8,03	6,55	22,6
0,87	<i>Francia</i>	1,94	2,46	(21,1)	6,38	7,42	(14,0)
0,03	<i>Altro</i>	0,19	0,20	(5,0)	0,65	1,03	(36,9)
1,30	Resto del Mondo	1,60	1,22	31,1	5,17	5,45	(5,1)
17,44	TOTALE VENDITE GAS MONDO	21,48	23,26	(7,7)	80,83	86,31	(6,3)

Schemi IFRS Eni SpA

Conto economico

(€ milioni)

	Esercizio	
	2017	2016
RICAVI		
Ricavi della gestione caratteristica	28.983	27.718
Altri ricavi e proventi	2.316	547
Totale ricavi	31.299	28.265
COSTI OPERATIVI		
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(27.362)	(27.247)
Costo lavoro	(1.159)	(1.179)
ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI	(239)	(50)
AMMORTAMENTI	(727)	(815)
SVALUTAZIONI (RIPRESE DI VALORE) NETTE	(124)	(443)
RADIAZIONI	(5)	(209)
UTILE OPERATIVO	1.683	(1.678)
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
Proventi finanziari	1.682	2.149
Oneri finanziari	(2.698)	(2.540)
Proventi netti su attività finanziarie destinate al trading	(110)	(21)
Strumenti derivati	481	(34)
	(645)	(446)
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	2.702	6.058
UTILE ANTE IMPOSTE - continuing operations	3.740	3.934
Imposte sul reddito	(218)	232
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO - continuing operations	3.522	4.166
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO - discontinued operations		355
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO	3.522	4.521

Stato patrimoniale

(€ milioni)

	31 Dic. 2017	31 Dic. 2016
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	6.214	4.583
Attività finanziarie destinate al trading	5.793	6.062
Crediti commerciali e altri crediti:	8.587	15.658
- <i>crediti finanziari</i>	2.700	7.763
- <i>crediti commerciali e altri crediti</i>	5.887	7.895
Rimanenze	1.389	1.277
Attività per imposte sul reddito correnti	59	92
Attività per altre imposte correnti	267	346
Altre attività correnti	693	1.011
	23.002	29.029
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	7.166	8.046
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.297	1.172
Attività immateriali	195	1.205
Partecipazioni	42.337	40.009
Altre attività finanziarie	4.832	1.428
Attività per imposte anticipate	1.104	1.185
Altre attività non correnti	481	700
	57.412	53.745
Discontinued operations e attività destinate alla vendita	2	4
TOTALE ATTIVITÀ	80.416	82.778
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	4.146	4.159
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	1.973	3.014
Debiti commerciali e altri debiti	6.226	6.209
Passività per imposte sul reddito correnti	64	4
Passività per altre imposte correnti	809	887
Altre passività correnti	872	1.205
	14.090	15.478
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	18.843	19.554
Fondi per rischi e oneri	3.785	4.054
Fondi per benefici ai dipendenti	353	391
Altre passività non correnti	880	1.366
	23.861	25.365
TOTALE PASSIVITÀ	37.951	40.843
PATRIMONIO NETTO		
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Altre riserve	36.001	34.472
Acconto sul dividendo	(1.441)	(1.441)
Azioni proprie	(581)	(581)
Utile netto dell'esercizio	3.522	4.521
TOTALE PATRIMONIO NETTO	42.465	41.935
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	80.416	82.778

Rendiconto finanziario

(€ milioni)

	Esercizio	
	2017	2016
Utile netto dell'esercizio	3.583	4.166
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>		
Ammortamenti	727	815
Svalutazioni (riprese di valore) nette	124	443
Radiazioni	5	209
Svalutazioni (rivalutazioni) partecipazioni	367	374
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(1.996)	29
Dividendi	(3.061)	(6.486)
Interessi attivi	(204)	(161)
Interessi passivi	599	588
Imposte sul reddito	218	(232)
Altre variazioni	230	159
Variazioni del capitale di esercizio:		
- rimanenze	(238)	(66)
- crediti commerciali	241	1.353
- debiti commerciali	335	93
- fondi per rischi e oneri	(192)	(30)
- altre attività e passività	(194)	(585)
<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	<i>(48)</i>	<i>765</i>
Variazione fondo per benefici ai dipendenti	42	16
Dividendi incassati	3.076	6.458
Interessi incassati	201	165
Interessi pagati	(576)	(692)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	55	7
Flusso di cassa netto da attività operativa	3.281	6.623
Investimenti:		
- attività materiali	(738)	(788)
- attività immateriali	(35)	(58)
- partecipazioni	(2.586)	(8.299)
- titoli strumentali all'attività operativa		
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(3.041)	(1.585)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		(507)
<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(6.400)</i>	<i>(11.237)</i>
Disinvestimenti:		
- attività materiali	14	5
- attività immateriali		
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide cedute	2.362	
- imposte pagate su dismissioni	(301)	
- partecipazioni	1.033	2.209
- titoli	1	
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.901	5.405
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	382	
<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>5.392</i>	<i>7.619</i>
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.008)	(3.618)

Rendiconto finanziario (segue)

(€ milioni)

	Esercizio	
	2017	2016
Altre attività finanziarie destinate al trading	1	(1.257)
Assunzione (rimborsi) di debiti finanziari non correnti	(1.345)	2.135
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	26	548
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	3.556	(1.105)
Dividendi pagati ad azionisti Eni	(2.880)	(2.881)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(642)	(2.560)
Effetto delle operazioni straordinarie (fusioni, conferimenti)		6
Flusso di cassa netto del periodo	1.631	451
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	4.583	4.132
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	6.214	4.583