



San Donato Milanese
28 luglio 2017

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

Eni: risultati del secondo trimestre e del semestre 2017

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

I Trim. 17			II Trim. 17	II Trim. 16	var %	I Sem. 17	I Sem. 16	var %
53,78	Brent dated	\$/barile	49,83	45,57	9	51,81	39,73	30
1,065	Cambio medio EUR/USD		1,101	1,129	(2)	1,083	1,116	(3)
1.795	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.771	1.715	3	1.783	1.734	3
1.834	Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)	€milioni	1.019	188	..	2.853	771	..
1.415	di cui: E&P		845	355	..	2.260	450	..
338	G&P		(146)	(229)	36	192	56	..
189	R&M e Chimica		352	156	..	541	333	62
744	Utile (perdita) netto adjusted ^(a)		463	(317)	..	1.207	(315)	..
0,21	- per azione (€)		0,13	(0,09)		0,34	(0,09)	..
965	Utile (perdita) netto ^(b)		18	(446)	..	983	(829)	..
0,27	- per azione (€)		..	(0,12)		0,27	(0,23)	..
2.597	Flusso di cassa netto da attività operativa adjusted ^(c)		2.284	1.004	..	4.881	2.477	97
1.932	Flusso di cassa netto da attività operativa		2.706	1.730	56	4.638	3.100	50
2.867	Investimenti (tecnici e in partecipazioni)		2.106	2.452	(14)	4.973	6.031	(18)
14.931	Indebitamento finanziario netto		15.467	13.814	12	15.467	13.814	12
0,28	Leverage	%	0,32	0,26		0,32	0,26	

(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 del primo semestre e del secondo trimestre 2017 (non sottoposti a revisione contabile). Esaminando i risultati, Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

“Nel primo semestre dell’anno abbiamo ottenuto risultati eccellenti che confermano la bontà della nostra strategia. Abbiamo avviato in tempi record la produzione di tre grandi progetti offshore in Ghana, Angola e Indonesia, dimostrando la nostra eccellenza anche nella fase di sviluppo, oltre che in quella esplorativa che ci ha garantito nel primo semestre 500 milioni di barili di nuove risorse. Nei primi sei mesi dell’anno, abbiamo così ottenuto circa 200 mila boe/giorno di nuova produzione, raggiungendo un tasso di crescita superiore al 6% e proseguendo nel trend intrapreso già nei mesi precedenti. A questo si andrà ad aggiungere l’avvio della produzione del campo di Zohr, che avverrà entro la fine dell’anno. Questi risultati sono stati realizzati mantenendo una struttura di spesa estremamente efficiente, grazie alla quale ridurremo i capex di circa il 18% rispetto al 2016 come da piano. I business del gas, della R&M e della Chimica continuano a ottenere risultati sopra le attese: la Chimica, in particolare, ha raggiunto un risultato record con oltre €300 milioni di EBIT, segno che gli sforzi fatti per il potenziamento, riposizionamento dei portafogli prodotti e la ricerca di efficienza stanno dando i loro frutti.

Tutto questo ci ha consentito, nonostante uno scenario Brent ancora volatile, una generazione organica di cassa di circa €5 miliardi con un free cash flow di €700 milioni: siamo quindi in grado di confermare gli obiettivi di copertura organica di investimenti e dividendo. Su queste basi confermerò la proposta al CdA del 14 settembre di un acconto dividendo pari a €0,40 per azione.”

Highlights

Exploration & Production

- **Produzione del trimestre:** +3,3% a 1,77 milioni di boe/giorno nel trimestre; escludendo l'effetto prezzo negativo nei PSA e i tagli OPEC +5,2% nel trimestre, +6,1% nel semestre.
- **Avviati in tempi record i progetti OCTP/Ghana e Jangkrik/Indonesia** a conferma dell'efficacia del modello di sviluppo Eni finalizzato al miglioramento continuo del time to market.
- Nel semestre da **avvii e ramp-up** un contributo di 192 mila boe/giorno.
- Entrato nella **fase esecutiva** il progetto gas **Coral South** nell'Area 4 offshore del Mozambico grazie alla firma dei contratti di costruzione del mezzo di LNG floating production e di project financing.
- **Centro Olio Val d'Agri:** riavviate le attività produttive grazie alla finalizzazione di tutte le misure di tutela HSE richieste dagli Enti competenti. La produzione ha già raggiunto il plateau.
- Perforati con **successo due pozzi nella scoperta Amoca**, nell'offshore del Messico, incrementando fino a 1,3 miliardi di barili di olio in posto le risorse dell'intera Area 1. Prevista entro fine anno la definizione del piano di sviluppo.
- **Altre importanti scoperte** in Libia, Indonesia e Norvegia, per un totale di circa 500 milioni di boe di riserve esplorative.
- **Acquisite licenze** esplorative in Cipro, Costa d'Avorio e Norvegia, per una superficie complessiva di circa 11.000 chilometri quadrati.
- **Progress di Zohr:** 80%, confermato start-up entro dicembre.
- **Utile operativo adjusted E&P:** €0,85 miliardi nel secondo trimestre più che raddoppiato; nel semestre quintuplicato a €2,26 miliardi.

Gas & Power

- **Perfezionata a luglio la cessione delle attività di vendita retail in Belgio.**
- **Risultato operativo adjusted G&P:** andamento positivo in un trimestre solitamente debole a causa della stagionalità con una perdita ridotta del 36% vs secondo trimestre 2016; nel semestre utile operativo adjusted di €192 milioni, pari a oltre il triplo del semestre di confronto (+€136 milioni).

Refining & Marketing e Chimica

- **Confermato margine di raffinazione 2017 di breakeven inferiore a 4 \$/barile (media annua).**
- **Utile operativo adjusted R&M:** €165 milioni nel secondo trimestre, quasi quattro volte il risultato del secondo trimestre 2016 nonostante la parziale indisponibilità della raffineria di Sannazzaro (€231 milioni nel semestre, +110%).
- **Utile operativo adjusted record della Chimica:** €187 milioni nel secondo trimestre (+67%), il più elevato di sempre; €310 milioni nel semestre (+39%).

Risultati Consolidati

- **Utile operativo adjusted:** quintuplicato nel secondo trimestre a €1,02 miliardi (+€0,83 miliardi vs secondo trimestre 2016); nel semestre quasi quadruplicato a €2,85 miliardi (+€2,08 miliardi vs primo semestre 2016).
- **Utile netto adjusted:** €0,46 miliardi nel secondo trimestre, €1,21 miliardi nel semestre rispetto alle perdite nette dei periodi di confronto 2016.
- **Utile netto:** sostanziale pareggio nel trimestre (€0,98 miliardi nel semestre).
- Forte **generazione di cassa operativa:** €2,71 miliardi nel secondo trimestre (+56%); €4,64 miliardi nel semestre (+50%).
- **Raddoppiata la generazione di cassa su base adjusted**, prima della variazione del circolante ed escludendo l'utile/perdita di magazzino (€2,28 miliardi nel trimestre e €4,88 miliardi nel semestre).
- **Investimenti:** €4,97 miliardi nel semestre (€4,27 miliardi su base pro-forma¹) finalizzati al completamento dei grandi progetti avviati come da programma nella prima parte nel 2017. Copertura organica capex pro-forma a circa il 110%.
- Generati circa €700 milioni di **free cash flow** a copertura del dividendo.
- Nel primo semestre 2017 definite **dismissioni** per circa €2,9 miliardi pari al **60% del target minimo di cessioni previste dal piano 2017-2020**.
- **Indebitamento finanziario netto:** €15,5 miliardi. Atteso in riduzione ad anno intero con la finalizzazione delle dismissioni definite.
- **Leverage al 30 giugno 2017:** 0,32 rispetto allo 0,28 al 31 dicembre 2016, ben al di sotto dello 0,30 a fine anno sulla base delle assunzioni di scenario per effetto della gestione e delle dismissioni definite.
- **Proposta acconto dividendo 2017:** €0,40 per azione.

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: confermato il target di 1,84 milioni boe/g (+5% rispetto al 2016) grazie agli avvii di nuovi progetti (Indonesia, Angola e Ghana) e ai ramp-up dei giacimenti avviati nel 2016, principalmente in Kazakhstan, Egitto e Norvegia. L'imprevista interruzione dell'attività produttiva in Val d'Agri protrattasi per quasi un intero trimestre e gli effetti dei tagli OPEC 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**.

Confermati i **miglioramenti attesi della posizione di costo** attraverso interventi sui contratti long-term in gran parte già finalizzati nel corso del primo semestre.

Obiettivo di **mantenimento della quota di mercato** nei segmenti "large" e "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.

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.

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 Sannazzaro e della fermata di Taranto, in parte compensati da maggiori volumi a Livorno e Milazzo. In un contesto di forte pressione competitiva, Eni prevede di mantenere **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 in leggero aumento** grazie alla maggiore disponibilità da produzione. Margini in flessione nel cracker e nel polietilene.

Gruppo

Confermato l'obiettivo di **riduzione dei capex 2017** su base proforma di circa il **18%** vs 2016, cioè al netto dei rimborsi connessi alle dismissioni e agli anticipi da parte dei partner di Stato nel progetto Zohr in Egitto.

Cash neutrality: confermata copertura organica degli investimenti e del dividendo allo scenario Brent di circa 60 \$/barile nel 2017.

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

Sostenibilità

		I Sem. 17	I Sem. 16	var %
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,326	0,408	(20,1)
Emissioni GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	20,03	19,58	2,3
- di cui da combustione e processo		15,12	14,69	2,9
- di cui da metano		1,02	1,21	(15,6)
- di cui da flaring		3,02	2,85	6,0
- di cui da venting		0,87	0,84	3,9
Emissioni GHG E&P/produzione	(tonnellate di CO ₂ eq./tep)	0,165	0,167	(1,0)
Acqua di formazione reiniettata	(%)	60	57	6,3

- Indice di frequenza infortuni totali registrabili della forza lavoro: -20,1% rispetto al primo semestre 2016, in riduzione sia per i dipendenti (-9,5%) sia per i contrattisti (-24,6%).
- Emissione di GHG rispetto alla produzione del settore E&P: 0,165 tCO₂ eq./tep, in miglioramento rispetto al semestre di confronto.

Emissioni da combustione e processo in aumento per maggiori produzioni nei settori E&P e G&P.

Emissioni da flaring del settore E&P: +6% per effetto degli incrementi produttivi e lo start-up anticipato dell'East Hub FPSO in Angola e di OCTP FPSO in Ghana (per entrambi i progetti è prevista la gas re-injection entro l'anno corrente).

Emissioni da venting: +3,9% per effetto di fattori temporanei.

Emissioni di metano: -15,6% beneficiando di attività di monitoraggio e contenimento delle emissioni fuggitive nei settori E&P e G&P.

- Acqua di formazione reiniettata del settore E&P: 60% grazie principalmente al contributo delle consociate in Ecuador, Egitto, Indonesia, Congo e Stati Uniti.

Analisi per segmento di business

Exploration & Production

Produzione e Prezzi

I Trim. 17			II Trim. 17	II Trim. 16	var %	I Sem. 17	I Sem. 16	var %
Produzioni								
832	Petrolio	mgl di barili/g	827	852	(2,9)	830	871	(4,7)
149	Gas naturale	mln di metri cubi/g	146	133	9,8	147	133	10,5
1.795	Idrocarburi	mgl di boe/g	1.771	1.715	3,3	1.783	1.734	2,8
Prezzi medi di realizzo								
48,65	Petrolio	\$/barile	45,29	40,58	11,6	46,90	35,14	33,5
127,33	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	121,84	109,83	10,9	124,61	113,33	10,0
33,42	Idrocarburi	\$/boe	32,05	29,30	9,4	32,73	26,69	22,6

- La **produzione di idrocarburi** del secondo trimestre 2017 è stata di 1,771 milioni di boe/giorno con una crescita del 3,3% rispetto al secondo trimestre 2016 (1,783 milioni di boe/giorno nel primo semestre 2017, +2,8%). 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 224 mila boe/giorno e 192 mila boe/giorno, rispettivamente nel trimestre e nel semestre); nonché la circostanza che il corrispondente periodo del 2016 registrava maggiori fermate per attività manutentive. Tali fattori sono stati parzialmente compensati dai tagli produttivi OPEC, dall'effetto prezzo e dal declino di giacimenti maturi. Escludendo l'effetto prezzo nei contratti PSA e i tagli OPEC (complessivamente circa 30 mila boe/giorno e 50 mila boe/giorno, rispettivamente nel trimestre e nel semestre), la produzione è in crescita del 5,2% (+6,1% nel primo semestre).
- La **produzione di petrolio** è stata di 827 mila barili/giorno, in riduzione di 25 mila barili/giorno, pari al 2,9%, rispetto al secondo trimestre 2016 (830 mila barili/giorno nel primo semestre, in riduzione del 4,7%). Il declino dei giacimenti maturi, l'effetto prezzo e i tagli OPEC sono stati parzialmente compensati dagli start-up e ramp-up del periodo in particolare in Angola, Ghana, Kazakhstan e Norvegia.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 146 milioni di metri cubi/giorno con una crescita di 13 milioni di metri cubi/giorno, pari al 9,8% rispetto al corrispondente periodo del 2016 (147 milioni di metri cubi/giorno nel primo semestre, in crescita del 10,5%). Gli start-up e ramp-up produttivi sono stati parzialmente compensati dal declino di giacimenti maturi e dall'effetto prezzo.
- **Val d'Agri**: il 18 luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività petrolifera presso il Centro Olio Val d'Agri ("COVA") avendo ricevuto le necessarie autorizzazioni da parte della Regione Basilicata, una volta completati gli accertamenti e le verifiche che hanno confermato l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza. L'interruzione dell'attività del COVA era avvenuta il 18 aprile 2017. Nel periodo dell'interruzione Eni ha eseguito tutte le prescrizioni degli Enti competenti, compresa la dotazione di un doppio fondo al serbatoio che aveva dato origine allo sversamento.

Risultati

I Trim. 17	(€ milioni)	II Trim. 17	II Trim. 16	var %	I Sem. 17	I Sem. 16	var %
1.628	Utile (perdita) operativo	851	194	..	2.479	288	..
(213)	Esclusione special items	(6)	161		(219)	162	
1.415	Utile (perdita) operativo adjusted	845	355	..	2.260	450	..
56	Proventi (oneri) finanziari netti	(28)	(57)		28	(115)	
18	Proventi (oneri) su partecipazioni	169	33		187	37	
(859)	Imposte sul reddito	(425)	(403)		(1.284)	(710)	
57,7	tax rate (%)	43,1	121,8		51,9	190,9	
630	Utile (perdita) netta adjusted	561	(72)	..	1.191	(338)	..
I risultati includono:							
208	Costi di ricerca esplorativa:	113	153	(26,1)	321	240	33,8
65	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	74	59	25,4	139	114	21,9
143	- radiazione di pozzi di insuccesso ^(a)	39	94	(58,5)	182	126	44,4
2.706	Investimenti tecnici	1.909	2.267	(15,8)	4.615	4.509	2,4

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

- Nel secondo trimestre 2017 il settore Exploration & Production ha più che raddoppiato l'**utile operativo adjusted** (da €355 milioni nel secondo trimestre 2016 a €845 milioni nel trimestre 2017). Tale trend è dovuto alla ripresa dello scenario petrolifero (+9% la quotazione Brent), alla contrazione dei differenziali dei greggi Eni (+11,6% i prezzi di realizzo Eni), alla crescita produttiva e alla riduzione dei costi. Nel semestre l'utile operativo adjusted si attesta a €2.260 milioni, quintuplicando il suo valore, con un incremento di €1.810 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 nel primo trimestre (+59%). Tali fenomeni sono stati parzialmente compensati dai maggiori costi di radiazione di pozzi esplorativi.
- Nel secondo trimestre 2017 il settore ha registrato l'**utile netto adjusted** di €561 milioni, con un miglioramento di €633 milioni rispetto al secondo trimestre 2016 (€1.191 milioni nel semestre, rispetto alla perdita di €338 milioni registrata nel semestre 2016) dovuto al forte incremento della performance operativa e alla normalizzazione del tax rate determinato dalla migliorata redditività che consente una migliore valorizzazione dei costi riconosciuti anche nei contratti di PSA, nonché della 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

I Trim. 17			II Trim. 17	II Trim. 16	var %	I Sem. 17	I Sem. 16	var %
219	PSV	€/mgl di metri cubi	192	158	21,5	206	156	32,1
195	TTF		165	140	17,9	180	138	30,4
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi						
10,38	Italia		9,50	8,63	10,1	19,88	19,42	2,4
11,53	Resto d'Europa		8,23	10,55	(22,0)	19,76	21,66	(8,8)
1,04	di cui: Importatori in Italia		0,89	0,99	(10,1)	1,93	2,12	(9,0)
10,49	Mercati europei		7,34	9,56	(23,2)	17,83	19,54	(8,8)
1,37	Resto del Mondo		0,90	1,30	(30,8)	2,27	2,69	(15,6)
23,28	Totale vendite gas mondo		18,63	20,48	(9,0)	41,91	43,77	(4,2)
9,37	Vendita di energia elettrica	teraw attora	8,39	8,64	(2,9)	17,76	18,09	(1,8)

- Nel secondo trimestre 2017 le **vendite di gas naturale** sono state di 18,63 miliardi di metri cubi (41,91 miliardi di metri cubi nel semestre), in diminuzione rispetto al secondo trimestre 2016. Le vendite in Italia sono aumentate del 10,1% a 9,50 miliardi di metri cubi per maggiori consumi e per l'effetto di nuovi contratti. Le vendite nei mercati europei di 7,34 miliardi di metri cubi hanno registrato un decremento del 23,2% a causa del calo delle vendite in Germania, Benelux e Francia ed in Ungheria per la cessione nel 2016 del portafoglio clienti, parzialmente compensate da maggiori vendite in Turchia, per maggiori ritiri da parte di Botas, e dall'aumento dei volumi commercializzati in Regno Unito.
- Le **vendite di energia elettrica** di 8,39 TWh nel secondo trimestre 2017 (17,76 TWh nel primo semestre 2017) sono diminuite del 2,9% e dell'1,8% rispettivamente rispetto ai corrispondenti periodi di confronto per effetto principalmente dei minori volumi commercializzati nel middle market ed ai clienti residenziali, parzialmente compensati dall'aumento delle vendite ai clienti large.

Risultati

I Trim. 17	(€ milioni)	II Trim. 17	II Trim. 16	var %	I Sem. 17	I Sem. 16	var %
214	Utile (perdita) operativo	(225)	(154)	(46,1)	(11)	(71)	84,5
(44)	Esclusione (utile) perdita di magazzino		30		(44)	158	
168	Esclusione special item	79	(105)		247	(31)	
338	Utile (perdita) operativo adjusted	(146)	(229)	36,2	192	56	..
6	Proventi (oneri) finanziari netti		2		6	4	
(1)	Proventi (oneri) su partecipazioni	(2)	(7)		(3)	(2)	
(133)	Imposte sul reddito	15	73		(118)	(55)	
38,8	tax rate (%)		60,5	94,8	
210	Utile (perdita) netta adjusted	(133)	(161)	17,4	77	3	..
19	Investimenti tecnici	30	22	36,4	49	44	11,4

- Nel secondo trimestre 2017 il settore Gas & Power ha registrato la **perdita operativa adjusted** di €146 milioni con un miglioramento di €83 milioni rispetto al secondo trimestre 2016 dovuto ai benefici associati alle rinegoziazioni dei contratti di acquisto long-term, compresa la termination di alcuni, parzialmente compensati dai proventi one-off retroattivi legati alle rinegoziazioni registrati nel 2016. Il semestre chiude con l'utile operativo adjusted di €192 milioni, pari a oltre il triplo del risultato 2016, grazie agli effetti commentati nel trimestre che hanno consentito di catturare l'andamento positivo dello scenario nel primo trimestre.
- Il settore ha chiuso il trimestre con la **perdita netta adjusted** di €133 milioni, in miglioramento di €28 milioni. Nel semestre l'utile netto adjusted si attesta a €77 milioni.

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

Refining & Marketing e Chimica

Produzioni e vendite

I Trim. 17			II Trim. 17	II Trim. 16	var %	I Sem. 17	I Sem. 16	var %
4,2	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	5,3	4,6	15,2	4,7	4,4	6,8
5,18	Lavorazioni in conto proprio Italia	min ton	4,88	5,48	(10,9)	10,06	10,68	(5,8)
0,64	Lavorazioni in conto proprio resto d'Europa		0,75	0,71	5,6	1,39	1,41	(1,4)
5,82	Totale lavorazioni		5,63	6,19	(9,0)	11,45	12,09	(5,3)
0,02	Lavorazioni green		0,08	0,05	60,0	0,10	0,09	11,1
85,5	Tasso utilizzo impianti	%	70,7	94,1	(24,9)	78,1	89,8	(13,0)
Marketing								
2,00	Vendite rete Europa	min ton	2,19	2,21	(0,9)	4,19	4,21	(0,5)
1,42	Vendite rete Italia		1,54	1,50	2,7	2,96	2,87	3,1
0,58	Vendite rete resto d'Europa		0,65	0,71	(8,5)	1,23	1,34	(8,2)
24,8	Quota mercato rete Italia	%	25,2	24,3	3,7	25,0	24,1	3,7
2,36	Vendite extrarete Europa	min ton	2,76	2,80	(1,4)	5,12	5,35	(4,3)
1,68	Vendite extrarete Italia		1,98	2,01	(1,5)	3,66	3,85	(4,9)
0,68	Vendite extrarete resto d'Europa		0,78	0,79	(1,3)	1,46	1,50	(2,7)
Chimica								
1.525	Produzione prodotti petrolchimici	mgl ton	1.508	1.460	3,3	3.033	2.898	4,7

- Nel secondo trimestre 2017 il **marginatore Eni** (Standard Eni Refining Margin - SERM) evidenzia un incremento del 15,2% rispetto al secondo trimestre 2016, attestandosi a 5,3 \$/barile (+7% circa, 4,7 \$/barile nel semestre) grazie alla tenuta degli spread dei prodotti rispetto alla carica petrolifera.
- Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono state di 5,63 milioni di tonnellate con una flessione del 9% rispetto al secondo trimestre 2016 (-5,3% nel semestre) dovuta all'indisponibilità di alcuni impianti presso la raffineria di Sannazzaro e alla fermata di Taranto. Tali variazioni sono state parzialmente compensate dalle migliori performance di Milazzo e Livorno.
- I **volumi di lavorazione green** presso la green refinery di Venezia sono aumentati del 60% nel secondo trimestre (11,1% su base semestrale).
- Le **vendite rete in Italia** pari a 1,54 milioni di tonnellate nel secondo trimestre 2017 sono in aumento del 2,7% (2,96 milioni di tonnellate, +3,1% nel semestre) in un contesto di consumi stabili grazie a mirate azioni di marketing e alla differenziazione dell'offerta. La quota di mercato del trimestre si è attestata a 25,2% in aumento di quasi un punto percentuale rispetto al secondo trimestre 2016 (24,3%).
- Le **vendite extrarete in Italia** pari a 1,98 milioni di tonnellate sono in diminuzione dell'1,5% rispetto al secondo trimestre 2016 (-4,9% rispetto al semestre 2016). Minori volumi commercializzati di bunker e oli combustibili sono stati in parte compensati da maggiori volumi di gasolio e jet fuel.
- Le **vendite rete ed extrarete nel resto d'Europa** sono in calo complessivamente del 4,7% nel trimestre (-5,3% nel semestre) rispetto ai rispettivi periodi di confronto per effetto essenzialmente della cessione di attività nell'Europa dell'Est. A perimetro costante i volumi sono in lieve aumento.
- Le **produzioni di prodotti petrolchimici** di 1.508 mila tonnellate sono aumentate del 3,3% e del 4,7% rispettivamente nel trimestre e nel semestre per effetto della migliore regolarità di marcia degli impianti.

Risultati

I Trim. 17	(€ milioni)	II Trim. 17	II Trim. 16	var %	I Sem. 17	I Sem. 16	var %
364	Utile (perdita) operativo	33	315	(89,5)	397	363	9,4
(199)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	255	(215)		56	(152)	
24	Esclusione special item	64	56		88	122	
189	Utile (perdita) operativo adjusted	352	156	..	541	333	62,5
66	- Refining & Marketing	165	44	275,0	231	110	110,0
123	- Chimica	187	112	67,0	310	223	39,0
	Proventi (oneri) finanziari netti	2	(1)		2		
10	Proventi (oneri) su partecipazioni	(9)			1	20	
(71)	Imposte sul reddito	(119)	(51)		(190)	(105)	
35,7	tax rate (%)	34,5	32,9		34,9	29,7	
128	Utile (perdita) netta adjusted	226	104	..	354	248	42,7
100	Investimenti tecnici	151	127	18,9	251	212	18,4

- Nel secondo trimestre 2017 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €352 milioni (€541 milioni nel semestre) più che raddoppiato rispetto al trimestre 2016 (+62,5% rispetto al primo semestre 2016).
- Il business **Refining & Marketing** ha registrato l'utile operativo adjusted di €165 milioni nel secondo trimestre 2017, quasi quadruplicato rispetto al secondo trimestre 2016 (€231 milioni nel primo semestre 2017, +110%) grazie al recupero di quota di mercato sulla rete Italia e alle continue azioni di riduzione del margine di raffinazione di breakeven, attualmente stimato inferiore a 4 \$/barile in media per il 2017, che hanno consentito di beneficiare appieno del positivo andamento dello scenario nel corso del trimestre. Le azioni di ottimizzazione definite hanno consentito di limitare le perdite attese dovute all'indisponibilità di alcuni impianti a Sannazzaro e alla fermata di Taranto.
- La **Chimica** ha registrato performance record con €187 milioni di utile operativo adjusted nel trimestre (+67% rispetto al secondo trimestre 2016) e €310 milioni nel semestre (+39% rispetto al semestre 2016) pari al risultato dell'intero 2015, anno di picco della storia recente della chimica Eni. Tali trend riflettono le 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, in particolare nelle olefine, e di realizzare efficienze di costo e recuperi di volume.
- L'**utile netto adjusted** (€226 milioni nel secondo trimestre; €354 milioni nel primo semestre) evidenzia un aumento di €122 milioni e €106 milioni rispetto ai periodi di confronto.

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

Risultati di gruppo

I Trim. 17	(€ milioni)	II Trim. 17	II Trim. 16	var %	I Sem. 17	I Sem. 16	var %
18.047	Ricavi della gestione caratteristica - continuing operations	15.643	13.416	16,6	33.690	26.760	25,9
2.111	Utile (perdita) operativo - continuing operations	563	220	..	2.674	325	722,8
(259)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	252	(180)		(7)	149	
(18)	Esclusione special item ^(a)	204	148		186	297	
1.834	Utile (perdita) operativo adjusted - continuing operations	1.019	188	..	2.853	771	..
	Dettaglio per settore di attività						
1.415	<i>Exploration & Production</i>	845	355	..	2.260	450	..
338	<i>Gas & Power</i>	(146)	(229)	36,2	192	56	..
189	<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	352	156	..	541	333	62,5
(115)	<i>Corporate e altre attività</i>	(160)	(126)	(27,0)	(275)	(216)	(27,3)
7	<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(b)</i>	128	32		135	148	
965	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	18	(446)	..	983	(829)	..
(186)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	180	(123)		(6)	101	
(35)	Esclusione special item ^(a)	265	252		230	413	
744	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni - continuing operations	463	(317)	..	1.207	(315)	..
965	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	18	(446)	..	983	(1.242)	..
965	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni - continuing operations	18	(446)	..	983	(829)	..
	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 secondo trimestre 2017 l'**utile operativo adjusted consolidato** di €1,02 miliardi è quintuplicato rispetto al secondo trimestre 2016 (+€0,83 miliardi rispetto al secondo trimestre 2016) grazie alla solida performance di tutti i settori di business. La E&P ha più che raddoppiato l'utile operativo con un incremento di +€0,49 miliardi, trainato dalla crescita produttiva e dalla ripresa dello scenario petrolifero peraltro con un trend più debole rispetto al primo trimestre (+9% l'incremento del prezzo di riferimento del Brent). G&P, in un trimestre solitamente debole a causa della stagionalità, ha segnato un progresso del 36% (+€0,08 miliardi) dovuto ai benefici delle rinegoziazioni parzialmente compensati dai proventi one-off retroattivi legati alle rinegoziazioni registrati nel 2016. I business R&M e Chimica hanno realizzato performance record, con incrementi dell'utile operativo adjusted rispettivamente del 275% e del 67% (complessivamente +€0,2 miliardi), per effetto delle azioni di riduzione del margine di breakeven e di upgrading dell'assetto impiantistico e del portafoglio prodotti che hanno consentito di catturare appieno il moderato miglioramento dello scenario e altre opportunità di mercato. Nel trimestre il miglioramento di circa €0,8 miliardi è dovuto per €0,6 miliardi allo scenario e per €0,2 miliardi al miglioramento delle performance.
- Nel semestre tutti i business Eni hanno registrato performance robuste e in forte crescita rispetto al 2016. L'utile operativo adjusted consolidato chiude a €2,85 miliardi, quasi quadruplicato rispetto al periodo di confronto. L'incremento di €2,1 miliardi è dovuto per €1,9 miliardi alla ripresa dello scenario e per €0,2 miliardi alla crescita dei volumi e alle azioni di efficienza e ottimizzazione.
- Il **risultato netto adjusted** di €0,46 miliardi è in netto miglioramento rispetto alla perdita registrata nel secondo trimestre 2016 (+€0,8 miliardi), dovuto al forte incremento della redditività operativa, nonché alla normalizzazione del tax rate che si attesta al 52,8% (55,4% nel semestre) per effetto della migliorata redditività che consente una migliore valorizzazione dei costi riconosciuti anche nei contratti di PSA, nonché della 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. Nel semestre l'utile netto adjusted ammonta a €1,21 miliardi rispetto alla perdita di €0,32 miliardi del periodo di confronto.

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €204 milioni nel trimestre (€186 milioni nel semestre) con il seguente break-down per settore:

- **E&P:** proventi netti di €6 milioni nel trimestre e €219 milioni nel semestre, rappresentati principalmente da: la plusvalenza realizzata nel primo trimestre sulla cessione del 10% dell'asset Zohr (€339 milioni), accantonamenti a fondo rischi (€88 milioni), proventi relativi a differenze e derivati su cambi (€21 milioni e €12 milioni nel trimestre e nel semestre rispettivamente).
- **G&P:** oneri netti di €79 milioni nel trimestre e €247 milioni nel semestre rappresentati da: la componente valutativa negativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€55 milioni nel trimestre e €243 milioni nel semestre), 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 (€41 milioni e €33 milioni rispettivamente nel trimestre e nel semestre) e oneri di incentivazione all'esodo di €34 milioni nel semestre (€32 milioni nel trimestre), nonché la revisione di stima di crediti per fatture da emettere relativi a esercizi precedenti (€42 milioni). Inoltre gli special item includono la riclassifica del saldo negativo di €80 milioni nel trimestre (€94 milioni nel semestre) 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 €64 milioni nel trimestre (€88 milioni nel semestre) 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 (€39 milioni e €58 milioni nel trimestre e nel semestre rispettivamente); oneri ambientali (€17 milioni e €24 milioni nel trimestre e nel semestre rispettivamente).

Gli **special item non operativi** comprendono principalmente l'effetto d'imposta di quelli operativi e la quota di competenza Eni degli oneri straordinari/svalutazioni rilevati dalla partecipata Saipem (€62 milioni).

Risultati reported

Nel primo semestre 2017 l'utile netto di competenza degli azionisti Eni è stato di €983 milioni, in netto miglioramento rispetto al periodo di confronto che chiudeva con la perdita di €1.242 milioni (continuing e discontinued operations) dovuta allo scenario depresso degli idrocarburi e alla minusvalenza sulla partecipazione Saipem di circa €400 milioni rilevata per effetto della cessione del controllo. Tuttavia l'andamento del primo semestre 2017 non è stato lineare, con l'utile realizzato interamente nel primo trimestre, riflettendo la volatilità delle quotazioni del greggio che nei primi tre mesi dell'anno sono state sostenute dall'effetto annuncio dei tagli OPEC per poi rallentare in modo significativo nel secondo trimestre a causa delle incertezze del mercato circa i tempi di riequilibrio dei fondamentali. Inoltre il risultato in valore assoluto del secondo trimestre 2017 è stato penalizzato dalla fermata protrattasi per quasi l'intero periodo del centro olio Val d'Agri per effetto di fattori HSE (tale evento non rileva nel confronto vs. il secondo trimestre 2016 anch'esso penalizzato dalla fermata del COVA).

Nel complesso il primo semestre 2017 ha beneficiato di un prezzo del Brent aumentato del 30% rispetto al primo semestre 2016, della crescita delle produzioni e del significativo miglioramento della performance dei business mid e downstream grazie alle rinegoziazioni dei contratti long-term e alle ristrutturazioni eseguite negli esercizi passati che hanno consentito di catturare in modo pieno lo scenario più favorevole. Questi driver hanno determinato un incremento di oltre il 700% dell'utile operativo reported (+€2,35 miliardi). Infine alla variazione dell'utile netto del semestre ha contribuito la normalizzazione del tax rate come commentato nella variazione dei risultati adjusted.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

I Trim. 17	(€ milioni)	II Trim. 17	II Trim. 16	var. ass.	I Sem. 17	I Sem. 16	var. ass.
967	Utile (perdita) netto - continuing operations	18	(444)	462	985	(824)	1.809
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>						
2.056	- ammortamenti e altri componenti non monetari	2.466	1.960	506	4.522	3.852	670
(343)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	7	(9)	16	(336)	(27)	(309)
1.146	- dividendi, interessi e imposte	377	643	(266)	1.523	1.083	440
(924)	Variazione del capitale di esercizio	674	546	128	(250)	772	(1.022)
(970)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(836)	(966)	130	(1.806)	(1.756)	(50)
1.932	Flusso di cassa netto da attività operativa	2.706	1.730	976	4.638	3.100	1.538
(2.831)	Investimenti tecnici	(2.092)	(2.424)	332	(4.923)	(4.879)	(44)
(36)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(14)	(28)	14	(50)	(1.152)	1.102
557	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	67	146	(79)	624	951	(327)
185	Altre variazioni relative all'attività di investimento	54	(4)	58	239	(43)	282
(193)	Free cash flow	721	(580)	1.301	528	(2.023)	2.551
	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa						
(160)		56	(788)	844	(104)	5.199	(5.303)
150	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	172	1.880	(1.708)	322	(1.822)	2.144
	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.443)	(1.444)	1	(1.443)	(1.444)	1
(6)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(32)	2	(34)	(38)	(20)	(18)
(209)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(526)	(930)	404	(735)	(110)	(625)

Variazione dell'indebitamento finanziario netto

I Trim. 17	(€ milioni)	II Trim. 17	II Trim. 16	var. ass.	I Sem. 17	I Sem. 16	var. ass.
(193)	Free cash flow	721	(580)	1.301	528	(2.023)	2.551
	Debiti e crediti finanziari società disinvestite		2	(2)		5.820	(5.820)
38	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	186	430	(244)	224	704	(480)
	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.443)	(1.444)	(1)	(1.443)	(1.444)	1
(155)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(536)	(1.592)	1.056	(691)	3.057	(3.748)

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del semestre è stato di €4,64 miliardi che si ridetermina in €4,88 miliardi prima della variazione del capitale circolante e della riconduzione del magazzino al valore di ricostituzione.

I fabbisogni per gli investimenti del periodo di €4,97 miliardi risentono del picco di spending legato alla finalizzazione di alcuni grandi progetti avviati come da programma nel corso del primo semestre 2017 (Angola, Ghana e Indonesia).

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, nonché gli anticipi incassati dai partner di stato nel progetto Zohr, gli investimenti del semestre si rideterminano in €4,27 miliardi. L'eccedenza rispetto ai €4,88 miliardi di flusso di cassa organica contribuisce per circa €0,70 miliardi alla copertura del dividendo (€1,44 miliardi il saldo dividendo 2016). Gli incassi da dismissioni di €0,62 miliardi sono relativi principalmente al closing avvenuto nel primo trimestre della transazione con BP per la cessione del 10% dell'asset Zohr (€0,56 miliardi) e comprendono il rimborso degli investimenti sostenuti dal 1° gennaio 2016 (la quota 2017 è di \$64 milioni).

Sul flusso di cassa del semestre 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 €0,29 miliardi).

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	30 Giu. 2017	31 Dic. 2016	Var. ass. vs. 31 Dic. 2016
Capitale immobilizzato	75.945	79.729	(3.784)
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	4.858	4.637	221
Crediti commerciali	9.744	11.186	(1.442)
Debiti commerciali	(9.381)	(11.038)	1.657
Debiti tributari e fondo imposte netto	(3.286)	(3.073)	(213)
Fondi per rischi e oneri	(14.044)	(13.896)	(148)
Altre attività (passività) d'esercizio	1.275	1.171	104
	(10.834)	(11.013)	179
Fondi per benefici ai dipendenti	(880)	(868)	(12)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	165	14	151
CAPITALE INVESTITO NETTO	64.396	67.862	(3.466)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	48.881	53.037	(4.156)
Interessenze di terzi	48	49	(1)
Patrimonio netto	48.929	53.086	(4.157)
Indebitamento finanziario netto	15.467	14.776	691
COPERTURE	64.396	67.862	(3.466)
Leverage	0,32	0,28	0,04

- L'**indebitamento finanziario netto**² al 30 giugno 2017 è pari a €15,47 miliardi in leggero aumento rispetto al 2016 (+€0,69 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 giugno 2017, in aumento rispetto allo 0,28 del 31 dicembre 2016 per effetto essenzialmente della riduzione del total equity di €4,16 miliardi dovuta alle differenze negative di cambio da conversione dei bilanci delle controllate aventi il dollaro come valuta funzionale (circa €3,5 miliardi), al pagamento del saldo dividendo 2016 (€1,44 miliardi) e dalla variazione della riserva cash flow hedge (-€0,3 miliardi). Le differenze di cambio relative all'indebitamento finanziario netto hanno determinato una riduzione di circa €0,85 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 giugno 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 primo e secondo trimestre e primo semestre 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 primo e secondo trimestre e al primo semestre 2017, al secondo trimestre e al primo semestre 2016. I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento 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 secondo 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 secondo trimestre e del primo semestre 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'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.

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)

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.

(€ milioni)

II trimestre 2016

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	194	(154)	315	(162)	27	220
Esclusione (utile) perdita di magazzino		30	(215)		5	(180)
Esclusione special item:						
oneri ambientali			44	34		78
svalutazioni (riprese di valore) nette	105		21	5		131
plusvalenze nette su cessione di asset	1	(1)	(4)			(4)
accantonamenti a fondo rischi				1		1
oneri per incentivazione all'esodo	3	1				4
derivati su commodity	11	(247)	(12)			(248)
differenze e derivati su cambi	25	(1)				24
altro	16	143	7	(4)		162
Special item dell'utile (perdita) operativo	161	(105)	56	36		148
Utile (perdita) operativo adjusted	355	(229)	156	(126)	32	188
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(57)	2	(1)	(121)		(177)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	33	(7)		10		36
Imposte sul reddito ^(a)	(403)	73	(51)	27	(8)	(362)
Tax rate (%)	121,8	..	32,9			..
Utile (perdita) netto adjusted	(72)	(161)	104	(210)	24	(315)
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						2
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(317)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						(446)
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(123)
Esclusione special item						252
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(317)

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

I semestre 2017

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	2.479	(11)	397	(345)	154	2.674
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(44)	56		(19)	(7)
Esclusione special item:						
oneri ambientali			24	18		42
svalutazioni (riprese di valore) nette	1	(6)	58	8		61
plusvalenze nette su cessione di asset	(342)		(2)			(344)
accantonamenti a fondo rischi	88			49		137
oneri per incentivazione all'esodo	5	34	3	3		45
derivati su commodity		243	(8)			235
differenze e derivati su cambi	(12)	(94)	(7)			(113)
altro	41	70	20	(8)		123
Special item dell'utile (perdita) operativo	(219)	247	88	70		186
Utile (perdita) operativo adjusted	2.260	192	541	(275)	135	2.853
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	28	6	2	(390)		(354)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	187	(3)	1	28		213
Imposte sul reddito ^(a)	(1.284)	(118)	(190)	127	(38)	(1.503)
Tax rate (%)	51,9	60,5	34,9			55,4
Utile (perdita) netto adjusted	1.191	77	354	(510)	97	1.209
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						2
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						1.207
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						983
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(6)
Esclusione special item						230
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						1.207

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

I semestre 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	288	(71)	363	(260)	5	325		325
Esclusione (utile) perdita di magazzino		158	(152)		143	149		149
Esclusione special item:								
oneri ambientali			67	34		101		101
svalutazioni (riprese di valore) nette	105		34	9		148		148
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	7					7		7
plusvalenze nette su cessione di asset	1	(1)	(4)			(4)		(4)
accantonamenti a fondo rischi				1		1		1
oneri per incentivazione all'esodo	4	1	4	2		11		11
derivati su commodity	15	(144)	14			(115)		(115)
differenze e derivati su cambi	25	(40)	(3)			(18)		(18)
altro	5	153	10	(2)		166		166
Special item dell'utile (perdita) operativo	162	(31)	122	44		297		297
Utile (perdita) operativo adjusted	450	56	333	(216)	148	771		771
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(115)	4		(155)		(266)		(266)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	37	(2)	20	3		58		58
Imposte sul reddito ^(a)	(710)	(55)	(105)	43	(46)	(873)		(873)
Tax rate (%)	..	94,8	29,7		
Utile (perdita) netto adjusted	(338)	3	248	(325)	102	(310)		(310)
<i>di cui:</i>								
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						5		5
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(315)		(315)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						(1.242)	413	(829)
Esclusione (utile) perdita di magazzino						101		101
Esclusione special item						826	(413)	413
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						(315)		(315)

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

I trimestre 2017

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	1.628	214	364	(118)	23	2.111
Esclusione (utile) perdita di magazzino		(44)	(199)		(16)	(259)
Esclusione special item:						
oneri ambientali			7			7
svalutazioni (riprese di valore) nette			19	1		20
plusvalenze nette su cessione di asset	(343)					(343)
accantonamenti a fondo rischi	84					84
oneri per incentivazione all'esodo	2	2	2			6
derivati su commodity		188	(11)			177
differenze e derivati su cambi	9	(14)	(1)			(6)
altro	35	(8)	8	2		37
Special item dell'utile (perdita) operativo	(213)	168	24	3		(18)
Utile (perdita) operativo adjusted	1.415	338	189	(115)	7	1.834
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	56	6		(207)		(145)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	18	(1)	10	15		42
Imposte sul reddito ^(a)	(859)	(133)	(71)	78		(985)
Tax rate (%)	57,7	38,8	35,7			56,9
Utile (perdita) netto adjusted	630	210	128	(229)	7	746
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						2
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						744
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						965
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(186)
Esclusione special item						(35)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						744

^(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item⁴

I Trim. 17	(€ milioni)	II Trim. 17	II Trim. 16	I Sem. 17	I Sem. 16
7	Oneri ambientali	35	78	42	101
20	Svalutazioni (riprese di valore) nette	41	131	61	148
	Radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti				7
(343)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(1)	(4)	(344)	(4)
84	Accantonamenti a fondo rischi	53	1	137	1
6	Oneri per incentivazione all'esodo	39	4	45	11
177	Derivati su commodity	58	(248)	235	(115)
(6)	Differenze e derivati su cambi	(107)	24	(113)	(18)
37	Altro	86	162	123	166
(18)	Special item dell'utile (perdita) operativo	204	148	186	297
6	Oneri (proventi) finanziari	125	(24)	131	72
	<i>di cui:</i>				
6	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	107	(24)	113	18
(2)	Oneri (proventi) su partecipazioni	68	(22)	66	343
	<i>di cui:</i>				
	- plusvalenze da cessione		(7)		(7)
	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni	68	8	68	373
(21)	Imposte sul reddito	(132)	150	(153)	114
	<i>di cui:</i>				
	- svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane		149		149
(21)	- fiscalità su special item dell'utile operativo e altro	(132)	1	(153)	(35)
(35)	Totale special item dell'utile (perdita) netto	265	252	230	826

⁴ Dettaglio svalutazioni e riprese di valore delle continuing operations nella pagina successiva.

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

I Trim. 17	(€ milioni)	II Trim. 17	II Trim. 16	var %	I Sem. 17	I Sem. 16	var %
4.950	Exploration & Production	4.376	3.887	12,6	9.326	7.243	28,8
13.942	Gas & Power	11.710	9.734	20,3	25.652	19.764	29,8
5.515	Refining & Marketing e Chimica	5.344	4.829	10,7	10.859	8.698	24,8
4.294	- Refining & Marketing	4.167	3.886	7,2	8.461	6.802	24,4
1.346	- Chimica	1.255	1.083	15,9	2.601	2.102	23,7
(125)	- Elisioni	(78)	(140)		(203)	(206)	
348	Corporate e altre attività	339	319	6,3	687	629	9,2
(6.708)	Elisioni di consolidamento	(6.126)	(5.353)		(12.834)	(9.574)	
18.047		15.643	13.416	16,6	33.690	26.760	25,9

Costi operativi

I Trim. 17	(€ milioni)	II Trim. 17	II Trim. 16	var %	I Sem. 17	I Sem. 16	var %
13.619	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	12.447	10.769	15,6	26.066	21.420	21,7
91	di cui: altri special item	88	79		179	102	
784	Costo lavoro	778	736	5,7	1.562	1.544	1,2
6	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	39	4		45	11	
14.403		13.225	11.505	15,0	27.628	22.964	20,3

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

I Trim. 17	(€ milioni)	II Trim. 17	II Trim. 16	var %	I Sem. 17	I Sem. 16	var %
1.646	Exploration & Production	1.758	1.699	3,5	3.404	3.323	2,4
89	Gas & Power	88	88		177	174	1,7
89	Refining & Marketing e Chimica	90	89	1,1	179	185	(3,2)
75	- Refining & Marketing	77	87	(11,5)	152	175	(13,1)
14	- Chimica	13	2	..	27	10	..
16	Corporate e altre attività	15	18	..	31	37	(16,2)
(7)	Effetto eliminazione utili interni	(7)	(7)		(14)	(14)	
1.833	Ammortamenti	1.944	1.887	3,0	3.777	3.705	1,9
20	Svalutazioni (riprese di valore) nette	41	131	..	61	148	..
1.853	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	1.985	2.018	(1,6)	3.838	3.853	(0,4)
144	Radiazioni	49	86	..	193	121	..
1.997		2.034	2.104	(3,3)	4.031	3.974	1,4

I Trim. 17	(€ milioni)	II Trim. 17	II Trim. 16	I Sem. 17	I Sem. 16
20	Svalutazione asset materiali/immateriali	63	168	83	185
	Riprese di valore	(22)	(37)	(22)	(37)
20	Totale svalutazioni (riprese di valore) nette	41	131	61	148

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)

I semestre 2017	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	126	(3)	(4)	(34)	85
Dividendi	59		10		69
Altri proventi (oneri) netti	2	(6)	(3)		(7)
	187	(9)	3	(34)	147

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.

31 mar. 2017	(€ milioni)	30 Giu. 2017	31 Dic. 2016	Var. ass. vs. 31 Dic. 2016
27.285	Debiti finanziari e obbligazionari	27.075	27.239	(164)
7.060	Debiti finanziari a breve termine	7.042	6.675	367
20.225	Debiti finanziari a lungo termine	20.033	20.564	(531)
(5.465)	Disponibilità liquide ed equivalenti	(4.939)	(5.674)	735
(6.410)	Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(6.305)	(6.404)	99
(479)	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(364)	(385)	21
14.931	Indebitamento finanziario netto	15.467	14.776	691
53.133	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	48.929	53.086	(4.157)
0,28	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 giugno 2017

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 30 giugno 2017 ^(a)
Eni SpA	3.664
Eni Finance International SA	176
	3.840

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

Prestiti obbligazionari emessi nel primo semestre 2017 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (€ milioni)	Valuta	Ammontare al 30 giugno 2017 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni SpA	750	EUR	748	2027	fisso	1,500
	750		748			

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

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	30 Giu. 2017	31 Mar. 2017	31 Dic. 2016
ATTIVITÀ			
Attività correnti			
Disponibilità liquide ed equivalenti	4.939	5.465	5.674
Attività finanziarie destinate al trading	6.082	6.172	6.166
Attività finanziarie disponibili per la vendita	223	238	238
Crediti commerciali e altri crediti	15.836	19.429	17.593
Rimanenze	4.858	4.728	4.637
Attività per imposte sul reddito correnti	303	366	383
Attività per altre imposte correnti	433	519	689
Altre attività correnti	1.432	1.403	2.591
	34.106	38.320	37.971
Attività non correnti			
Immobili, impianti e macchinari	67.585	70.703	70.793
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.147	1.279	1.184
Attività immateriali	3.043	3.262	3.269
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3.944	4.057	4.040
Altre partecipazioni	234	276	276
Altre attività finanziarie	1.793	1.859	1.860
Attività per imposte anticipate	4.084	3.783	3.790
Altre attività non correnti	1.529	1.403	1.348
	83.359	86.622	86.560
Attività destinate alla vendita	355	261	14
TOTALE ATTIVITÀ	117.820	125.203	124.545
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO			
Passività correnti			
Passività finanziarie a breve termine	2.851	2.778	3.396
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	4.191	4.282	3.279
Debiti commerciali e altri debiti	14.956	17.063	16.703
Passività per imposte sul reddito correnti	426	526	426
Passività per altre imposte correnti	1.948	2.186	1.293
Altre passività correnti	1.547	1.736	2.599
	25.919	28.571	27.696
Passività non correnti			
Passività finanziarie a lungo termine	20.033	20.225	20.564
Fondi per rischi e oneri	14.044	13.960	13.896
Fondi per benefici ai dipendenti	880	862	868
Passività per imposte differite	6.228	6.569	6.667
Altre passività non correnti	1.597	1.740	1.768
	42.782	43.356	43.763
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	190	143	
TOTALE PASSIVITÀ	68.891	72.070	71.459
PATRIMONIO NETTO			
Interessenze di terzi	48	52	49
Patrimonio netto di Eni:			
Capitale sociale	4.005	4.005	4.005
Riserve di cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(60)	(41)	189
Altre riserve	44.534	48.733	52.329
Azioni proprie	(581)	(581)	(581)
Accanto sul dividendo			(1.441)
Utile (perdita) netto	983	965	(1.464)
Totale patrimonio netto di Eni	48.881	53.081	53.037
TOTALE PATRIMONIO NETTO	48.929	53.133	53.086
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	117.820	125.203	124.545

CONTO ECONOMICO

I Trim. 2017		II Trim. 17	II Trim. 16	I Sem. 17	I Sem. 16
(€ milioni)					
RICAVI					
18.047	Ricavi della gestione caratteristica	15.643	13.416	33.690	26.760
485	Altri ricavi e proventi	141	295	626	502
18.532	Totale ricavi	15.784	13.711	34.316	27.262
COSTI OPERATIVI					
13.619	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	12.447	10.769	26.066	21.420
784	Costo lavoro	778	736	1.562	1.544
(21)	Altri proventi (oneri) operativi	38	118	17	1
1.833	Ammortamenti	1.944	1.887	3.777	3.705
20	Svalutazioni (riprese di valore) nette	41	131	61	148
144	Radiazioni	49	86	193	121
2.111	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	563	220	2.674	325
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI					
1.326	Proventi finanziari	946	1.357	2.272	3.190
(1.498)	Oneri finanziari	(1.732)	(1.343)	(3.230)	(3.420)
1	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(52)	(16)	(51)	(53)
20	Strumenti finanziari derivati	504	(151)	524	(5)
(151)		(334)	(153)	(485)	(288)
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI					
29	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	56	26	85	81
15	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	47	32	62	(3)
44		103	58	147	78
2.004	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	332	125	2.336	115
(1.037)	Imposte sul reddito	(314)	(569)	(1.351)	(939)
967	Utile (perdita) netto - continuing operations	18	(444)	985	(824)
	Utile (perdita) netto - discontinued operations				(413)
967	Utile (perdita) netto	18	(444)	985	(1.237)
Di competenza Azionisti Eni:					
965	- continuing operations	18	(446)	983	(829)
	- discontinued operations				(413)
965		18	(446)	983	(1.242)
Interessenze di terzi					
2	- continuing operations		2	2	5
	- discontinued operations				
2			2	2	5
Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)					
0,27	- semplice	0,00	(0,12)	0,27	(0,34)
0,27	- diluito	0,00	(0,12)	0,27	(0,34)
Utile (perdita) per azione sull'utile netto - continuing operations di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)					
0,27	- semplice	0,00	(0,12)	0,27	(0,23)
0,27	- diluito	0,00	(0,12)	0,27	(0,23)

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	II Trim. 2017	II Trim. 2016	I Sem. 17	I Sem. 16
Utile (perdita) netto del periodo	18	(444)	985	(1.237)
Componente riclassificabili a conto economico				
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	(2.794)	989	(3.512)	(875)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	(21)	472	(325)	428
<i>Variazione fair value strumenti finanziari disponibili per la vendita</i>	2		2	
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	33	(6)	51	34
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</i>	2	(118)	76	(106)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(2.778)	1.337	(3.708)	(519)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	(2.760)	893	(2.723)	(1.756)
di competenza:				
Azionisti Eni	(2.760)	891	(2.725)	(1.761)
- continuing operations	(2.760)	891	(2.725)	(1.348)
- discontinued operations				(413)
Interessenze di terzi		2	2	5
- continuing operations		2	2	5
- 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	(1.756)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.440)
Deconsolidamento minority Saipem	(1.872)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(4)
Altre variazioni	(34)
Totale variazioni	(5.106)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2016	52.303
di competenza:	
- azionisti Eni	52.257
- interessenze di terzi	46
Patrimonio netto compresi interessi di terzi azionisti al 1 gennaio 2017	53.086
Totale utile (perdita) complessivo	(2.723)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.440)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Altre variazioni	9
Totale variazioni	(4.157)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2017	48.929
di competenza:	
- azionisti Eni	48.881
- interessenze di terzi	48

RENDICONTO FINANZIARIO

I Trim. 2017	(€ milioni)	II Trim. 2017	II Trim. 2016	I Sem. 17	I Sem. 16
967	Utile (perdita) netto	18	(444)	985	(824)
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
1.833	Ammortamenti	1.944	1.887	3.777	3.705
20	Svalutazioni (riprese di valore) nette	41	131	61	148
144	Radiazioni	49	86	193	121
(29)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(56)	(26)	(85)	(81)
(343)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	7	(9)	(336)	(27)
(11)	Dividendi	(58)	(33)	(69)	(55)
(48)	Interessi attivi	(50)	(52)	(98)	(120)
168	Interessi passivi	171	159	339	319
1.037	Imposte sul reddito	314	569	1.351	939
91	Altre variazioni	455	(119)	546	(49)
	Variazioni del capitale di esercizio:				
(219)	- rimanenze	(137)	(500)	(356)	30
(1.501)	- crediti commerciali	2.533	1.726	1.032	1.537
257	- debiti commerciali	(1.580)	(53)	(1.323)	(40)
47	- fondi per rischi e oneri	86	123	133	(953)
492	- altre attività e passività	(228)	(750)	264	198
(924)	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	<i>674</i>	<i>546</i>	<i>(250)</i>	<i>772</i>
(3)	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	33	1	30	8
4	Dividendi incassati	98	82	102	87
8	Interessi incassati	15	22	23	67
(184)	Interessi pagati	(127)	(168)	(311)	(394)
(798)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(822)	(902)	(1.620)	(1.516)
1.932	Flusso di cassa netto da attività operativa	2.706	1.730	4.638	3.100
	Investimenti:				
(2.727)	- attività materiali	(2.069)	(2.406)	(4.796)	(4.847)
(104)	- attività immateriali	(23)	(18)	(127)	(32)
(36)	- partecipazioni	(14)	(28)	(50)	(1.152)
(65)	- titoli	(9)	(1.155)	(74)	(1.225)
(320)	- crediti finanziari	(64)	(338)	(384)	(624)
495	- variazione debiti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	48	103	543	31
(2.757)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(2.131)</i>	<i>(3.842)</i>	<i>(4.888)</i>	<i>(7.849)</i>
	Disinvestimenti:				
557	- attività materiali	6	8	563	9
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		11		(415)
	- partecipazioni	61	127	61	468
	- titoli	25		25	7
215	- crediti finanziari	116	579	331	6.916
(300)	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	(6)	19	(306)	51
472	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>202</i>	<i>744</i>	<i>674</i>	<i>7.036</i>
(2.285)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.929)	(3.098)	(4.214)	(813)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

I Trim. 2017	(€ milioni)	II Trim. 2017	II Trim. 2016	I Sem. 17	I Sem. 16
753	Assunzione di debiti finanziari non correnti	2	1.892	755	2.103
(67)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(202)	(120)	(269)	(1.969)
(536)	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	372	108	(164)	(1.956)
150		172	1.880	322	(1.822)
	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(1.440)	(1.440)	(1.440)	(1.440)
	Dividendi pagati ad altri azionisti	(3)	(4)	(3)	(4)
150	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.271)	436	(1.121)	(3.266)
	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	2	(1)	7	(1)
	Effetto delle disponibilità liquide ed equivalenti delle discontinued operations				889
(11)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(34)	3	(45)	(19)
(209)	Flusso di cassa netto del periodo	(526)	(930)	(735)	(110)
5.674	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo (escluse discontinued operations)	5.465	6.029	5.674	5.209
5.465	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo (escluse discontinued operations)	4.939	5.099	4.939	5.099

(*) 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:

I Trim. 2017		II Trim. 2017	II Trim. 2016	I Sem. 17	I Sem. 16
(160)	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	56	(788)	(104)	5.199

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

I Trim. 2017	(€ milioni)	II Trim. 2017	II Trim. 2016	I Sem. 17	I Sem. 16
	Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti				
	Attività correnti		7		6.500
	Attività non correnti		9		8.550
	Indebitamento finanziario netto		(2)		(5.392)
	Passività correnti e non correnti		(7)		(6.310)
	Effetto netto dei disinvestimenti		7		3.348
	Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo				
	Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo				(1.006)
	Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti		5		5
	Interessenza di terzi				(1.872)
	Totale prezzo di vendita		12		475
	a dedurre:				
	Disponibilità liquide ed equivalenti		(1)		(890)
	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		11		(415)

Investimenti tecnici

I Trim. 2017	(€ milioni)	II Trim. 2017	II Trim. 2016	var %	I Sem. 17	I Sem. 16	var %
2.771	Exploration & Production	1.983	2.326	(14,7)	4.754	4.623	2,8
	- acquisto di riserve proved e unproved					2	
65	- costi geologici e geofisici	74	59	25,4	139	114	21,9
199	- ricerca esplorativa	85	80	6,3	284	170	67,1
2.495	- sviluppo	1.814	2.171	(16,4)	4.309	4.293	0,4
12	- altro	10	16	(37,5)	22	44	(50,0)
19	Gas & Power	30	22	36,4	49	44	11,4
100	Refining & Marketing e Chimica	151	127	18,9	251	212	18,4
68	- Refining & Marketing	111	91	22,0	179	140	27,9
32	- Chimica	40	36	11,1	72	72	
7	Corporate e altre attività	9	11	(18,2)	16	20	(20,0)
(1)	Elisioni di consolidamento	(7)	(3)		(8)	94	
2.896	Investimenti tecnici - continuing operations	2.166	2.483	(12,8)	5.062	4.993	1,4
65	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività operativa	74	59	25,4	139	114	21,9
2.831	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività di investimento	2.092	2.424	(13,7)	4.923	4.879	0,9

Nel primo semestre 2017 gli investimenti tecnici di €4.923 milioni (€4.879 milioni nel primo semestre 2016) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€4.309 milioni) in particolare in Egitto, Ghana, Angola, Congo, Iraq e Indonesia. Le attività di ricerca esplorativa (€284 milioni) hanno riguardato in particolare Cipro, Norvegia, Libia, Egitto e Messico;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€141 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 (€38 milioni);
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€34 milioni) nonché iniziative di flessibilizzazione e upgrading delle centrali a ciclo combinato per la generazione elettrica (€14 milioni).

Gli esborsi rilevati nel flusso di cassa netto dell'attività operativa di €139 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

I Trim. 2017			II Trim. 2017	II Trim. 2016	I Sem. 17	I Sem. 16
1.795	Produzione di idrocarburi ^{(a) (b)}	(mgl di boe/giorno)	1.771	1.715	1.783	1.734
154	Italia		100	96	127	125
202	Resto d'Europa		218	188	210	189
707	Africa Settentrionale		679	651	692	634
302	Africa Sub-Sahariana		345	350	324	346
142	Kazakhstan		136	90	139	104
93	Resto dell'Asia		108	141	101	136
172	America		164	174	168	176
23	Australia e Oceania		21	25	22	24
151,3	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	149,7	147,5	301,0	299,0

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2017			II Trim. 2017	II Trim. 2016	I Sem. 17	I Sem. 16
832	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(mgl di barili/giorno)	827	852	830	871
65	Italia		27	19	46	40
107	Resto d'Europa		123	99	116	94
225	Africa Settentrionale		214	248	219	246
215	Africa Sub-Sahariana		239	259	227	260
87	Kazakhstan		86	49	86	58
51	Resto dell'Asia		62	92	57	86
79	America		74	83	76	84
3	Australia e Oceania		2	3	3	3

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2017			II Trim. 2017	II Trim. 2016	I Sem. 17	I Sem. 16
149	Produzione di gas naturale ^{(a) (b)}	(mln di metri cubi/giorno)	146	133	147	133
14	Italia		11	12	12	13
15	Resto d'Europa		15	14	15	15
74	Africa Settentrionale		72	62	73	60
14	Africa Sub-Sahariana		16	14	15	13
9	Kazakhstan		8	6	8	7
6	Resto dell'Asia		7	8	7	8
14	America		14	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 13,2 milioni di metri cubi/giorno nel secondo trimestre 2017 e 2016, rispettivamente, e 14,2 e 12,7 milioni di metri cubi/giorno nel primo semestre 2017 e 2016, rispettivamente, e 13,5 milioni di metri cubi/giorno nel primo trimestre 2017).

Gas & Power

Vendite di gas naturale

I Trim. 2017	(mld di metri cubi)	II Trim. 2017	II Trim. 2016	var %	I Sem. 17	I Sem. 16	var %
10,38	ITALIA	9,50	8,63	10,1	19,88	19,42	2,4
2,96	- Grossisti	2,12	1,73	22,5	5,08	3,99	27,3
1,77	- PSV e borsa	3,98	3,50	13,7	5,75	6,40	(10,2)
1,14	- Industriali	1,15	1,15		2,29	2,29	
0,36	- PMI e terziario	0,16	0,35	(54,3)	0,52	1,01	(48,5)
0,22	- Termoelettrici	0,31	0,09	..	0,53	0,30	76,7
2,34	- Residenziali	0,38	0,50	(24,0)	2,72	2,59	5,0
1,59	- Autoconsumi	1,40	1,31	6,9	2,99	2,84	5,3
12,90	VENDITE INTERNAZIONALI	9,13	11,85	(23,0)	22,03	24,35	(9,5)
11,53	Resto d'Europa	8,23	10,55	(22,0)	19,76	21,66	(8,8)
1,04	- Importatori in Italia	0,89	0,99	(10,1)	1,93	2,12	(9,0)
10,49	- Mercati europei	7,34	9,56	(23,2)	17,83	19,54	(8,8)
1,25	<i>Penisola Iberica</i>	1,26	1,07	17,8	2,51	2,45	2,4
1,99	<i>Germania/Austria</i>	1,52	2,81	(45,9)	3,51	4,18	(16,0)
1,57	<i>Benelux</i>	1,18	2,10	(43,8)	2,75	4,04	(31,9)
	<i>Ungheria</i>		0,14	..		0,87	..
0,68	<i>Regno Unito</i>	0,57	0,35	62,9	1,25	0,72	73,6
2,18	<i>Turchia</i>	1,63	1,39	17,3	3,81	2,98	27,9
2,52	<i>Francia</i>	1,05	1,68	(37,5)	3,57	3,91	(8,7)
0,30	<i>Altro</i>	0,13	0,02	..	0,43	0,39	10,3
1,37	Resto del Mondo	0,90	1,30	(30,8)	2,27	2,69	(15,6)
23,28	TOTALE VENDITE GAS MONDO	18,63	20,48	(9,0)	41,91	43,77	(4,2)