



San Donato Milanese
27 ottobre 2017

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

Eni: risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2017

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

II Trim. 2017			III Trim.			Nove mesi		
			2017	2016	var %	2017	2016	var %
49,83	Brent dated	\$/barile	52,08	45,85	14	51,90	41,77	24
1,101	Cambio medio EUR/USD		1,175	1,116	5	1,114	1,116	
1.771	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.803	1.710	5	1.790	1.726	4
1.019	Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)	€ milioni	947	258	267	3.800	1.029	269
845	di cui: E&P		1.046	644	62	3.306	1.094	202
(146)	G&P		(193)	(374)	48	(1)	(318)	100
352	R&M e Chimica		337	175	93	878	508	73
463	Utile (perdita) netto adjusted ^(a)		229	(484)	..	1.436	(799)	..
0,13	- per azione (€)		0,06	(0,13)		0,40	(0,22)	
18	Utile (perdita) netto ^(b)		344	(562)	..	1.327	(1.391)	..
..	- per azione (€)		0,10	(0,16)		0,37	(0,39)	
2.284	Flusso di cassa netto da attività operativa adjusted ^(c)		1.722	1.353	27	6.603	3.830	72
2.706	Flusso di cassa netto da attività operativa		2.161	1.325	63	6.799	4.425	54
2.106	Investimenti (tecnici e in partecipazioni)		2.023	2.057	(2)	6.996	8.088	(14)
15.467	Indebitamento finanziario netto		14.965	16.008	(7)	14.965	16.008	(7)
0,32	Leverage	%	0,32	0,32		0,32	0,32	

(a) Per la definizione dei risultati adjusted vedi nota sulle Non-GAAP measure a pag. 15.

(b) Di competenza degli azionisti Eni - continuing 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.

Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato ieri i risultati consolidati dei nove mesi e del terzo trimestre 2017 (non sottoposti a revisione contabile). Esaminando i risultati, Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

“Nel terzo trimestre abbiamo conseguito risultati eccellenti con un utile operativo quasi quadruplicato, un risultato netto in aumento di oltre €700 milioni ed un flusso di cassa operativo in netta crescita rispetto al terzo trimestre del 2016. Gli investimenti seguono nel contempo un andamento in linea con le aspettative, con una riduzione nel corso dell'intero anno di circa il 18% rispetto al 2016.

Nel 2017 otterremo una copertura organica degli investimenti e dei dividendi, interamente corrisposti per cassa, in corrispondenza di un prezzo Brent di 60\$/bl, come annunciato a inizio anno, 45\$ tenendo conto delle operazioni legate al nostro dual exploration model.

Questi risultati sono stati raggiunti grazie ai progressi compiuti nella realizzazione della nostra strategia.

Nell'Upstream la produzione di idrocarburi è cresciuta del 7% al netto dei tagli imposti dall'Opec e dell'effetto prezzo.

I business Downstream di raffinazione e chimica raddoppiando il risultato superano le aspettative beneficiando del nuovo assetto industriale ottimizzato in grado di cogliere le opportunità di crescita del mercato. In G&P abbiamo raggiunto il pareggio strutturale e prevediamo un risultato positivo nell'intero anno.”

Highlights

Exploration & Production

- **Produzione d'idrocarburi in forte crescita:**

nel terzo trimestre conseguiti 1,8 milioni di boe/giorno, +5,4% (+3,7% nei nove mesi); al netto dell'effetto prezzo nei PSA e dei tagli OPEC +7% (+6% nei nove mesi);

contributo da **avvii e ramp-up** nei nove mesi pari a 224 mila boe/giorno grazie all'ottimizzazione del time-to-market dei grandi progetti entrati in produzione nel 2017;

atteso ulteriore **ramp up produttivo nel quarto trimestre** con target a **1,9 milioni di boe/giorno** in media nel periodo, il livello più elevato degli ultimi 7 anni, con il contributo di produzioni a elevato cash flow.

- **Dual exploration model:** perfezionata in ottobre la cessione a Rosneft del 30% del giacimento super-giant a gas Zohr, nell'offshore dell'Egitto.
- Atteso entro fine anno il **completamento della vendita del 25% dell'Area 4 in Mozambico** a Exxon Mobil.
- **Libia:** riavviata la seconda fase di sviluppo del **giacimento giant offshore Bahr Essalam**, con primo gas atteso entro il 2018.
- Prosegue con successo la **campagna esplorativa nell'offshore del Messico**: il primo pozzo di delineazione della scoperta di Mizton, che fa seguito a quelli di Amoca, ha consentito di incrementare le risorse complessive dell'Area 1 a oltre 1,4 miliardi di boe in posto. Previsto un piano di sviluppo rapido. Ottenute con il ruolo di operatore tre nuove licenze di esplorazione e produzione relative ai blocchi 7, 10 e 14 nel bacino di Sureste.
- **Progress di Zohr:** confermato start-up entro dicembre.
- **Utile operativo adjusted E&P:** €1,05 miliardi nel terzo trimestre (+62%); nei nove mesi più che triplicato a €3,31 miliardi.

Gas & Power

- **Continui, rilevanti progressi** nella ristrutturazione del business della commercializzazione all'ingrosso grazie alle azioni sui contratti long-term e nella logistica.
- **Business retail:** migliore performance nell'incasso dei ricavi; in crescita la base clienti al netto delle cessioni.
- **Risultato operativo adjusted G&P:** in un trimestre solitamente debole a causa della stagionalità netto miglioramento vs. terzo trimestre 2016 (+48%); risultato dei nove mesi a breakeven (+€0,32 miliardi).

Refining & Marketing e Chimica

- **Margine di raffinazione 2017: breakeven confermato al di sotto dei 4 \$/barile (media annua).**
- **Trimestre record per R&M:** €0,22 miliardi di utile operativo adjusted, più che raddoppiato rispetto al terzo trimestre 2016 nonostante la ridotta disponibilità delle raffinerie di Sannazzaro e di Livorno (€0,46 miliardi nei nove mesi, +117%).
- **Utile operativo adjusted della Chimica:** €0,11 miliardi nel terzo trimestre (+51%); €0,42 miliardi nei nove mesi (+42%). Atteso utile record su base annua.

Risultati Consolidati

- **Utile operativo adjusted quasi quadruplicato sia nel trimestre che nei nove mesi:** €0,95 miliardi nel terzo trimestre (+€0,69 miliardi vs terzo trimestre 2016) e €3,80 miliardi nei nove mesi (+€2,77 miliardi vs nove mesi 2016).
- **Utile netto adjusted:** €0,23 miliardi nel terzo trimestre, €1,44 miliardi nei nove mesi rispetto alle perdite nette registrate in entrambi i periodi di confronto 2016.
- **Utile netto:** €0,34 miliardi nel terzo trimestre (€1,33 miliardi nei nove mesi).
- **Forte generazione di cassa operativa:** €2,16 miliardi nel terzo trimestre (+63%); €6,8 miliardi nei nove mesi (+54%).
- **Generazione di cassa su base adjusted** prima della variazione del circolante ed escludendo l'utile/perdita di magazzino a €1,72 miliardi nel trimestre (+27%) e €6,60 miliardi nei nove mesi (+72%) al netto di un pagamento straordinario d'imposta in Angola per €0,15 miliardi.
- **Investimenti:** €7 miliardi nei nove mesi (€5,7 miliardi su base pro-forma¹), in progressiva decelerazione dopo il picco dovuto alla finalizzazione dei grandi progetti avviati come da programma nella prima parte del 2017. Copertura organica capex pro-forma a circa il 120%.
- **Dismissioni:** previsti incassi di €3,7 miliardi su base annua, di cui circa €1,5 miliardi nei nove mesi riferiti principalmente al dual exploration model.
- **Indebitamento finanziario netto:** €14,96 miliardi. Atteso in riduzione ad anno intero con la finalizzazione delle dismissioni definite.
- **Leverage al 30 settembre 2017:** 0,32, atteso allo 0,25 a fine anno per effetto della gestione e delle dismissioni definite.

Outlook

Exploration & Production

Confermato il target 2017 di nuove risorse esplorative: 0,8 miliardi di boe al costo unitario di circa 1 \$/barile.

Produzione 2017: prevista una produzione media pari a 1,815 milioni di boe/giorno, replicando il record storico del 2010. Questo livello, tenendo conto degli effetti dei PSA e dei tagli OPEC è pari a una crescita del 5% rispetto al 2016. I principali driver sono gli avvii di nuovi progetti (Indonesia, Angola e Ghana), i ramp-up dei giacimenti avviati nel 2016, principalmente in Kazakhstan, Egitto e Norvegia, nonché il restart di alcuni campi libici. I fattori contingenti, tra i quali in particolare l'interruzione dell'attività in Val d'Agri protrattasi per quasi l'intero secondo trimestre, gli effetti dei tagli OPEC e alcuni one-off contrattuali del 2016, saranno compensati dalle ulteriori iniziative di ottimizzazione della produzione messe in atto e dall'avvio anticipato dei grandi progetti in Angola, Indonesia e Ghana.

Gas & Power

Previsto **risultato strutturale positivo dal 2017** e breakeven strutturale del business wholesale in anticipo di un anno rispetto ai piani.

¹ Al netto dei rimborsi associati alle cessioni e l'incasso di anticipi da parte di partner di Stato previsti in relazione al progetto Zohr; vedi pag. 12.

Obiettivo di **consolidamento della quota di mercato** nel segmento retail incrementando il valore della base clienti grazie allo sviluppo di offerte commerciali innovative, ai servizi integrati e all'ottimizzazione dei processi commerciali e operativi.

Refining & Marketing e Chimica

Confermato il target del margine di raffinazione di breakeven a 3 \$/barile nel 2018.

Lavorazioni in conto proprio attese in leggero calo a causa dell'indisponibilità di alcuni impianti presso la raffineria di Sannazzaro, i cui effetti saranno quasi interamente compensati dalla migliore performance di Milazzo. Stabile a circa il 90% il tasso di utilizzo delle raffinerie. In un contesto di forte pressione competitiva, Eni prevede di consolidare **i volumi venduti di prodotti petroliferi rete e la quota di mercato in Italia**, facendo leva sulla differenziazione dell'offerta e sull'innovazione. In Europa volumi a perimetro omogeneo in leggera crescita.

Nella Chimica **volumi di vendita stabili**. Spread delle principali commodity verso i feedstock generalmente positivi, con un picco nel butadiene, mentre è in flessione il polietilene. Atteso utile record su base annua.

Gruppo

Previsti per l'intero 2017 investimenti proforma di €7,5 miliardi, cioè al netto dei rimborsi connessi alle dismissioni e agli anticipi da parte dei partner di Stato nel progetto Zohr in Egitto, confermando l'obiettivo di **riduzione dello spending di circa il 18% rispetto al 2016 a cambi costanti**.

Cash neutrality: confermata copertura organica degli investimenti e del dividendo allo scenario Brent di 60 \$/barile nel 2017, 45 \$ tenendo conto delle operazioni legate al nostro dual exploration model.

Leverage a fine 2017: atteso allo 0,25, in netta riduzione rispetto al 2016 anche grazie al perfezionamento delle operazioni di portafoglio, tra cui in particolare la cessione del Mozambico.

Exploration & Production

Produzione e prezzi

II Trim. 2017			III Trim. 2017			Nove mesi 2017		
			2017	2016	var %	2017	2016	var %
Produzioni								
827	Petrolio	mgl di barili/g	885	864	2,4	848	869	(2,4)
146	Gas naturale	mln di metri cubi/g	142	131	8,4	146	133	9,8
1.771	Idrocarburi	mgl di boe/g	1.803	1.710	5,4	1.790	1.726	3,7
Prezzi medi di realizzo								
45,29	Petrolio	\$/barile	48,03	40,82	17,7	47,31	37,05	27,7
121,84	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	134,14	110,89	21,0	127,70	112,53	13,5
32,05	Idrocarburi	\$/boe	35,14	29,70	18,3	33,55	27,69	21,2

- La **produzione di idrocarburi** del terzo trimestre 2017 è stata di 1,803 milioni di boe/giorno con una crescita del 5,4% rispetto al terzo trimestre 2016 (1,790 milioni di boe/giorno nei nove mesi del 2017, +3,7%). La performance riflette gli avvii di nuovi giacimenti e il ramp-up dei progetti del 2016 in particolare in Angola, Egitto, Ghana, Indonesia, Kazakhstan e Norvegia (per un contributo di 285 mila boe/giorno e 224 mila boe/giorno, rispettivamente nel terzo trimestre e nei primi nove mesi) e 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 nel 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 circa 25 mila boe/giorno e 40 mila boe/giorno, rispettivamente nel terzo trimestre e nei nove mesi), la produzione è in crescita del 7% (+6% nei nove mesi).
- La **produzione di petrolio** è stata di 885 mila barili/giorno, in aumento di 21 mila barili/giorno, pari al 2,4%, rispetto al terzo trimestre 2016 (848 mila barili/giorno nei nove mesi, in riduzione del 2,4%). Gli start-up e ramp-up del periodo e le maggiori produzioni in Libia sono state parzialmente compensate dall'effetto prezzo, dai tagli OPEC e dalle fermate nel Regno Unito e Golfo del Messico.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 142 milioni di metri cubi/giorno con una crescita di 11 milioni di metri cubi/giorno, pari all'8,4% rispetto al corrispondente periodo del 2016 (146 milioni di metri cubi/giorno nei nove mesi, in crescita del 9,8%). Gli start-up e ramp-up produttivi in Indonesia ed Egitto sono stati parzialmente compensati dalle fermate nel Regno Unito e Golfo del Messico, dal declino di giacimenti maturi e dall'effetto prezzo.

Risultati

II Trim. 2017		III Trim.			Nove mesi		
		2017	2016	var %	2017	2016	var %
(€ milioni)							
851	Utile (perdita) operativo	1.041	559	86,2	3.520	847	..
(6)	Esclusione special items	5	85		(214)	247	
845	Utile (perdita) operativo adjusted	1.046	644	62,4	3.306	1.094	..
(28)	Proventi (oneri) finanziari netti	(39)	(63)		(11)	(178)	
169	Proventi (oneri) su partecipazioni	104	(46)		291	(9)	
(425)	Imposte sul reddito	(670)	(548)		(1.954)	(1.258)	
43,1	tax rate (%)	60,3	102,4		54,5	138,7	
561	Utile (perdita) netta adjusted	441	(13)	..	1.632	(351)	..
I risultati includono:							
113	Costi di ricerca esplorativa:	69	61	13,1	390	301	29,6
74	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	61	45	35,6	200	159	25,8
39	- radiazione di pozzi di insuccesso ^(a)	8	16	(50,0)	190	142	33,8
1.909	Investimenti tecnici	1.343	1.874	(28,3)	5.958	6.383	(6,7)

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

- Nel terzo trimestre 2017 il settore Exploration & Production ha registrato un incremento del 62% dell'**utile operativo adjusted** a €1.046 milioni. Il miglioramento è dovuto alla ripresa dello scenario petrolifero (+14% la quotazione Brent), alla contrazione dei differenziali dei greggi equity rispetto al marker di riferimento (+18% i prezzi di realizzo Eni) e alla crescita produttiva, parzialmente compensati dai maggiori ammortamenti determinati dagli avvii e dai ramp-up produttivi. Nei nove mesi 2017 l'utile operativo adjusted è più che triplicato a €3.306 milioni (+€2.212 milioni rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente) per effetto degli stessi driver descritti nel commento al trimestre, in particolare la ripresa più sostenuta delle quotazioni del greggio (+24%), mentre in negativo hanno inciso i maggiori costi di radiazione di pozzi esplorativi.
- Nel terzo trimestre 2017 il settore ha registrato l'**utile netto adjusted** di €441 milioni rispetto alla perdita netta adjusted di €13 milioni del terzo trimestre 2016, con un miglioramento di €454 milioni (quasi €2 miliardi il miglioramento registrato nei nove mesi 2017). I driver sono stati l'incremento della performance operativa e la normalizzazione del tax rate 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 tax rate dei nove mesi 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. 11.

Gas & Power

Vendite

II Trim. 2017			III Trim. 2017			Nove mesi 2017		
				2016	var %		2016	var %
192	PSV	€/mgl di metri cubi	192	156	23,1	201	156	28,8
165	TTF		171	135	26,7	177	137	29,2
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi						
9,50	Italia		7,93	8,76	(9,5)	27,81	28,18	(1,3)
8,23	Resto d'Europa		8,21	8,98	(8,6)	27,97	30,64	(8,7)
0,89	di cui: Importatori in Italia		0,97	1,10	(11,8)	2,90	3,22	(9,9)
7,34	Mercati europei		7,24	7,88	(8,1)	25,07	27,42	(8,6)
0,90	Resto del Mondo		1,30	1,54	(15,6)	3,57	4,23	(15,6)
18,63	Totale vendite gas mondo		17,44	19,28	(9,5)	59,35	63,05	(5,9)
8,39	Vendita di energia elettrica	teraw attora	8,91	9,17	(2,8)	26,67	27,26	(2,2)

- Nel terzo trimestre 2017 le **vendite di gas naturale** sono state di 17,44 miliardi di metri cubi (59,35 miliardi di metri cubi nei nove mesi), in diminuzione rispetto al terzo trimestre 2016 anche per effetto della cessione delle attività retail in Belgio e Ungheria. Le vendite in Italia sono diminuite del 9,5% a 7,93 miliardi di metri cubi per minori vendite registrate in tutti i segmenti, parzialmente compensate dall'incremento dei volumi commercializzati nel settore termoelettrico. Le vendite nei mercati europei di 7,24 miliardi di metri cubi hanno registrato un decremento dell'8,1% a causa del calo delle vendite in Benelux, Germania e Francia, parzialmente compensate da maggiori vendite in Turchia.
- Le **vendite di energia elettrica** pari a 8,91 TWh nel terzo trimestre 2017 (26,67 TWh nei nove mesi 2017) sono diminuite rispettivamente del 2,8% e del 2,2% 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

II Trim. 2017		III Trim. 2017			Nove mesi 2017		
	(€ milioni)		2016	var %		2016	var %
(225)	Utile (perdita) operativo	(120)	(325)	63,1	(131)	(396)	66,9
	Esclusione (utile) perdita di magazzino	15	(12)		(29)	146	
79	Esclusione special item	(88)	(37)		159	(68)	
(146)	Utile (perdita) operativo adjusted	(193)	(374)	48,4	(1)	(318)	99,7
	Proventi (oneri) finanziari netti	3	3		9	7	
(2)	Proventi (oneri) su partecipazioni	(2)	(10)		(5)	(12)	
15	Imposte sul reddito	53	79		(65)	24	
(133)	Utile (perdita) netta adjusted	(139)	(302)	54,0	(62)	(299)	79,3
30	Investimenti tecnici	33	23	43,5	82	67	22,4

- Nel terzo trimestre 2017 il settore Gas & Power ha registrato la **perdita operativa adjusted** di €193 milioni con un miglioramento di €181 milioni (+48%) rispetto al terzo trimestre 2016 dovuto principalmente ai benefici associati alle rinegoziazioni dei contratti di acquisto long-term, compresa la termination di alcuni, nonché all'ottimizzazione della gestione di portafoglio che ha anche permesso di cogliere opportunità di scenario. Nei nove mesi, il settore ha ottenuto un sostanziale breakeven facendo registrare un progresso di €317 milioni rispetto al 2016 grazie agli effetti commentati nel trimestre, parzialmente compensati dai minori proventi one-off retroattivi legati alle rinegoziazioni registrati nel 2016.
- Il settore ha chiuso il trimestre con la **perdita netta adjusted** di €139 milioni, in miglioramento di €163 milioni. Nei nove mesi la perdita netta adjusted si riduce a €62 milioni.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 11.

Refining & Marketing e Chimica

Produzioni e vendite

II Trim.			III Trim.			Nove mesi		
2017			2017	2016	var %	2017	2016	var %
5,3	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	6,4	3,3	93,9	5,3	4,0	32,5
4,88	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	5,63	5,71	(1,4)	15,69	16,39	(4,3)
0,75	Lavorazioni in conto proprio resto d'Europa		0,76	0,75	1,3	2,15	2,16	(0,5)
5,63	Totale lavorazioni		6,39	6,46	(1,1)	17,84	18,55	(3,8)
0,08	Lavorazioni green		0,08	0,06	33,3	0,17	0,15	13,3
Marketing								
2,19	Vendite rete Europa	mln ton	2,24	2,30	(2,6)	6,43	6,51	(1,2)
1,54	Vendite rete Italia		1,56	1,59	(1,9)	4,52	4,46	1,3
0,65	Vendite rete resto d'Europa		0,68	0,71	(4,2)	1,91	2,05	(6,8)
25,2	Quota mercato rete Italia	%	25,2	24,8		25,0	24,3	
2,76	Vendite extrarete Europa	mln ton	2,83	3,06	(7,5)	7,95	8,42	(5,6)
1,98	Vendite extrarete Italia		2,04	2,23	(8,5)	5,70	6,08	(6,3)
0,78	Vendite extrarete resto d'Europa		0,79	0,83	(4,8)	2,25	2,34	(3,8)
Chimica								
1.508	Produzione prodotti petrolchimici	mgl ton	1.360	1.413	(3,8)	4.393	4.309	1,9
75,6	Tasso utilizzo impianti	%	68,1	70,5		73,5	71,5	

- Nel terzo trimestre 2017 il **marginale indicatore Eni** (Standard Eni Refining Margin - SERM) ha quasi raddoppiato il suo valore rispetto al terzo trimestre 2016, attestandosi a 6,4 \$/barile (+32,5% a 5,3 \$/barile nei nove mesi) grazie alla tenuta degli spread dei prodotti rispetto alla carica petrolifera.
- Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono state di 6,4 milioni di tonnellate in lieve flessione rispetto al terzo trimestre 2016 (-1,1%; -3,8% nei nove mesi) per effetto dell'indisponibilità dell'impianto EST presso la raffineria di Sannazzaro e della fermata di Livorno per forza maggiore. Tali variazioni sono state quasi interamente compensate dalle migliore performance di Milazzo per effetto delle minori fermate e di Taranto.
- I **volumi di lavorazione green** presso la green refinery di Venezia sono aumentati del 33,3% nel terzo trimestre (13,3% nei nove mesi).
- Le **vendite rete in Italia** pari a 1,56 milioni di tonnellate nel terzo trimestre 2017 sono in diminuzione dell'1,9% (4,52 milioni di tonnellate, +1,3% nei nove mesi) in un contesto di consumi decrescenti a causa di minori volumi commercializzati in particolare sul segmento autostradale. La quota di mercato del trimestre si è attestata a 25,2% in aumento rispetto al terzo trimestre 2016 (24,8%).
- Le **vendite extrarete in Italia** pari a 2,04 milioni di tonnellate sono in diminuzione dell'8,5% rispetto al terzo trimestre 2016 (-6,3% rispetto ai nove mesi 2016). Minori volumi commercializzati di gasoli, bunker e oli combustibili sono stati in parte compensati da maggiori volumi di jet fuel.
- Le **vendite rete ed extrarete nel resto d'Europa** sono in calo complessivamente del 4,5% nel terzo trimestre (-5,2% nei nove mesi) rispetto al periodo di confronto, per effetto della cessione di attività nell'Europa dell'Est e per minori volumi commercializzati in Francia e Austria, parzialmente compensati da maggiori vendite in Svizzera.
- Le **produzioni di prodotti petrolchimici** di 1.360 mila tonnellate nel terzo trimestre sono in riduzione del 3,8% principalmente per effetto delle fermate non programmate di alcuni impianti; nei nove mesi le produzioni pari a 4.393 mila tonnellate sono in crescita dell'1,9%.

Risultati

II Trim. 2017		III Trim.			Nove mesi		
		2017	2016	var %	2017	2016	var %
(€ milioni)							
33	Utile (perdita) operativo	367	192	91,1	764	555	37,7
255	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(95)	(73)		(39)	(225)	
64	Esclusione special item	65	56		153	178	
352	Utile (perdita) operativo adjusted	337	175	92,6	878	508	72,8
165	- Refining & Marketing	224	100	124,0	455	210	116,7
187	- Chimica	113	75	50,7	423	298	41,9
2	Proventi (oneri) finanziari netti	1			3		
(9)	Proventi (oneri) su partecipazioni	15	3		16	23	
(119)	Imposte sul reddito	(111)	(57)		(301)	(162)	
34,5	tax rate (%)	31,4	32,0		33,6	30,5	
226	Utile (perdita) netta adjusted	242	121	100,0	596	369	61,5
151	Investimenti tecnici	188	149	26,2	439	361	21,6

- Nel terzo trimestre 2017 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €337 milioni (€878 milioni nei nove mesi) quasi raddoppiato rispetto al trimestre 2016 (+73% rispetto ai nove mesi 2016).
- Il business **Refining & Marketing** ha registrato l'utile operativo adjusted di €224 milioni nel terzo trimestre 2017, più che raddoppiato rispetto al terzo trimestre 2016 (€455 milioni nei nove mesi 2017, +117%) grazie alle continue azioni di riduzione del margine di raffinazione di breakeven, confermato inferiore a 4 \$/barile in media per il 2017, che hanno consentito di beneficiare appieno del positivo andamento dello scenario che si è decisamente rafforzato nel corso del terzo trimestre. Le azioni di ottimizzazione definite e le minori fermate manutentive degli impianti a Milazzo hanno consentito di limitare le perdite attese dovute all'indisponibilità dell'impianto EST a Sannazzaro e l'evento di forza maggiore che ha costretto alla fermata della raffineria di Livorno a settembre. Nel trimestre i risultati del marketing sono in linea con il terzo trimestre 2016; nei nove mesi i risultati beneficiano del positivo andamento del primo semestre in particolare sulla rete Italia in termini sia di margini sia di volumi.
- La **Chimica** ha registrato l'utile operativo adjusted di €113 milioni nel terzo trimestre con un aumento del 51% rispetto al terzo trimestre 2016 (+42% l'utile operativo adjusted nei nove mesi 2017), beneficiando delle profonde ristrutturazioni eseguite negli esercizi passati con l'ottimizzazione della base impiantistica dei siti core, il ribilanciamento del portafoglio prodotti su segmenti a maggiore valore e la chiusura dei siti marginali che hanno consentito di catturare il positivo andamento dello scenario e di realizzare efficienze di costo e recuperi di volume. A dimostrazione dei progressi del turnaround, l'utile operativo adjusted di €423 milioni dei nove mesi 2017 è maggiore del risultato dell'intero 2015, finora anno di picco della storia recente della chimica Eni.
- L'**utile netto adjusted** (€242 milioni nel terzo trimestre; €596 milioni nei nove mesi) evidenzia un aumento di €121 milioni e €227 milioni rispetto ai periodi di confronto.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 11.

Risultati di gruppo

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2017	(€ milioni)	2017	2016	var %	2017	2016	var %
15.643	Ricavi della gestione caratteristica	15.684	13.195	18,9	49.374	39.955	23,6
563	Utile (perdita) operativo	998	192	419,8	3.672	517	610,3
252	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(63)	(87)		(70)	62	
204	Esclusione special item ^(a)	12	153		198	450	
1.019	Utile (perdita) operativo adjusted	947	258	267,1	3.800	1.029	269,3
	Dettaglio per settore di attività						
845	Exploration & Production	1.046	644	62,4	3.306	1.094	202,2
(146)	Gas & Power	(193)	(374)	48,4	(1)	(318)	99,7
352	Refining & Marketing e Chimica	337	175	92,6	878	508	72,8
(160)	Corporate e altre attività	(151)	(118)	(28,0)	(426)	(334)	(27,5)
128	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(b)	(92)	(69)		43	79	
18	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	344	(562)	..	1.327	(1.391)	..
180	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(45)	(59)		(51)	42	
265	Esclusione special item ^(a)	(70)	137		160	550	
463	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations	229	(484)	..	1.436	(799)	..
18	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	344	(562)	..	1.327	(1.804)	..
18	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	344	(562)	..	1.327	(1.391)	..
	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - discontinued operations					(413)	..

(a) Per maggiori informazioni v. "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 terzo trimestre 2017 l'**utile operativo adjusted consolidato** di €0,95 miliardi è quasi quadruplicato rispetto al terzo trimestre 2016 (+€0,69 miliardi) grazie alla solida performance di tutti i settori di business. La E&P ha conseguito un incremento dell'utile operativo (+€0,4 miliardi) trainato dalla ripresa dello scenario petrolifero (+14% il prezzo di riferimento del Brent) e dalla crescita produttiva. La G&P ha segnato un progresso del 48% (+€0,18 miliardi) in un trimestre solitamente debole a causa della stagionalità, grazie alla rinegoziazione dei contratti di approvvigionamento long-term e ad altre ottimizzazioni. I business R&M e Chimica hanno registrato performance eccellenti, in crescita rispettivamente del 124% e del 51% con un contributo in termini di maggiore utile operativo adjusted di complessivi €0,16 miliardi. Tale trend riflette le azioni di riduzione del margine di breakeven e di upgrading dell'assetto impiantistico e del portafoglio prodotti che hanno consentito di catturare appieno il miglioramento dello scenario e altre opportunità di mercato. Nel trimestre il miglioramento di circa €0,7 miliardi è dovuto per €0,6 miliardi allo scenario e per €0,1 miliardi al miglioramento delle performance.
- Nei nove mesi tutti i business Eni confermano performance robuste e in forte crescita rispetto al 2016. L'utile operativo adjusted consolidato chiude a €3,80 miliardi, quasi quadruplicato rispetto al periodo di confronto. L'incremento di €2,8 miliardi è dovuto per €2,5 miliardi alla ripresa dello scenario e per €0,5 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** di €0,23 miliardi ha registrato un miglioramento di €0,7 miliardi rispetto alla perdita del terzo trimestre 2016, dovuto all'incremento della redditività operativa e alla normalizzazione del tax rate che si attesta nel terzo trimestre al 74,5% (60,2% nei nove mesi) rispetto ai periodi di confronto caratterizzati dallo stanziamento di imposte nette maggiori dei risultati ante imposte consolidati. Tale trend è dovuto alla migliorata redditività in particolare nella 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. Nei nove mesi l'utile netto adjusted ammonta a €1,44 miliardi rispetto alla perdita di €0,80 miliardi del periodo di confronto; nel periodo progressivo il tax rate riflette anche la 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.

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €12 milioni nel terzo trimestre (€198 milioni nei nove mesi) con il seguente break-down per settore:

- **E&P:** oneri netti di €5 milioni nel terzo trimestre e proventi netti di €214 milioni nei nove mesi, rappresentati principalmente da: la plusvalenza realizzata nel primo trimestre sulla cessione del 10% dell'asset Zohr (€339 milioni), accantonamenti a fondo rischi (€87 milioni nei nove mesi), oneri relativi a differenze e derivati su cambi (€20 milioni e €32 milioni rispettivamente nel terzo trimestre e nei nove mesi).
- **G&P:** proventi netti di €88 milioni nel terzo trimestre e oneri netti di €159 milioni nei nove mesi rappresentati da: la componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (un provento di €90 milioni nel terzo trimestre, un onere di €153 milioni nei nove mesi), la rettifica per allineare l'utile operativo adjusted del business di vendita retail, facente parte del reportable segment G&P, al criterio contabile dell'expected loss nella valutazione dei crediti commerciali in luogo del criterio corrente della perdita sostenuta (€65 milioni e €98 milioni rispettivamente nel terzo trimestre e nei nove mesi) e oneri di incentivazione all'esodo di €34 milioni nei nove mesi, nonché la revisione di stima di crediti per fatture da emettere relativi a esercizi precedenti (€42 milioni nei nove mesi). Inoltre gli special item includono la riclassifica del saldo negativo di €64 milioni nel terzo trimestre (€158 milioni nei nove mesi) 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.
- **R&M e Chimica:** oneri netti di €65 milioni nel terzo trimestre (€153 milioni nei nove mesi) rappresentati da: svalutazioni degli investimenti di periodo relativi a CGU della R&M interamente svalutate in precedenti reporting period delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (€31 milioni e €89 milioni rispettivamente nel terzo trimestre e nei nove mesi); oneri ambientali (€29 milioni e €53 milioni rispettivamente nel terzo trimestre e nei nove mesi).

Gli **special item non operativi** comprendono principalmente l'effetto d'imposta di quelli operativi, la quota di competenza Eni degli oneri straordinari/svalutazioni rilevati dalla partecipata Saipem (€64 milioni) nei nove mesi, nonché la plusvalenza realizzata sulla cessione delle attività retail in Belgio (€164 milioni) nel terzo trimestre.

Risultati reported

Nei primi nove mesi del 2017 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** è stato di €1.327 milioni, in netto miglioramento rispetto al periodo di confronto che chiudeva con la perdita di €1.804 milioni da continuing e discontinued operations, riferite quest'ultime alla minusvalenza sulla partecipazione Saipem di circa €400 milioni rilevata per effetto della cessione del controllo. Al netto dell'operazione Saipem, il Gruppo ha registrato un forte recupero di redditività in tutti i segmenti di business che riflette i progressi ottenuti nell'implementazione della strategia di accelerazione del time-to-market delle riserve, di miglioramento dell'efficienza, di selezione dei progetti d'investimento e di 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 33% del margine indicatore dell'attività di raffinazione (SERM) e significativi aumenti dei margini dei prodotti petrolchimici di base.

Questi driver hanno determinato un incremento del 24% del fatturato consolidato e del 610% dell'utile operativo reported (+€3,2 miliardi). Infine alla variazione dell'utile netto dei nove mesi (circa +€2,7 miliardi escluso Saipem) ha contribuito la normalizzazione del tax rate come commentato nella variazione dei risultati adjusted. Trend analoghi sono stati registrati nel terzo trimestre con l'utile operativo reported in crescita del 420% rispetto al terzo trimestre 2016 (+€0,8 miliardi) e l'utile netto in progresso di circa €0,9 miliardi.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

II Trim. 2017		III Trim. 2017	2016	var. ass.	Nove mesi 2017	2016	var. ass.
	(€ milioni)						
18	Utile (perdita) netto	345	(561)	906	1.330	(1.385)	2.715
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>						
2.466	- ammortamenti e altri componenti non monetari	1.991	2.181	(190)	6.513	6.033	480
7	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(159)	(10)	(149)	(495)	(37)	(458)
377	- dividendi, interessi e imposte	678	397	281	2.201	1.480	721
674	Variazione del capitale di esercizio	376	(115)	491	126	657	(531)
(836)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(1.070)	(567)	(503)	(2.876)	(2.323)	(553)
2.706	Flusso di cassa netto da attività operativa	2.161	1.325	836	6.799	4.425	2.374
(2.092)	Investimenti tecnici	(1.570)	(2.051)	481	(6.493)	(6.930)	437
(14)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(453)	(6)	(447)	(503)	(1.158)	655
67	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	368	70	298	992	1.021	(29)
54	Altre variazioni relative all'attività di investimento	1.128	(106)	1.234	1.367	(149)	1.516
721	Free cash flow	1.634	(768)	2.402	2.162	(2.791)	4.953
	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(10)	30	(40)	(114)	5.229	(5.343)
172	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	754	1.854	(1.100)	1.076	32	1.044
(1.443)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.440)	(1.408)	(32)	(2.883)	(2.852)	(31)
(32)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(14)	(5)	(9)	(52)	(25)	(27)
(526)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	924	(297)	1.221	189	(407)	596

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

II Trim. 2017		III Trim. 2017	2016	var. ass.	Nove mesi 2017	2016	var. ass.
	(€ milioni)						
721	Free cash flow	1.634	(768)	2.402	2.162	(2.791)	4.953
	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	(3)	28	(31)	(3)	5.848	(5.851)
186	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	311	(46)	357	535	658	(123)
(1.443)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.440)	(1.408)	(32)	(2.883)	(2.852)	(31)
(536)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	502	(2.194)	2.696	(189)	863	(1.052)

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** dei nove mesi è stato di €6,8 miliardi che si ridetermina in €6,6 miliardi prima della variazione del capitale circolante e della riconduzione del magazzino al valore di ricostituzione.

I fabbisogni per gli investimenti del periodo di €7 miliardi evidenziano una decelerazione dello spending nel terzo trimestre dopo il picco registrato nella prima parte dell'anno legato alla finalizzazione di alcuni grandi progetti (Angola, Ghana e Indonesia). Gli investimenti in partecipazioni includono l'intervento sul capitale della Coral FLNG valutata all'equity che ha la mission di realizzare l'unità di floating LNG nell'ambito del piano di sviluppo del progetto Coral in Mozambico.

Su base pro-forma, escludendo cioè la quota di investimenti di competenza degli operatori che hanno acquisito quote di asset esplorativi in sviluppo con retrodatazione degli effetti economici (Egitto e Mozambico) e che saranno rimborsati al closing delle relative transazioni, gli anticipi incassati dai partner di stato nel progetto Zohr, nonché la quota di capital contribution a Coral FLNG che sarà sostituita con apporto di finanziamenti terzi, gli investimenti dei nove mesi si rideterminano in €5,7 miliardi. L'eccedenza rispetto ai €6,6 miliardi di flusso di cassa organica adjusted contribuisce per circa €1 miliardo alla copertura

del dividendo (€2,88 miliardi il saldo dividendo 2016 e l'acconto per l'esercizio 2017).

Gli incassi da dismissioni di €1 miliardo sono relativi principalmente al closing della cessione dell'asset Zohr per la quota del 10% a BP finalizzata nel primo trimestre (€0,54 miliardi che comprende il rimborso degli investimenti sostenuti dal 1° gennaio 2016 di cui \$64 milioni relativi al 2017) e delle attività retail gas & power in Belgio (€0,30 miliardi). Le altre variazioni relative all'attività di investimento comprendono il debito relativo all'incasso anticipato del prezzo della cessione del 30% di Zohr alla società russa Rosneft (\$1,38 miliardi), nonché la quota non versata dell'aumento di capitale della Coral FLNG, e il credito per il corrispettivo residuo della cessione del 10% di Zohr alla BP.

Sul flusso di cassa dei nove mesi ha inoltre inciso il minor volume di crediti commerciali ceduti a società di factoring con scadenza successiva al reporting period rispetto al periodo di confronto (circa €0,2 miliardi).

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	30 Sett. 2017	30 Giu. 2017	31 Dic. 2016	Var. ass. vs. 30 Giu. 2017	Var. ass. vs. 31 Dic. 2016
Capitale immobilizzato	73.001	75.945	79.729	(2.944)	(6.728)
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	4.638	4.858	4.637	(220)	1
Crediti commerciali	9.886	9.744	11.186	142	(1.300)
Debiti commerciali	(9.522)	(9.381)	(11.038)	(141)	1.516
Debiti tributari e fondo imposte netto	(3.018)	(3.286)	(3.073)	268	55
Fondi per rischi e oneri	(13.410)	(14.044)	(13.896)	634	486
Altre attività (passività) d'esercizio	834	1.275	1.171	(441)	(337)
	(10.592)	(10.834)	(11.013)	242	421
Fondi per benefici ai dipendenti	(880)	(880)	(868)		(12)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	13	165	14	(152)	(1)
CAPITALE INVESTITO NETTO	61.542	64.396	67.862	(2.854)	(6.320)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	46.529	48.881	53.037	(2.352)	(6.508)
Interessenze di terzi	48	48	49		(1)
Patrimonio netto	46.577	48.929	53.086	(2.352)	(6.509)
Indebitamento finanziario netto	14.965	15.467	14.776	(502)	189
COPERTURE	61.542	64.396	67.862	(2.854)	(6.320)
Leverage	0,32	0,32	0,28		0,04

- L'**indebitamento finanziario netto**² al **30 settembre 2017** è pari a €14,96 miliardi in leggero aumento rispetto al 2016 (+€0,2 miliardi). Atteso in riduzione ad anno intero con la finalizzazione delle dismissioni definite.
- Il **leverage**³ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,32 al 30 settembre 2017, in aumento rispetto allo 0,28 del 31 dicembre 2016 per effetto essenzialmente della riduzione del total equity di €6,5 miliardi dovuta alle differenze negative di cambio da conversione dei bilanci delle controllate aventi il dollaro come valuta funzionale (circa €4,9 miliardi) e al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni (saldo dividendo 2016 e acconto dividendo 2017 per €2,88 miliardi).

² Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 24.

³ 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. 15 e seguenti del presente comunicato stampa.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Art. 36 del Regolamento Mercati Consob (adottato con Delibera Consob n. 16191/2007 e successive modifiche): condizioni per la quotazione in borsa di società controllanti società costituite e regolate dalla legge di Stati non appartenenti all'Unione Europea.

Alla data del 30 settembre 2017 le prescrizioni regolamentari dell'art. 36 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 secondo e terzo trimestre e nove mesi 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 secondo e terzo trimestre e ai nove mesi 2017, al terzo trimestre e ai nove mesi 2016. I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 settembre e al 30 giugno 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 terzo 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.

* * *

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 terzo trimestre e dei nove mesi 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. 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'accrion 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.

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)

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
di cui:						
- 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.

(€ milioni)

III trimestre 2016

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	559	(325)	192	(167)	(67)	192
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(12)	(73)		(2)	(87)
Esclusione special item:						
oneri ambientali			19	45		64
svalutazioni (riprese di valore) nette			30	3		33
plusvalenze nette su cessione di asset		1	(1)			
accantonamenti a fondo rischi	106		1			107
oneri per incentivazione all'esodo	1		1	1		3
derivati su commodity	4	(34)	(3)			(33)
differenze e derivati su cambi	(27)	(12)	1			(38)
altro	1	8	8			17
Special item dell'utile (perdita) operativo	85	(37)	56	49		153
Utile (perdita) operativo adjusted	644	(374)	175	(118)	(69)	258
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(63)	3		(175)		(235)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	(46)	(10)	3	(13)		(66)
Imposte sul reddito ^(a)	(548)	79	(57)	64	22	(440)
Tax rate (%)	102,4	..	32,0			..
Utile (perdita) netto adjusted	(13)	(302)	121	(242)	(47)	(483)
di cui:						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						1
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(484)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						(562)
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(59)
Esclusione special item						137
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(484)

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Nove mesi 2017

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	3.520	(131)	764	(526)	45	3.672
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(29)	(39)		(2)	(70)
Esclusione special item:						
oneri ambientali			53	18		71
svalutazioni (riprese di valore) nette	1	(5)	89	9		94
plusvalenze nette su cessione di asset	(343)		(2)	(1)		(346)
accantonamenti a fondo rischi	87			79		166
oneri per incentivazione all'esodo	7	34	4	2		47
derivati su commodity		153	(7)			146
differenze e derivati su cambi	(32)	(158)	(11)			(201)
altro	66	135	27	(7)		221
Special item dell'utile (perdita) operativo	(214)	159	153	100		198
Utile (perdita) operativo adjusted	3.306	(1)	878	(426)	43	3.800
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(11)	9	3	(536)		(535)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	291	(5)	16	46		348
Imposte sul reddito ^(a)	(1.954)	(65)	(301)	156	(10)	(2.174)
Tax rate (%)	54,5	..	33,6			60,2
Utile (perdita) netto adjusted	1.632	(62)	596	(760)	33	1.439
di cui:						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						3
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						1.436
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						1.327
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(51)
Esclusione special item						160
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						1.436

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Nove mesi 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	847	(396)	555	(427)	(62)	517		517
Esclusione (utile) perdita di magazzino		146	(225)		141	62		62
Esclusione special item:								
oneri ambientali			86	79		165		165
svalutazioni (riprese di valore) nette	105		64	12		181		181
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	7					7		7
plusvalenze nette su cessione di asset	1		(5)			(4)		(4)
accantonamenti a fondo rischi	106		1	1		108		108
oneri per incentivazione all'esodo	5	1	5	3		14		14
derivati su commodity	19	(178)	11			(148)		(148)
differenze e derivati su cambi	(2)	(52)	(2)			(56)		(56)
altro	6	161	18	(2)		183		183
Special item dell'utile (perdita) operativo	247	(68)	178	93		450		450
Utile (perdita) operativo adjusted	1.094	(318)	508	(334)	79	1.029		1.029
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(178)	7		(330)		(501)		(501)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	(9)	(12)	23	(10)		(8)		(8)
Imposte sul reddito ^(a)	(1.258)	24	(162)	107	(24)	(1.313)		(1.313)
Tax rate (%)	138,7	..	30,5		
Utile (perdita) netto adjusted	(351)	(299)	369	(567)	55	(793)		(793)
di cui:								
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						6		6
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(799)		(799)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						(1.804)	413	(1.391)
Esclusione (utile) perdita di magazzino						42		42
Esclusione special item						963	(413)	550
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(799)		(799)

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

II trimestre 2017

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	851	(225)	33	(227)	131	563
Esclusione (utile) perdita di magazzino			255		(3)	252
Esclusione special item:						
oneri ambientali			17	18		35
svalutazioni (riprese di valore) nette	1	(6)	39	7		41
plusvalenze nette su cessione di asset	1		(2)			(1)
accantonamenti a fondo rischi	4			49		53
oneri per incentivazione all'esodo	3	32	1	3		39
derivati su commodity		55	3			58
differenze e derivati su cambi	(21)	(80)	(6)			(107)
altro	6	78	12	(10)		86
Special item dell'utile (perdita) operativo	(6)	79	64	67		204
Utile (perdita) operativo adjusted	845	(146)	352	(160)	128	1.019
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(28)		2	(183)		(209)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	169	(2)	(9)	13		171
Imposte sul reddito ^(a)	(425)	15	(119)	49	(38)	(518)
Tax rate (%)	43,1	..	34,5			52,8
Utile (perdita) netto adjusted	561	(133)	226	(281)	90	463
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						463
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						18
Esclusione (utile) perdita di magazzino						180
Esclusione special item						265
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						463

^(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item

II Trim.		III Trim.		Nove mesi	
2017	(€ milioni)	2017	2016	2017	2016
35	Oneri ambientali	29	64	71	165
41	Svalutazioni (riprese di valore) nette	33	33	94	181
	Radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti				7
(1)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(2)		(346)	(4)
53	Accantonamenti a fondo rischi	29	107	166	108
39	Oneri per incentivazione all'esodo	2	3	47	14
58	Derivati su commodity	(89)	(33)	146	(148)
(107)	Differenze e derivati su cambi	(88)	(38)	(201)	(56)
86	Altro	98	17	221	183
204	Special item dell'utile (perdita) operativo	12	153	198	450
125	Oneri (proventi) finanziari	103	38	234	110
	di cui:				
107	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	88	38	201	56
68	Oneri (proventi) su partecipazioni	(162)	112	(96)	455
	di cui:				
	- plusvalenze da cessione	(164)	(45)	(164)	(52)
68	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni	2	108	70	481
(132)	Imposte sul reddito	(23)	(166)	(176)	(52)
	di cui:				
	- svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane		(101)		48
(132)	- fiscalità su special item dell'utile operativo e altro	(23)	(65)	(176)	(100)
265	Totale special item dell'utile (perdita) netto	(70)	137	160	963

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2017	(€ milioni)	2017	2016	var %	2017	2016	var %
4.376	Exploration & Production	4.628	3.991	16,0	13.954	11.234	24,2
11.710	Gas & Power	11.430	9.211	24,1	37.082	28.975	28,0
5.344	Refining & Marketing e Chimica	5.449	4.910	11,0	16.308	13.608	19,8
4.167	- Refining & Marketing	4.440	3.989	11,3	12.901	10.791	19,6
1.255	- Chimica	1.120	1.012	10,7	3.721	3.114	19,5
(78)	- Elisioni	(111)	(91)		(314)	(297)	
339	Corporate e altre attività	344	323	6,5	1.031	952	8,3
(6.126)	Elisioni di consolidamento	(6.167)	(5.240)		(19.001)	(14.814)	
15.643		15.684	13.195	18,9	49.374	39.955	23,6

Costi operativi

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2017	(€ milioni)	2017	2016	var %	2017	2016	var %
12.447	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	12.064	10.358	16,5	38.130	31.778	20,0
88	di cui: altri special item	58	171		237	273	
778	Costo lavoro	702	709	(1,0)	2.264	2.253	0,5
39	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	2	3		47	14	
13.225		12.766	11.067	15,4	40.394	34.031	18,7

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2017	(€ milioni)	2017	2016	var %	2017	2016	var %
1.758	Exploration & Production	1.761	1.692	4,1	5.165	5.015	3,0
88	Gas & Power	83	88	(5,7)	260	262	(0,8)
90	Refining & Marketing e Chimica	88	98	(10,2)	267	283	(5,7)
77	- Refining & Marketing	75	89	(15,7)	227	264	(14,0)
13	- Chimica	13	9	44,4	40	19	..
15	Corporate e altre attività	14	18	(22,2)	45	55	(18,2)
(7)	Effetto eliminazione utili interni	(8)	(7)		(22)	(21)	
1.944	Ammortamenti	1.938	1.889	2,6	5.715	5.594	2,2
41	Svalutazioni (riprese di valore) nette	33	33		94	181	(48,1)
1.985	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	1.971	1.922	2,5	5.809	5.775	0,6
49	Radiazioni	9	17	(47,1)	202	138	46,4
2.034		1.980	1.939	2,1	6.011	5.913	1,7

II Trim.		III Trim.		Nove mesi	
2017	(€ milioni)	2017	2016	2017	2016
63	Svalutazione asset materiali/immateriali	33	33	116	218
(22)	Riprese di valore			(22)	(37)
41	Totale svalutazioni (riprese di valore) nette	33	33	94	181

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)

Nove mesi 2017	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	190	(5)	(3)	(18)	164
Dividendi	104		24		128
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		164			164
Altri proventi (oneri) netti	(3)	(6)	(3)		(12)
	291	153	18	(18)	444

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 Giu. 2017	(€ milioni)	30 Sett. 2017	31 Dic. 2016	Var. ass. vs. 31 Dic. 2016
27.075	Debiti finanziari e obbligazionari	27.508	27.239	269
7.042	- Debiti finanziari a breve termine	7.108	6.675	433
20.033	- Debiti finanziari a lungo termine	20.400	20.564	(164)
(4.939)	Disponibilità liquide ed equivalenti	(5.863)	(5.674)	(189)
(6.305)	Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(6.365)	(6.404)	39
(364)	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(315)	(385)	70
15.467	Indebitamento finanziario netto	14.965	14.776	189
48.929	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	46.577	53.086	(6.509)
0,32	Leverage	0,32	0,28	0,04

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 30 settembre 2017

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 30 settembre 2017 ^(a)
Eni SpA	3.705
Eni Finance International SA	411
	4.116

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

Prestiti obbligazionari emessi nei primi nove mesi 2017 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (€ milioni)	Valuta	Ammontare al 30 settembre 2017 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	750	EUR	751	2027	fisso	1,50
Eni SpA	650	EUR	647	2025	fisso	1,00
	1.400		1.398			

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	30 Sett. 2017	30 Giu. 2017	31 Dic. 2016
ATTIVITÀ			
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti	5.863	4.939	5.674
Attività finanziarie destinate al trading	6.157	6.082	6.166
Attività finanziarie disponibili per la vendita	208	223	238
Crediti commerciali e altri crediti	15.117	15.836	17.593
Rimanenze	4.638	4.858	4.637
Attività per imposte sul reddito correnti	286	303	383
Attività per altre imposte correnti	896	433	689
Altre attività correnti	1.263	1.432	2.591
	34.428	34.106	37.971
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	65.336	67.585	70.793
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.209	1.147	1.184
Attività immateriali	2.956	3.043	3.269
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	4.360	3.944	4.040
Altre partecipazioni	222	234	276
Altre attività finanziarie	1.804	1.793	1.860
Attività per imposte anticipate	4.071	4.084	3.790
Altre attività non correnti	1.483	1.529	1.348
	81.441	83.359	86.560
Attività destinate alla vendita	13	355	14
TOTALE ATTIVITÀ	115.882	117.820	124.545
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine	2.712	2.851	3.396
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	4.396	4.191	3.279
Debiti commerciali e altri debiti	15.948	14.956	16.703
Passività per imposte sul reddito correnti	388	426	426
Passività per altre imposte correnti	2.310	1.948	1.293
Altre passività correnti	1.323	1.547	2.599
	27.077	25.919	27.696
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine	20.400	20.033	20.564
Fondi per rischi e oneri	13.410	14.044	13.896
Fondi per benefici ai dipendenti	880	880	868
Passività per imposte differite	6.017	6.228	6.667
Altre passività non correnti	1.521	1.597	1.768
	42.228	42.782	43.763
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		190	
TOTALE PASSIVITÀ	69.305	68.891	71.459
PATRIMONIO NETTO			
Interessenze di terzi	48	48	49
Patrimonio netto di Eni:			
Capitale sociale	4.005	4.005	4.005
Riserve di cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	63	(60)	189
Altre riserve	43.156	44.534	52.329
Azioni proprie	(581)	(581)	(581)
Acconto sul dividendo	(1.441)		(1.441)
Utile (perdita) netto	1.327	983	(1.464)
Totale patrimonio netto di Eni	46.529	48.881	53.037
TOTALE PATRIMONIO NETTO	46.577	48.929	53.086
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	115.882	117.820	124.545

CONTO ECONOMICO

II Trim.		III Trim.		Nove mesi	
2017	(€ milioni)	2017	2016	2017	2016
RICAVI					
15.643	Ricavi della gestione caratteristica	15.684	13.195	49.374	39.955
141	Altri ricavi e proventi	99	82	725	584
15.784	Totale ricavi	15.783	13.277	50.099	40.539
COSTI OPERATIVI					
12.447	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	12.064	10.358	38.130	31.778
778	Costo lavoro	702	709	2.264	2.253
38	Altri proventi (oneri) operativi	(39)	(79)	(22)	(78)
1.944	Ammortamenti	1.938	1.889	5.715	5.594
41	Svalutazioni (riprese di valore) nette	33	33	94	181
49	Radiazioni	9	17	202	138
563	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	998	192	3.672	517
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI					
946	Proventi finanziari	985	762	3.257	3.952
(1.732)	Oneri finanziari	(1.424)	(892)	(4.654)	(4.312)
(52)	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(41)	(36)	(92)	(89)
504	Strumenti finanziari derivati	196	(107)	720	(112)
(334)		(284)	(273)	(769)	(561)
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI					
56	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	79	(208)	164	(127)
47	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	218	30	280	27
103		297	(178)	444	(100)
332	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	1.011	(259)	3.347	(144)
(314)	Imposte sul reddito	(666)	(302)	(2.017)	(1.241)
18	Utile (perdita) netto - continuing operations	345	(561)	1.330	(1.385)
	Utile (perdita) netto - discontinued operations				(413)
18	Utile (perdita) netto	345	(561)	1.330	(1.798)
Di competenza Azionisti Eni:					
18	- continuing operations	344	(562)	1.327	(1.391)
	- discontinued operations				(413)
18		344	(562)	1.327	(1.804)
Interessenze di terzi					
	- continuing operations	1	1	3	6
	- discontinued operations				
		1	1	3	6
Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)					
0,00	- semplice	0,10	(0,16)	0,37	(0,50)
0,00	- diluito	0,10	(0,16)	0,37	(0,50)
Utile (perdita) per azione sull'utile netto - continuing operations di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)					
0,00	- semplice	0,10	(0,16)	0,37	(0,39)
0,00	- diluito	0,10	(0,16)	0,37	(0,39)

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
	2017	2016	2017	2016
Utile (perdita) netto del periodo	345	(561)	1.330	(1.798)
Componente riclassificabili a conto economico				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(1.395)	(218)	(4.907)	(1.093)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	162	64	(163)	492
Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita			2	
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	14	10	65	44
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(39)	(22)	37	(128)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(1.258)	(166)	(4.966)	(685)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	(913)	(727)	(3.636)	(2.483)
di competenza:				
Azionisti Eni	(914)	(728)	(3.639)	(2.489)
- continuing operations	(914)	(728)	(3.639)	(2.076)
- discontinued operations				(413)
Interessenze di terzi	1	1	3	6
- continuing operations	1	1	3	6
- discontinued operations				

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1 gennaio 2016	57.409
Totale utile (perdita) complessivo	(2.483)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.880)
Deconsolidamento minority Saipem	(1.872)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(4)
Altre variazioni	(26)
Totale variazioni	(7.265)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2016	50.144
di competenza:	
- azionisti Eni	50.096
- interessenze di terzi	48
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 1 gennaio 2017	53.086
Totale utile (perdita) complessivo	(3.636)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.881)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Altre variazioni	11
Totale variazioni	(6.509)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2017	46.577
di competenza:	
- azionisti Eni	46.529
- interessenze di terzi	48

RENDICONTO FINANZIARIO

II Trim.		III Trim.		Nove mesi	
2017	(€ milioni)	2017	2016	2017	2016
18	Utile (perdita) netto	345	(561)	1.330	(1.385)
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
1.944	Ammortamenti	1.938	1.889	5.715	5.594
41	Svalutazioni (riprese di valore) nette	33	33	94	181
49	Radiazioni	9	17	202	138
(56)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(79)	208	(164)	127
7	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(159)	(10)	(495)	(37)
(58)	Dividendi	(59)	(22)	(128)	(77)
(50)	Interessi attivi	(117)	(48)	(215)	(168)
171	Interessi passivi	188	165	527	484
314	Imposte sul reddito	666	302	2.017	1.241
455	Altre variazioni	78	20	624	(29)
	Variazioni del capitale di esercizio:				
(137)	- rimanenze	132	(158)	(224)	(128)
2.533	- crediti commerciali	(102)	397	930	1.934
(1.580)	- debiti commerciali	123	(292)	(1.200)	(332)
86	- fondi per rischi e oneri	(156)	190	(23)	(763)
(228)	- altre attività e passività	379	(252)	643	(54)
674	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	376	(115)	126	657
33	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	12	14	42	22
98	Dividendi incassati	75	42	177	129
15	Interessi incassati	28	23	51	90
(127)	Interessi pagati	(181)	(26)	(492)	(420)
(822)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(992)	(606)	(2.612)	(2.122)
2.706	Flusso di cassa netto da attività operativa	2.161	1.325	6.799	4.425
	Investimenti:				
(2.069)	- attività materiali	(1.551)	(2.035)	(6.347)	(6.882)
(23)	- attività immateriali	(19)	(16)	(146)	(48)
(14)	- partecipazioni	(453)	(6)	(503)	(1.158)
(9)	- titoli	(142)	(58)	(216)	(1.283)
(64)	- crediti finanziari	(57)	(316)	(441)	(940)
48	- variazione debiti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(229)	(81)	314	(50)
(2.131)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	(2.451)	(2.512)	(7.339)	(10.361)
	Disinvestimenti:				
6	- attività materiali	44	3	607	12
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	301	53	301	(362)
61	- partecipazioni	23	14	84	482
25	- titoli	11	9	36	16
116	- crediti finanziari	123	370	454	7.286
(6)	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	1.412		1.106	51
202	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	1.914	449	2.588	7.485
(1.929)	Flusso di cassa netto da attività di investimento^(*)	(537)	(2.063)	(4.751)	(2.876)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

II Trim.		III Trim.		Nove mesi	
2017	(€ milioni)	2017	2016	2017	2016
2	Assunzione di debiti finanziari non correnti	650	1.827	1.405	3.930
(202)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(22)	(211)	(291)	(2.180)
372	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	126	238	(38)	(1.718)
172		754	1.854	1.076	32
(1.440)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(1.440)	(1.408)	(2.880)	(2.848)
(3)	Dividendi pagati ad altri azionisti			(3)	(4)
(1.271)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(686)	446	(1.807)	(2.820)
2	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)			7	(1)
	Effetto delle disponibilità liquide ed equivalenti delle discontinued operations				889
(34)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(14)	(5)	(59)	(24)
(526)	Flusso di cassa netto del periodo	924	(297)	189	(407)
5.465	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo (escluse discontinued operations)	4.939	5.099	5.674	5.209
4.939	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo (escluse discontinued operations)	5.863	4.802	5.863	4.802

(*) 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:

II Trim.		III Trim.		Nove mesi	
2017	(€ milioni)	2017	2016	2017	2016
56	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	(10)	30	(114)	5.229

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

II Trim.		III Trim.		Nove mesi	
2017	(€ milioni)	2017	2016	2017	2016
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti					
	Attività correnti	144	26	144	6.526
	Attività non correnti	123	64	123	8.614
	Indebitamento finanziario netto	12	(23)	12	(5.415)
	Passività correnti e non correnti	(133)	(24)	(133)	(6.334)
	Effetto netto dei disinvestimenti	146	43	146	3.391
	Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo		7		7
	Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo				(1.006)
	Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	164	7	164	12
	Interessenza di terzi				(1.872)
	Totale prezzo di vendita	310	57	310	532
	a dedurre:				
	Disponibilità liquide ed equivalenti	(9)	(4)	(9)	(894)
	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	301	53	301	(362)

Investimenti tecnici

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2017	(€ milioni)	2017	2016	var %	2017	2016	var %
1.983	Exploration & Production	1.404	1.919	(26,8)	6.158	6.542	(5,9)
	- acquisto di riserve proved e unproved					2	
74	- costi geologici e geofisici	61	45	35,6	200	159	25,8
85	- ricerca esplorativa	102	113	(9,7)	386	283	36,4
1.814	- sviluppo	1.229	1.752	(29,9)	5.538	6.045	(8,4)
10	- altro	12	9	33,3	34	53	(35,8)
30	Gas & Power	33	23	43,5	82	67	22,4
151	Refining & Marketing e Chimica	188	149	26,2	439	361	21,6
111	- Refining & Marketing	132	97	36,1	311	237	31,2
40	- Chimica	56	52	7,7	128	124	3,2
9	Corporate e altre attività	13	9	44,4	29	29	
(7)	Elisioni di consolidamento	(7)	(4)		(15)	90	
2.166	Investimenti tecnici	1.631	2.096	(22,2)	6.693	7.089	(5,6)
74	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività operativa	61	45	35,6	200	159	25,8
2.092	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività di investimento	1.570	2.051	(23,5)	6.493	6.930	(6,3)

Nei nove mesi 2017 gli investimenti tecnici di €6.493 milioni (€6.930 milioni nei nove mesi 2016) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€5.538 milioni) in particolare in Egitto, Ghana, Angola, Congo, Iraq e Indonesia. Le attività di ricerca esplorativa (€386 milioni) hanno riguardato in particolare Cipro, Norvegia, Egitto, Libia, Messico e Costa d'Avorio;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€246 milioni) finalizzati essenzialmente al mantenimento dell'affidabilità degli impianti, 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 (€65 milioni);
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€59 milioni) nonché iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€21 milioni).

Gli esborsi rilevati nel flusso di cassa netto dell'attività operativa di €200 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

II Trim.			III Trim.		Nove mesi	
2017			2017	2016	2017	2016
1.771	Produzione di idrocarburi ^(a) ^(b)	(mgl di boe/giorno)	1.803	1.710	1.790	1.726
100	Italia		136	125	130	125
218	Resto d'Europa		174	187	198	188
679	Africa Settentrionale		685	638	690	635
345	Africa Sub-Sahariana		374	330	341	341
136	Kazakhstan		118	103	132	104
108	Resto dell'Asia		137	133	113	135
164	America		160	171	165	174
21	Australia e Oceania		19	23	21	24
149,7	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	156,3	148,5	457,3	447,5

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

II Trim. 2017			III Trim.		Nove mesi	
			2017	2016	2017	2016
827	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(mgl di barili/giorno)	885	864	848	869
27	Italia		56	42	49	40
123	Resto d'Europa		96	108	109	99
214	Africa Settentrionale		243	242	227	245
239	Africa Sub-Sahariana		277	239	244	253
86	Kazakhstan		77	64	83	60
62	Resto dell'Asia		56	85	57	86
74	America		78	81	77	83
2	Australia e Oceania		2	3	2	3

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

II Trim.			III Trim.		Nove mesi	
2017			2017	2016	2017	2016
146	Produzione di gas naturale ^(a) ^(b)	(mln di metri cubi/giorno)	142	131	146	133
11	Italia		12	13	12	13
15	Resto d'Europa		12	12	14	14
72	Africa Settentrionale		68	61	71	60
16	Africa Sub-Sahariana		15	14	15	14
8	Kazakhstan		6	6	8	7
7	Resto dell'Asia		13	8	9	8
14	America		13	14	14	14
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 (14,9 e 13,1 milioni di metri cubi/giorno nel terzo trimestre 2017 e 2016, rispettivamente, e 14,4 e 12,8 milioni di metri cubi/giorno nei nove mesi 2017 e 2016, rispettivamente, e 14,9 milioni di metri cubi/giorno nel secondo trimestre 2017).

Gas & Power

Vendite di gas naturale

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2017	(mld di metri cubi)	2017	2016	var %	2017	2016	var %
9,50	ITALIA	7,93	8,76	(9,5)	27,81	28,18	(1,3)
2,12	- Grossisti	1,03	1,39	(25,9)	6,11	5,38	13,6
3,98	- PSV e borsa	2,75	3,95	(30,4)	8,50	10,35	(17,9)
1,15	- Industriali	1,04	1,06	(1,9)	3,33	3,35	(0,6)
0,16	- PMI e terziario	0,14	0,27	(48,1)	0,66	1,28	(48,4)
0,31	- Termoelettrici	1,17	0,22	..	1,70	0,52	..
0,38	- Residenziali	0,25	0,27	(7,4)	2,97	2,86	3,8
1,40	- Autoconsumi	1,55	1,60	(3,1)	4,54	4,44	2,3
9,13	VENDITE INTERNAZIONALI	9,51	10,52	(9,6)	31,54	34,87	(9,5)
8,23	Resto d'Europa	8,21	8,98	(8,6)	27,97	30,64	(8,7)
0,89	- Importatori in Italia	0,97	1,10	(11,8)	2,90	3,22	(9,9)
7,34	- Mercati europei	7,24	7,88	(8,1)	25,07	27,42	(8,6)
1,26	<i>Penisola Iberica</i>	1,31	1,31	0,0	3,82	3,76	1,6
1,52	<i>Germania/Austria</i>	1,53	1,79	(14,5)	5,04	5,97	(15,6)
1,18	<i>Benelux</i>	0,96	1,31	(26,7)	3,71	5,35	(30,7)
	<i>Ungheria</i>		0,06	..		0,93	..
0,57	<i>Regno Unito</i>	0,40	0,34	17,6	1,65	1,06	55,7
1,63	<i>Turchia</i>	2,14	1,58	35,4	5,95	4,56	30,5
1,05	<i>Francia</i>	0,87	1,05	(17,1)	4,44	4,96	(10,5)
0,13	<i>Altro</i>	0,03	0,44	(93,2)	0,46	0,83	(44,6)
0,90	Resto del Mondo	1,30	1,54	(15,6)	3,57	4,23	(15,6)
18,63	TOTALE VENDITE GAS MONDO	17,44	19,28	(9,5)	59,35	63,05	(5,9)