



San Donato Milanese
27 luglio 2018

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

Eni: risultati del secondo trimestre e del semestre 2018

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

I Trim. 2018			II Trim.			I Sem.		
			2018	2017	var %	2018	2017	var %
66,76	Brent dated	\$/barile	74,35	49,83	49	70,55	51,81	36
1,229	Cambio medio EUR/USD		1,191	1,101	8	1,210	1,083	12
54,32	Prezzo in euro del Brent dated	€/barile	62,40	45,26	38	58,31	47,83	22
1.867	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.863	1.771	5	1.865	1.783	5
2.380	Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)	€ milioni	2.564	1.019	152	4.944	2.853	73
2.085	di cui: E&P		2.742	845	224	4.827	2.260	114
322	G&P		108	(146)	..	430	192	124
77	R&M e Chimica		67	352	(81)	144	541	(73)
978	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		767	463	66	1.745	1.207	45
0,27	- per azione (€)		0,21	0,13		0,48	0,34	
946	Utile (perdita) netto ^(b)		1.252	18	..	2.198	983	124
0,26	- per azione (€)		0,35	0,00		0,61	0,27	
3.166	Flusso di cassa netto adjusted ante variazione circolante e al costo di rimpiazzo ^(c)		2.823	2.324	21	5.989	4.930	21
2.187	Flusso di cassa netto da attività operativa		3.033	2.706	12	5.220	4.638	13
1.758	Investimenti (tecnici e in partecipazioni) netti ^(d)		1.916	1.807	6	3.674	4.265	(14)
11.278	Indebitamento finanziario netto		9.897	15.467	(36)	9.897	15.467	(36)
0,23	Leverage		0,20	0,32		0,20	0,32	

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

(b) Di competenza degli azionisti Eni.

(c) Misura Non-GAAP. Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio ed escludendo l'utile/perdita di magazzino e certe componenti straordinarie. Per la riconciliazione vedi pag. 14.

(d) Al netto dell'entry bonus relativo ai due Concession Agreement negli Emirati Arabi Uniti e degli investimenti di sviluppo del 2018 relativi al 10% di Zohr, che sono stati rimborsati dall'acquirente al closing dell'acquisizione e degli anticipi commerciali incassati per il finanziamento di Zohr.

Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato ieri i risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2018 (non sottoposti a revisione contabile). Esaminando i risultati, Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"Nel secondo trimestre, come già nel primo, Eni ha proseguito nel trend di forte miglioramento della redditività che aumenta del 152% a fronte di una crescita del Brent in euro del 38%, trainata dalla performance del business E&P che ha più che triplicato il suo contributo. La generazione di cassa consolidata è anch'essa nettamente cresciuta, spinta dal prezzo Brent e dalla maggiore produzione con un contributo per barile che sale a 20\$, consentendoci di confermare la riduzione a 55 \$/barile della nostra cash neutrality per il 2018. Ottimo è stato anche il risultato del business G&P, frutto della maggiore integrazione del business del GNL con le attività upstream e dei benefici della profonda riorganizzazione condotta negli ultimi anni. La flessione dello scenario nella Raffinazione e nella Chimica, anticiclico rispetto al Brent, ha comportato una riduzione del contributo di questi business che si sono comunque mantenuti positivi grazie alla ristrutturazione avviata nei precedenti esercizi. La gestione del portafoglio ha fatto registrare nel trimestre progressi significativi, con l'accordo per la nascita di Vår Energi in Norvegia e l'incasso del prezzo di vendita a Mubadala del 10% del campo di Zohr. Come risultato finale il debito netto prosegue nella sua discesa portandosi al di sotto di €10 miliardi, livello più basso registrato negli ultimi 11 anni. Su queste basi confermerò al Consiglio del 13 settembre la proposta di un acconto dividendo di €0,42 per azione."

Highlight

Exploration & Production

- **Produzione di idrocarburi in forte crescita a 1,86 milioni di boe/giorno** (in entrambi i reporting period): +5,2% nel secondo trimestre, +4,6% nel primo semestre. Al netto dell'effetto prezzo nei PSA, la crescita si attesta a +6,6% nel trimestre e a +5,4% nel semestre;

crescita produttiva sostenuta dai **ramp-up dei grandi progetti** avviati di recente: Zohr, Noroos, Jangkrik, OCTP, Ochigufu, Nenè fase 2; maggior contributo di Kashagan e di Val d'Agri (fermata nel secondo trimestre 2017) e ingresso in Abu Dhabi;

principali start-up del periodo: Ochigufu nel Blocco offshore 15/06 in Angola a sostegno del plateau di 150 mila barili/giorno e la fase 2 del giant a gas Bahr Essalam in Libia a soli tre anni dalla FID.

- **Rafforzamento della presenza in Norvegia** grazie all'accordo di fusione tra la consociata Eni Norge e la società Point Resources, che darà vita a un leader nell'upstream del Paese con 180 mila boe/g di produzione nel 2018. Il closing è atteso entro fine anno.
- **Importanti progressi nell'avanzamento del Rovuma LNG project** per la valorizzazione delle riserve gas dell'Area 4 in Mozambico: presentato al Governo del Mozambico il "Plan of Development" della prima fase del progetto; in via di definizione i contratti di lungo termine per la commercializzazione del GNL. FID attesa nel 2019.
- **Ramp-up Zohr** in Egitto: avviato in tempi record il quarto impianto di trattamento assicurando una capacità produttiva di circa 1,6 bscfd (220 mila boe/g), attesa crescere a circa 2 bscfd a settembre con l'avvio del quinto impianto.
- **Dual exploration model**: perfezionata la cessione a Mubadala Petroleum del 10% della concessione di **Shorouk** nell'offshore dell'Egitto dove è in produzione il giacimento a gas Zohr.
- **Esplorazione:**

Scoperte di petrolio nel Blocco 15/06 in **Angola** e in due prospetti nel bacino del Faghur nel permesso South West Meleiha in **Egitto**.

Nuovo acreage esplorativo: assegnato al 100% il blocco esplorativo offshore di East Ganai in Indonesia. Nel semestre assegnati nuovi permessi in Messico, Libano e Marocco per un totale di 22.000 chilometri quadrati di superficie.

Risorse esplorative: nel primo semestre incrementate per circa 280 milioni di boe.

- Finalizzato un **accordo di cooperazione con Sonatrach** per lo sviluppo di nuove risorse gas in sinergia con gli asset esistenti.
- **Utile operativo adjusted Exploration & Production**: €2,74 miliardi, più che triplicato rispetto al secondo trimestre 2017; più che raddoppiato a €4,83 miliardi nel semestre.

Gas & Power

- **Forte recupero di redditività** grazie alla ristrutturazione del portafoglio contratti long-term, alla crescita nel GNL e a ottimizzazioni nel power e nella logistica: nel secondo trimestre **utile operativo adjusted** di €0,11 miliardi rispetto alla perdita di €0,15 miliardi del secondo trimestre 2017; nel semestre utile operativo adjusted più che raddoppiato a €0,43 miliardi (€0,19 miliardi nel semestre 2017).
- Finalizzato **l'accordo con Sonatrach** per le forniture di gas per l'anno termico 2018-2019.

- **Vendite di GNL:** in crescita del 54% a 5,40 miliardi di metri cubi nel semestre, per oltre metà venduti sul mercato asiatico, per effetto anche della disponibilità di gas da produzione upstream in Indonesia frutto dell'accresciuta integrazione tra i business.
- **Business retail:** in continua crescita la base clienti al netto delle cessioni.
- Completata la **cessione** delle attività di distribuzione gas in **Ungheria**.

Refining & Marketing e Chimica

- **Migliorato il tasso di utilizzo delle raffinerie:** 87% nel secondo trimestre, 92% nel semestre (+4 punti percentuali nel trimestre; +6 punti percentuali nel semestre).
- **Vendite di prodotti petrolchimici** in aumento del 12,5% nel secondo trimestre (+7% nel semestre) trainate dalla migliore performance impiantistica.
- **Utile operativo adjusted Refining & Marketing:** €61 milioni nel secondo trimestre, -63% rispetto al secondo trimestre 2017; €79 milioni nel semestre (-66%), a causa dell'andamento sfavorevole dello scenario di raffinazione.
- **Utile operativo adjusted della Chimica:** €6 milioni nel secondo trimestre, penalizzato dalla repentina crescita del prezzo della virgin nafta non ancora trasferita nei prezzi dei prodotti; €65 milioni nel semestre (-79%).

Risultati Consolidati

- **Utile operativo adjusted:** €2,56 miliardi nel secondo trimestre, +152%; €4,94 miliardi nel semestre (+73% vs. primo semestre 2017).
- **Utile netto adjusted:** €0,77 miliardi nel secondo trimestre, +66% vs. secondo trimestre 2017; €1,74 miliardi nel semestre (+45% vs. primo semestre 2017).
- **Utile netto:** €1,25 miliardi nel secondo trimestre; €2,20 miliardi nel semestre.
- **Forte generazione di cassa operativa:** €3 miliardi nel secondo trimestre 2018 (+12% vs. secondo trimestre 2017); €5,2 miliardi nel semestre (+13% vs. primo semestre 2017).
- **Generazione di cassa adjusted¹** prima della variazione del circolante ed escludendo l'utile/perdita di magazzino a €2,82 miliardi nel trimestre, €5,99 miliardi nel semestre (+21% in entrambi i periodi).
- **Investimenti netti:** €3,67 miliardi² nel semestre, più che finanziati dal flusso di cassa organico.
- **Indebitamento finanziario netto:** €9,9 miliardi.
- **Leverage:** 0,20 in riduzione rispetto allo 0,23 del 31 dicembre 2017.
- **Proposta acconto dividendo 2018:** €0,42 per azione³, a valere sul dividendo annuo di €0,83 per azione.

¹ Vedi definizione alla tavola di riconduzione a pag.14.

² Vedi definizione nota (d) a pag.1.

³ Al dividendo non compete alcun credito d'imposta e, a seconda dei percettori, è soggetto a ritenuta alla fonte a titolo di imposta o concorre in misura parziale alla formazione del reddito imponibile.

Outlook 2018

Exploration & Production

Produzione di idrocarburi: prevista una crescita del 4% nell'anno 2018 vs. 2017 allo scenario di budget di 60 \$/bl, corrispondente a un livello di circa 1,9 milioni di boe/giorno. Tale incremento sarà sostenuto dal ramp-up degli avvii 2017 in particolare in Egitto, Indonesia e Ghana, dal maggior contributo dei giacimenti Kashagan, Goliat e Val d'Agri, dagli start-up di nuovi progetti in particolare in Angola, Libia e Ghana, e dal contributo dell'iniziativa negli Emirati Arabi, in parte compensati prevalentemente dai declini delle produzioni mature.

Gas & Power

Consolidamento della redditività: rivista al rialzo la guidance di utile operativo adjusted a circa €400 milioni, nonostante la stagionalità del business che vede il terzo trimestre come il più debole dell'anno.

Vendite gas: previste in flessione, in linea con la riduzione degli impegni contrattuali long-term in acquisto e vendita. Crescita dei volumi contrattati di GNL a fine anno a circa 9 milioni di tonnellate.

Refining & Marketing e Chimica

Previsto margine di raffinazione di breakeven a circa 3 \$/barile a fine 2018 con il riavvio dell'impianto Est a Sannazzaro.

Lavorazioni in conto proprio delle raffinerie previste stabili per migliori performance delle raffinerie di Sannazzaro e Livorno, penalizzate nel 2017 da fermate non programmate, compensate da riduzioni su Taranto e Milazzo. In crescita le produzioni di green diesel presso Venezia. In aumento il tasso di utilizzo degli impianti.

Vendite rete sostanzialmente in linea con il 2017 sia in Italia sia nei mercati Europa. La quota di mercato Italia è prevista stabile intorno al 24%.

Versalis: previsto riequilibrio dei margini particolarmente compressi nel secondo trimestre 2018 a causa del repentino aumento della virgin nafta. Vendite previste in crescita in tutte le linee di business per maggiore disponibilità di prodotto e per minori manutenzioni programmate ed accidentalità.

Gruppo

Cash neutrality: confermata la copertura degli investimenti e del dividendo allo scenario Brent di circa 55 \$/barile nel 2018.

Capex: confermata la guidance a €7,7 miliardi per il 2018.

Sostenibilità e sviluppo business Energy Solution

		I Sem.		
		2018	2017	var %
Indice di frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,29	0,35	(17,1)
Emissioni GHG	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	21,14	20,53	3,0
- di cui da combustione e processo		16,28	15,88	2,5
- di cui da fuggitive di metano		0,67	0,51	31,4
- di cui da flaring		3,37	3,27	3,1
- di cui da venting		0,82	0,87	(5,7)
Emissioni GHG E&P/produzione	(tonnellate di CO ₂ eq./tep)	0,153	0,164	(6,7)
Volume oil spill operativi (>1 barile)	(barili)	653	2.829	(76,9)
Acqua di formazione reiniettata	(%)	60	60	-

- **Sviluppo del business Energy Solution:**

- Firmata con il Ministro dell'Energia del Kazakhstan la **decisione finale d'investimento** relativa alla realizzazione ed esercizio di **un parco eolico da 50 MW** per la fornitura al Paese di energia rinnovabile;
- Nell'ambito dell'accordo di collaborazione tra Eni e GSE per lo sviluppo delle rinnovabili, è stato presentato il progetto **dell'impianto fotovoltaico della capacità di 26 MWp** in fase di realizzazione presso il polo industriale di Assemini (Cagliari). L'impianto fa parte del Progetto Italia, l'insieme di iniziative che Eni sta realizzando allo scopo di valorizzare, in ottica sostenibile, le proprie aree industriali dismesse, in particolare nel Mezzogiorno.

- Indice di **frequenza infortuni totali registrabili (TRIR)** della forza lavoro in miglioramento del 17,1% rispetto al primo semestre 2017.
- **Emissione di GHG rispetto alla produzione operata** del settore E&P: 0,153 tCO₂eq/tep, in miglioramento del 6,7% rispetto al semestre di confronto.

Emissioni da combustione e processo in aumento del 2,5% principalmente nel settore E&P per effetto dei ramp-up e del riavvio di alcuni impianti, in parte compensate dalle minori produzioni di energia elettrica del settore G&P.

Emissioni da fuggitive di metano: +31,4% per la maggiore produzione del settore E&P.

Emissioni da flaring del settore E&P: +3,1% per effetto delle temporanee attività di commissioning dei nuovi progetti avviati a fine 2017 e della ripresa delle attività in Libia.

- **Acqua di formazione re-iniettata** del settore E&P stabile al 60% grazie principalmente al mantenimento delle buone performance dei campi in Egitto ed Ecuador.

Analisi per segmento di business

Exploration & Production

Produzione e prezzi

I Trim. 2018			II Trim. 2018			I Sem. 2018		
			2018	2017	var %	2018	2017	var %
Produzioni								
885	Petrolio	mgl di barili/g	881	827	6,5	883	830	6,4
152	Gas naturale	mln di metri cubi/g	152	146	4,1	152	147	3,4
1.867	Idrocarburi	mgl di boe/g	1.863	1.771	5,2	1.865	1.783	4,6
Prezzi medi di realizzo								
61,17	Petrolio	\$/barile	69,17	45,29	52,7	65,35	46,90	39,3
159,13	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	159,81	121,84	31,2	159,46	124,61	28,0
42,34	Idrocarburi	\$/boe	47,62	32,05	48,6	45,02	32,73	37,5

- La **produzione di idrocarburi** del secondo trimestre 2018 è stata di 1,863 milioni di boe/giorno con una crescita del 5,2% rispetto al secondo trimestre 2017 (1,865 milioni di boe/giorno nel primo semestre 2018, +4,6%). La performance riflette il contributo dei ramp-up dei progetti del 2017 in particolare in Indonesia, Egitto, Congo e Ghana e degli start-up 2018 (per un contributo complessivo di 287 mila boe/giorno), le maggiori produzioni di Kashagan e Val d'Agri (per effetto del fermo nel trimestre 2017), nonché l'ingresso nei due Concession Agreement offshore in produzione di Lower Zakum (5%) e Umm Shaif/Nasr (10%) negli Emirati Arabi Uniti. Tali fattori sono stati parzialmente compensati dai minori entitlements nei PSA per l'effetto prezzo, dalle fermate programmate e non in Libia, Regno Unito e Norvegia, nonché dal declino di giacimenti maturi. Escludendo l'effetto prezzo nei contratti PSA (circa 25 mila boe/giorno e 14 mila boe/giorno, rispettivamente nel trimestre e nel semestre), la produzione è in crescita del 6,6% e del 5,4%, rispettivamente nel trimestre e nel semestre.
- La **produzione di petrolio** è stata di 881 mila barili/giorno, con una crescita di 54 mila barili/giorno, pari al 6,5%, rispetto al secondo trimestre 2017 (883 mila barili/giorno nel primo semestre 2018, in aumento del 6,4%) dovuta ai ramp-up del periodo e all'ingresso nelle attività produttive degli Emirati Arabi Uniti parzialmente compensati dall'effetto prezzo e dal declino dei giacimenti maturi.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 152 milioni di metri cubi/giorno con una crescita di 6 milioni di metri cubi/giorno, pari al 4,1% rispetto al secondo trimestre del 2017 (152 milioni di metri cubi/giorno nel primo semestre, in crescita del 3,4%) per effetto dei ramp-up/start-up parzialmente compensati dalle fermate produttive.

Risultati

I Trim. 2018	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2018	2017	var %	2018	2017	var %
1.966	Utile (perdita) operativo	2.602	851	..	4.568	2.479	84,3
119	Esclusione special items	140	(6)		259	(219)	
2.085	Utile (perdita) operativo adjusted	2.742	845	224,5	4.827	2.260	113,6
(56)	Proventi (oneri) finanziari netti	(263)	(28)		(319)	28	
35	Proventi (oneri) su partecipazioni	109	169		144	187	
(1.140)	Imposte sul reddito	(1.504)	(425)		(2.644)	(1.284)	
55,2	tax rate (%)	58,1	43,1		56,8	51,9	
924	Utile (perdita) netto adjusted	1.084	561	93,2	2.008	1.191	68,6
I risultati includono:							
75	Costi di ricerca esplorativa:	86	113	(23,9)	161	321	(49,8)
64	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	64	74		128	139	
11	- radiazione di pozzi di insuccesso	22	39		33	182	
2.368	Investimenti tecnici	1.693	1.909	(11,3)	4.061	4.615	(12,0)

- Nel secondo trimestre 2018 il settore Exploration & Production ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €2.742 milioni, più che triplicato rispetto al secondo trimestre 2017 (€845 milioni) che riflette il rafforzamento dello scenario petrolifero (+49% la quotazione Brent in dollari) e la crescita produttiva, parzialmente compensati dall'effetto cambio sfavorevole (+8% il cambio EUR/USD). Nel semestre l'utile operativo adjusted si attesta a €4.827 milioni, più che raddoppiando il suo valore, per effetto degli stessi driver descritti nel commento al trimestre.
- L'**utile netto adjusted** di €1.084 milioni registra un incremento di €523 milioni rispetto al secondo trimestre 2017, pari a +93,2% (€2.008 milioni nel semestre, +€817 milioni rispetto al semestre 2017), dovuto alla migliore performance operativa, parzialmente compensata dalla svalutazione di crediti finanziari relativi a un'iniziativa esplorativa in joint venture nel Mar Nero che ha avuto esito negativo (€200 milioni), nonché dall'incremento del tax rate adjusted aumentato rispettivamente di 15 e 5 punti percentuali nei due reporting period per effetto della maggiore incidenza degli utili prodotti in paesi ad elevata fiscalità e dell'indeducibilità dei costi relativi alla citata iniziativa esplorativa d'insuccesso. Cash tax rate al 32,7% e 28,4% rispettivamente nei due reporting period.

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

Gas & Power

Vendite

I Trim.		II Trim.			I Sem.			
2018		2018	2017	var %	2018	2017	var %	
239	PSV	€/mgl di metri cubi	245	192	27,8	242	206	17,7
227	TTF		224	165	35,5	225	180	25,2
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi						
11,19	Italia		9,77	9,50	2,8	20,96	19,88	5,4
9,28	Resto d'Europa		6,14	8,23	(25,4)	15,42	19,76	(22,0)
0,89	di cui: Importatori in Italia		0,49	0,89	(44,9)	1,38	1,93	(28,5)
8,39	Mercati europei		5,65	7,34	(23,0)	14,04	17,83	(21,3)
1,97	Resto del Mondo		2,17	0,90	..	4,14	2,27	82,4
22,44	Totale vendite gas mondo		18,08	18,63	(3,0)	40,52	41,91	(3,3)
2,70	di cui: vendite di GNL		2,70	1,50	80,0	5,40	3,50	54,3
9,22	Vendita di energia elettrica	terawattora	8,49	8,39	1,2	17,71	17,76	(0,3)

- Nel secondo trimestre 2018 le **vendite di gas naturale** di 18,08 miliardi di metri cubi (40,52 miliardi di metri cubi nel semestre) sono diminuite del 3% rispetto al secondo trimestre 2017. Le vendite in Italia sono aumentate del 2,8% a 9,77 miliardi di metri cubi per effetto di maggiori vendite al settore grossisti e residenziale, in parte compensati dai minori volumi spot. Le vendite nei mercati europei (5,65 miliardi di metri cubi) hanno registrato una riduzione del 23% principalmente per effetto della scadenza di alcuni contratti long-term e short-term, in particolare in Germania/Austria a seguito delle operazioni di razionalizzazione del portafoglio.
- Le **vendite di energia elettrica** pari a 8,49 TWh nel secondo trimestre 2018 sono in aumento dell'1,2% per effetto dei maggiori volumi commercializzati in Francia. Nel semestre le vendite sono sostanzialmente in linea con il periodo di confronto (17,71 TWh).

Risultati

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2018	(€ milioni)	2018	2017	var %	2018	2017	var %
398	Utile (perdita) operativo	157	(225)	..	555	(11)	..
(76)	Esclusione special item e utile (perdita) da magazzino	(49)	79		(125)	203	
322	Utile (perdita) operativo adjusted	108	(146)	..	430	192	..
3	Proventi (oneri) finanziari netti	(9)			(6)	6	
11	Proventi (oneri) su partecipazioni		(2)		11	(3)	
(121)	Imposte sul reddito	(42)	15		(163)	(118)	
36,0	tax rate (%)	42,4	10,1		37,5	60,5	
215	Utile (perdita) netto adjusted	57	(133)	..	272	77	..
42	Investimenti tecnici	55	30	83,3	97	49	98,0

- Nel secondo trimestre 2018 il settore Gas & Power ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €108 milioni in netto miglioramento rispetto alla perdita di €146 milioni del secondo trimestre 2017. Tale andamento riflette i benefici della complessiva ristrutturazione del portafoglio di approvvigionamento long-term, compresi minori costi di logistica, nonché le ottimizzazioni nel business power. Tali effetti positivi sono stati compensati da minori proventi one-off per gli effetti retroattivi delle rinegoziazioni del 2017 e dai minori volumi venduti di gas. Il semestre chiude con l'utile operativo adjusted di €430 milioni, un incremento di €238 milioni rispetto al semestre 2017.
- Il settore ha chiuso il trimestre con l'**utile netto adjusted** di €57 milioni, rispetto alla perdita di €133 milioni del trimestre di confronto. Nel semestre l'utile netto adjusted si attesta a €272 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.			II Trim.			I Sem.		
2018			2018	2017	var %	2018	2017	var %
3,0	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	4,1	5,3	(22,6)	3,5	4,7	(24,8)
5,51	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	4,84	4,88	(0,7)	10,35	10,06	2,9
0,68	Lavorazioni in conto proprio resto d'Europa		0,76	0,75	0,8	1,44	1,39	3,3
6,19	Totale lavorazioni		5,60	5,63	(0,5)	11,79	11,45	3,0
97	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	87	83		92	86	
0,06	Lavorazioni green		0,07	0,07	..	0,13	0,10	30,0
Marketing								
1,99	Vendite rete Europa	mln ton	2,11	2,19	(3,6)	4,10	4,19	(2,1)
1,40	Vendite rete Italia		1,48	1,55	(4,1)	2,88	2,96	(2,7)
0,59	Vendite rete resto d'Europa		0,63	0,64	(2,3)	1,22	1,23	(0,7)
24,1	Quota mercato rete Italia	%	24,1	24,4		24,1	24,2	
2,37	Vendite extrarete Europa	mln ton	2,67	2,77	(3,5)	5,04	5,12	(1,6)
1,68	Vendite extrarete Italia		1,89	1,98	(4,7)	3,57	3,66	(2,5)
0,69	Vendite extrarete resto d'Europa		0,78	0,79	(0,6)	1,47	1,46	0,6
Chimica								
1.236	Vendite prodotti petrolchimici	mgl ton	1.304	1.159	12,5	2.540	2.374	7,0
80	Tasso utilizzo impianti petrolchimici	%	79	76		79	77	

- Nel secondo trimestre 2018 il **marginatore Eni** (Standard Eni Refining Margin - SERM) si attesta a 4,1 \$/barile, -22,6% rispetto al secondo trimestre 2017 (-24,8% a 3,5 \$/barile nel semestre) a causa della contrazione degli spread dei prodotti rispetto alla carica petrolifera che riflette il repentino aumento del costo del barile.
- Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono state di 5,60 milioni di tonnellate in lieve diminuzione rispetto al secondo trimestre 2017 (+3% nel semestre) per effetto delle minori lavorazioni presso le raffinerie di Sannazzaro e Milazzo per fermate manutentive, compensate dai maggiori volumi processati presso la raffineria di Taranto a seguito dell'indisponibilità del topping nel periodo di confronto e della fermata manutentiva di Bayern Oil nel 2017.
- I **volumi di lavorazione green** presso la bio-refinery di Venezia sono in linea rispetto al secondo trimestre 2017 (+30% su base semestrale).
- Le **vendite rete in Italia** pari a 1,48 milioni di tonnellate hanno registrato una flessione del 4,1% (2,88 milioni di tonnellate, -2,7% nel semestre) in tutti i segmenti, a causa della debolezza dei consumi e della pressione competitiva. La quota di mercato del trimestre si è attestata al 24,1% in diminuzione rispetto al secondo trimestre 2017 (24,4%).
- Le **vendite extrarete in Italia** pari a 1,89 milioni di tonnellate sono in diminuzione del 4,7% rispetto al secondo trimestre 2017 (-2,5% nel semestre) per effetto principalmente dei minori volumi commercializzati di gasolio, bunker e jetfuel, in parte compensati dalle maggiori vendite di olio combustibile e bitumi.
- Le **vendite rete ed extrarete nel resto d'Europa** in diminuzione dell'1,4% rispetto al secondo trimestre 2017 (invariate nel semestre), riflettono i minori volumi commercializzati in Francia e Svizzera, in parte compensati da maggiori vendite in Spagna.
- Le **vendite di prodotti petrolchimici** di 1.304 mila tonnellate sono aumentate del 12,5% e del 7% rispettivamente nel trimestre e nel semestre principalmente per effetto delle maggiori vendite di intermedi per minori fermate e di elastomeri per maggiore disponibilità di prodotto.

Risultati

I Trim. 2018		II Trim.			I Sem.		
(€ milioni)		2018	2017	var %	2018	2017	var %
138	Utile (perdita) operativo	258	33	..	396	397	(0,3)
(99)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(260)	255		(359)	56	
38	Esclusione special item	69	64		107	88	
77	Utile (perdita) operativo adjusted	67	352	(81,0)	144	541	(73,4)
18	- Refining & Marketing	61	165	(63,0)	79	231	(65,8)
59	- Chimica	6	187	(96,8)	65	310	(79,0)
12	Proventi (oneri) finanziari netti	(1)	2		11	2	
23	Proventi (oneri) su partecipazioni	(21)	(9)		2	1	
(45)	Imposte sul reddito	(26)	(119)		(71)	(190)	
40,2	tax rate (%)	57,8	34,5		45,2	34,9	
67	Utile (perdita) netto adjusted	19	226	(91,6)	86	354	(75,7)
125	Investimenti tecnici	199	151	31,8	324	251	29,1

- Nel secondo trimestre 2018 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €67 milioni (€144 milioni nel semestre), in riduzione dell'81% rispetto all'utile operativo adjusted di €352 milioni conseguito nel secondo trimestre 2017 (-73,4% rispetto al primo semestre 2017).
- Il business **Refining & Marketing** ha registrato l'utile operativo adjusted di €61 milioni, con una riduzione del 63% rispetto al secondo trimestre 2017 (€79 milioni nel primo semestre 2018, -65,8%) per effetto della flessione del margine di raffinazione (-23%) a causa dell'incremento della carica petrolifera non riflesso nei prezzi dei prodotti raffinati e dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+8%). Inoltre il risultato del trimestre è stato penalizzato dalle difficoltà operative del business ossigenati in Venezuela. Nel semestre l'effetto fermate impianti è stato nel complesso positivo. L'impatto dello scenario è stato attenuato da ottimizzazioni degli assetti e del supply. I risultati del marketing del secondo trimestre sono in linea con il 2017.
- Nel secondo trimestre 2018 la **Chimica** ha registrato l'utile operativo adjusted di €6 milioni con una riduzione del 96,8% rispetto al secondo trimestre 2017 (€65 milioni nel semestre 2018 -79% rispetto al periodo di confronto). Tali trend riflettono la flessione dei margini di intermedi e polietilene a causa dell'aumento del costo della carica petrolifera non recuperato dai prezzi di vendita e della pressione competitiva da parte di flussi di prodotti più economici provenienti da Medio Oriente e USA. Inoltre rileva la circostanza che il primo semestre 2017 aveva beneficiato di prezzi particolarmente sostenuti degli intermedi, principalmente del butadiene e benzene, dovuti a fattori contingenti (minore disponibilità di prodotto nei mercati statunitensi e asiatici).
- L'**utile netto adjusted** (€19 milioni nel secondo trimestre 2018 e €86 milioni nel primo semestre) evidenzia una riduzione del 91,6% e del 75,7% rispetto ai periodi di confronto, per effetto del peggioramento della performance operativa.

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

Risultati di gruppo

I Trim. 2018	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2018	2017	var %	2018	2017	var %
17.932	Ricavi della gestione caratteristica	18.139	15.643	16,0	36.071	33.690	7,1
2.399	Utile (perdita) operativo	2.639	563	..	5.038	2.674	88,4
(95)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(259)	252		(354)	(7)	
76	Esclusione special item ^(a)	184	204		260	186	
2.380	Utile (perdita) operativo adjusted	2.564	1.019	151,6	4.944	2.853	73,3
	Dettaglio per settore di attività						
2.085	<i>Exploration & Production</i>	2.742	845	224,5	4.827	2.260	113,6
322	<i>Gas & Power</i>	108	(146)	174,0	430	192	124,0
77	<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	67	352	(81,0)	144	541	(73,4)
(162)	<i>Corporate e altre attività</i>	(169)	(160)	(5,6)	(331)	(275)	(20,4)
58	<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato</i> ^(b)	(184)	128		(126)	135	
946	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	1.252	18	..	2.198	983	..
(67)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(184)	180		(251)	(6)	
99	Esclusione special item ^(a)	(301)	265		(202)	230	
978	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	767	463	65,7	1.745	1.207	44,6

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

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

Risultati adjusted

- Nel secondo trimestre 2018 l'**utile operativo adjusted consolidato** di €2.564 milioni è più che raddoppiato rispetto al secondo trimestre 2017, trainato dalla solida performance della E&P che ha conseguito l'utile operativo adjusted di €2.742 milioni pari a oltre il triplo, per effetto del rafforzamento dello scenario petrolifero (+49% l'incremento del riferimento Brent in dollari) e della crescita produttiva, attenuati dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+8%). Il settore G&P ha conseguito l'utile operativo di €108 milioni rispetto alla perdita di €146 milioni del secondo trimestre 2017 per effetto di ulteriori azioni sui contratti long-term, della riduzione dei costi di logistica e del buon andamento dei business power e GNL. Il settore R&M e Chimica ha registrato un peggioramento della performance operativa (-81%) a causa dello scenario particolarmente sfavorevole, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti da iniziative di ottimizzazione e di efficienza e dal migliore tasso di utilizzo degli impianti.
- Nel primo semestre 2018 l'utile operativo adjusted consolidato di €4.944 milioni è aumentato del 73%. L'incremento in valore assoluto di circa €2,1 miliardi è dovuto per €1,4 miliardi all'effetto complessivamente positivo dello scenario e per €0,7 miliardi alla crescita delle produzioni e alle azioni di efficienza e di ottimizzazione. Nel secondo trimestre lo scenario ha contribuito per €0,9 miliardi e la performance per €0,6 miliardi.
- Il **risultato netto adjusted** di €767 milioni è aumentato del 66% rispetto al secondo trimestre 2017. L'incremento dell'utile operativo è stato in parte assorbito dalla riduzione del contributo delle iniziative in joint venture e dall'aumento di circa 12 punti percentuali del tax rate al 65%, trainato dalla E&P che riflette la crescita dell'imponibile in paesi a più elevata fiscalità rispetto a quella media e l'ineducibilità dei costi relativi a un'iniziativa esplorativa d'insuccesso. Nel primo semestre 2018, l'utile netto adjusted di €1.745 milioni è aumentato del 45%. Il tax rate adjusted si attesta al 60,7%, in aumento di 5 punti percentuali.

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €184 milioni (€260 milioni nel semestre) con il seguente break-down per settore:

- **E&P**: oneri netti di €140 milioni (€259 milioni nel semestre) rappresentati principalmente da un onere

connesso alla definizione di un arbitrato relativo a un contratto di acquisto di servizi di rigassificazione long-term, che ha stabilito la termination del contratto e delle relative fee annuali a carico Eni e il riconoscimento alla controparte di un ammontare equitativo di €282 milioni (al quale si aggiungono interessi per €18 milioni), la svalutazione di asset a gas per allinearli al fair value di vendita (€58 milioni nel semestre), l'adeguamento del fondo rischi in relazione a dispute contrattuali (€45 milioni), un accantonamento al fondo svalutazione di crediti per il recupero di costi d'investimento e d'altra natura nei confronti di una controparte di Stato per allineare il valore recuperabile al probabile esito di una rinegoziazione in corso. I proventi special comprendono principalmente la plusvalenza (€323 milioni al netto di assignment bonus e altri oneri) sulla cessione del 10% della concessione di Shorouk nell'offshore dell'Egitto a Mubadala Petroleum, società di stato degli Emirati Arabi Uniti.

- **G&P:** proventi netti di €49 milioni (€125 milioni nel semestre) rappresentati da: la componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (un provento di €103 milioni nel trimestre e €170 milioni nel semestre) e la svalutazione per allineamento al fair value delle attività di distribuzione gas in Ungheria la cui dismissione è stata conclusa nel giugno 2018 (€6 milioni nel semestre). Inoltre gli special item includono la riclassifica del saldo positivo di €56 milioni 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 di cambio di traduzione.
- **R&M e Chimica:** oneri netti di €69 milioni (€107 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 (€20 milioni e €35 milioni nel trimestre e nel semestre) e oneri ambientali (€46 milioni e €79 milioni nel trimestre e nel semestre).

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 (€102 milioni) nel semestre, nonché la ripresa di valore (€423 milioni) della partecipazione nella società Angola LNG dovuta al miglioramento degli economics del progetto.

Risultati reported

Nel primo semestre 2018 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** è stato di €2.198 milioni, oltre il doppio del risultato del primo semestre 2017 (€983 milioni). Tale incremento è stato trainato dalla robusta performance operativa della E&P che ha beneficiato del rafforzamento del prezzo del petrolio (+36% l'incremento medio del riferimento Brent rispetto al primo semestre 2017), trainato dalla ripresa economica globale, e della crescita delle produzioni di idrocarburi, attenuati dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+12% in media). Anche il settore G&P ha registrato un significativo incremento dell'utile operativo per effetto dell'azione di ristrutturazione dei contratti di approvvigionamento long-term, dei minori costi di logistica e delle ottime performance dei business power e GNL, quest'ultimo anche grazie alle sinergie con l'upstream. I business R&M e Chimica sono stati penalizzati da uno scenario di mercato sfavorevole a causa del repentino aumento del costo della carica petrolifera non riflesso nei prezzi di vendita e della pressione competitiva da parte di flussi di prodotti più economici provenienti da Medio Oriente e USA; tali trend particolarmente accentuati nel secondo trimestre hanno determinato la flessione del 25% del margine di raffinazione e marcate riduzioni degli spread dei principali prodotti chimici rispetto alla carica (margine del cracker -44%; margine del polietilene -52%). L'impatto dello scenario è stato attenuato dall'ottimizzazione impiantistica, dalla maggiore regolarità di marcia che ha consentito recuperi di volumi e dalle azioni di efficienza.

Al miglioramento della performance operativa (+€2.364 milioni) si aggiunge quello della gestione finanziaria e delle partecipazioni (+€191 milioni) che riflette in particolare la rivalutazione della partecipazione in Angola LNG, in parte assorbita dalla svalutazione dei crediti finanziari relativi a un progetto esplorativo in Mar Nero che ha avuto esito negativo. Tali incrementi sono stati in parte compensati dalle maggiori imposte sul reddito (+€1.335 milioni), in presenza di una flessione di circa 3 punti percentuali del tax rate di gruppo reported (54,9%) dovuta alla maggiore incidenza di proventi non imponibili.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

I Trim. 2018	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2018	2017	var. ass.	2018	2017	var. ass.
948	Utile (perdita) netto	1.257	18	1.239	2.205	985	1.220
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>						
1.990	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	1.673	2.466	(793)	3.663	4.522	(859)
(1)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(417)	7	(424)	(418)	(336)	(82)
1.368	- dividendi, interessi e imposte	1.415	377	1.038	2.783	1.523	1.260
(1.074)	Variazione del capitale di esercizio	398	674	(276)	(676)	(250)	(426)
(1.044)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(1.293)	(836)	(457)	(2.337)	(1.806)	(531)
2.187	Flusso di cassa netto da attività operativa	3.033	2.706	327	5.220	4.638	582
(2.541)	Investimenti tecnici	(1.961)	(2.092)	131	(4.502)	(4.923)	421
(37)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(73)	(14)	(59)	(110)	(50)	(60)
67	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	1.194	67	1.127	1.261	624	637
(140)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	812	54	758	672	239	433
(464)	Free cash flow	3.005	721	2.284	2.541	528	2.013
(265)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	206	56	150	(59)	(104)	45
(889)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(85)	172	(257)	(974)	322	(1.296)
(1)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.442)	(1.443)	1	(1.443)	(1.443)	
(19)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	31	(32)	63	12	(38)	50
(1.638)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	1.715	(526)	2.241	77	(735)	812

I Trim. 2018	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2018	2017	var. ass.	2018	2017	var. ass.
(464)	Free cash flow	3.005	721	2.284	2.541	528	2.013
(2)	Debiti e crediti finanziari società acquisite				(2)		(2)
	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	(5)		(5)	(5)		(5)
105	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(177)	186	(363)	(72)	224	(296)
(1)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.442)	(1.443)	1	(1.443)	(1.443)	
(362)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	1.381	(536)	1.917	1.019	(691)	1.710

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del semestre è stato di €5.220 milioni. Sul flusso di cassa del semestre ha inciso il minore volume di crediti commerciali ceduti a società di factoring con scadenza successiva al reporting period rispetto al quarto trimestre 2017 (circa €700 milioni).

Il flusso di cassa operativo prima della variazione del capitale circolante e della riconduzione del magazzino al valore di ricostituzione è pari a €5.542 milioni, con un incremento del 14% rispetto al primo semestre 2017 (€4.881 milioni). Tale performance è stata influenzata negativamente dalla rilevazione di un onere relativo alla definizione di un arbitrato (€300 milioni), da un accantonamento straordinario per perdite su crediti in sofferenza nel settore E&P (€69 milioni) e da oneri connessi alla cessione del 10% di Zohr, sostanzialmente da considerarsi a riduzione delle dismissioni. Al netto di tali oneri il flusso di cassa prima della variazione del circolante si ridetermina in €5.989 milioni (vedi riconduzione a pagina successiva).

I fabbisogni per gli investimenti (tecnici e in partecipazioni) del periodo sono stati di €4.612 milioni, che si rideterminano in €3,67 miliardi al netto del bonus d'ingresso nei due Concession Agreement in produzione negli Emirati Arabi Uniti (€723 milioni), della quota di investimenti 2018 relativi al 10% del giacimento Zohr (€159 milioni) oggetto di cessione con efficacia economica retroattiva a inizio esercizio, che sono stati rimborsati a Eni da parte del buyer al closing della transazione avvenuto a fine giugno, nonché degli anticipi commerciali incassati per il finanziamento di Zohr (€50 milioni). Il grado di copertura organica degli investimenti netti del primo semestre 2018 è stato del 142%.

Le dismissioni del periodo di €1.261 milioni hanno riguardato il 10% del progetto Zohr, asset non strategici della E&P e le attività di distribuzione e di vendita gas in Ungheria. Le altre variazioni relative all'attività d'investimento (€672 milioni) hanno riguardato l'incasso delle rate di prezzo differite relative alla cessione degli interest del 10% e del 30% del progetto Zohr realizzate nel 2017 (€439 milioni) e l'incremento dei debiti per attività d'investimento in relazione all'avanzamento di Zohr.

Al netto di tali flussi e del pagamento del saldo dividendo 2017 di €1.443 milioni, la gestione ha generato un surplus di circa €1,1 miliardi utilizzato per ripagare i debiti finanziari.

(€ milioni)

	Misure GAAP	profit/loss on stock	onere per arbitrato	accantonamento fondo svalutazione crediti straordinario	onere cessione 10% Zohr	anticipi commerciali finanziamento Zohr	Misure Non-GAAP
I semestre 2018							
Flusso di cassa netto ante variazione circolante	5.896	(354)	300	69	78		5.989
Variazione circolante	(676)	354	(300)	(69)		(50)	(741)
Flusso di cassa netto da attività operativa	5.220				78	(50)	5.248
II trimestre 2018							
Flusso di cassa netto ante variazione circolante	2.635	(259)	300	69	78		2.823
Variazione circolante	398	259	(300)	(69)		(33)	255
Flusso di cassa netto da attività operativa	3.033				78	(33)	3.078

Stato patrimoniale riclassificato

31 Mar. 2018	Var. ass.		(€ milioni)	30 Giu. 2018	31 Dic. 2017	Var. ass.
71.515	(3.182)	Capitale immobilizzato		68.333	71.415	(3.082)
		Capitale di esercizio netto				
4.326	393	Rimanenze		4.719	4.621	98
11.729	(1.071)	Crediti commerciali		10.658	10.182	476
(10.956)	438	Debiti commerciali		(10.518)	(10.890)	372
(3.774)	1.461	Debiti tributari e fondo imposte netto		(2.313)	(2.387)	74
(13.096)	1.360	Fondi per rischi e oneri		(11.736)	(13.447)	1.711
649	(293)	Altre attività (passività) d'esercizio		356	287	69
(11.122)	2.288			(8.834)	(11.634)	2.800
(1.059)	(5)	Fondi per benefici ai dipendenti		(1.064)	(1.022)	(42)
176	1.757	Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili		1.933	236	1.697
59.510	858	CAPITALE INVESTITO NETTO		60.368	58.995	1.373
48.181	2.237	Patrimonio netto degli azionisti Eni		50.418	48.030	2.388
51	2	Interessenze di terzi		53	49	4
48.232	2.239	Patrimonio netto		50.471	48.079	2.392
11.278	(1.381)	Indebitamento finanziario netto		9.897	10.916	(1.019)
59.510	858	COPERTURE		60.368	58.995	1.373
0,23	(0,03)	Leverage		0,20	0,23	(0,03)
0,19	(0,03)	Gearing		0,16	0,18	(0,02)

- Al 30 giugno 2018, il **capitale immobilizzato** diminuisce di €3.082 milioni a €68.333 milioni per effetto principalmente della riclassifica ad attività destinate alla vendita degli asset della controllata Eni Norge a seguito dell'accordo di fusione firmato a luglio con gli azionisti di Point Resources. L'incremento derivante dagli investimenti di periodo (€4.502 milioni) e dall'effetto cambio positivo di €1.351 milioni è stato parzialmente compensato da ammortamenti e svalutazioni (€3.708 milioni). In aumento la voce "Partecipazioni" (+€1.104 milioni) per effetto del diverso criterio di valutazione delle partecipazioni minoritarie previsto dallo IFRS 9 e della rivalutazione della partecipazione nella società Angola LNG.

- Il **capitale di esercizio netto** (-€8.834 milioni) aumenta di €2.800 milioni per effetto della riduzione del fondo rischi ed oneri dovuto alla riclassifica del fondo abbandono di Eni Norge alle attività destinate alla vendita, nonché della variazione della stima del fondo abbandono e ripristino siti per effetto dell'incremento della curva dei tassi di attualizzazione.
- Il **patrimonio netto** (€50.471 milioni) aumenta di €2.392 milioni per effetto dell'utile netto del periodo e delle differenze cambio positive dalla conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro (€1.194 milioni) che riflette l'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro (+3% per i cambi di fine periodo 1,165 al 30 giugno 2018 vs. 1,2 al 31 dicembre 2017) parzialmente assorbiti dal pagamento del saldo dividendo 2017 (€1.443 milioni).
- L'**indebitamento finanziario netto**⁴ al 30 giugno 2018 è pari a €9.897 milioni in riduzione rispetto al 2017 (-€1.019 milioni).
- Il **leverage**⁵ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,20 al 30 giugno 2018, in riduzione rispetto allo 0,23 del 31 dicembre 2017.

⁴ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 26.

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

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

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

Alla data del 30 giugno 2018 le prescrizioni regolamentari dell'art. 15 del Regolamento Mercati si applicano alle società controllate: Eni Congo SA, Eni Norge AS, Eni Petroleum Co Inc, Nigerian Agip Oil Co Ltd, Nigerian Agip Exploration Ltd, Eni Finance USA Inc, Eni Trading & Shipping Inc, Eni Canada Holding Ltd, Eni Turkmenistan Ltd ed Eni Ghana Exploration and Production Ltd. Sono state adottate le procedure adeguate che assicurano la completa compliance alla predetta normativa.

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al secondo trimestre e primo semestre 2018 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 2018, al secondo trimestre e al primo semestre 2017. I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 giugno 2018 e al 31 dicembre 2017. 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 2018 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione finanziaria annuale 2017 alla quale si rinvia, ad eccezione dell'adozione dei principi IFRS 9 e 15.

Adozione IFRS 9 e IFRS 15

Con efficacia 1 gennaio 2018, sono entrati in vigore i nuovi principi contabili IFRS 15 "Ricavi provenienti da contratti con i clienti" e IFRS 9 "Strumenti finanziari". Per entrambi i principi Eni si è avvalsa della facoltà di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel patrimonio netto al 1° gennaio 2018, avendo riguardo alle fattispecie esistenti a tale data, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto. Maggiori informazioni sono fornite nella nota n.7 "Principi contabili di recente emanazione" al bilancio consolidato 2017. Di seguito si riporta la sintesi degli effetti dell'adozione dei nuovi principi sui saldi di apertura all'1/1/2018. Non ci sono effetti sulla posizione finanziaria netta.

(€ milioni)	Publicato 1° gennaio 2018	Effetti adozione		Riclassifiche	Riesposto 1° gennaio 2018
		IFRS 9	IFRS 15		
Attività correnti	36.433	(427)	(372)		35.634
di cui: <i>Crediti commerciali e altri crediti</i>	15.737	(427)	(372)	(466)	14.472
<i>Altre attività correnti</i>	1.573			466	2.039
Attività non correnti	78.172	721	247		79.140
di cui: <i>Attività immateriali</i>	2.925		87		3.012
<i>Altre partecipazioni</i>	219	681			900
<i>Attività per imposte anticipate</i>	4.078	71	166		4.315
Attività destinate alla vendita	323				323
TOTALE ATTIVITA'	114.928	294	(125)		115.097
Passività correnti	24.735		(113)		24.622
di cui: <i>Debiti commerciali e altri debiti</i>	16.748		(113)	(1.330)	15.305
<i>Altre passività correnti</i>	1.515			1.330	2.845
Passività non correnti	42.027		37		42.064
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	87				87
TOTALE PASSIVITA'	66.849		(76)		66.773
PATRIMONIO NETTO	48.079	294	(49)		48.324
TOTALE PASSIVITA' E PATRIMONIO NETTO	114.928	294	(125)		115.097

* * *

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 2018 (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. Il profit (loss) on stock non è rilevato nei settori che utilizzano il magazzino come leva gestionale per ottimizzare i margini.

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; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre, sono classificati tra gli special item gli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

Leverage

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

Gearing

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

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.

Riconciliazione risultati Non-GAAP vs. risultati GAAP

(€ milioni)

Il trimestre 2018

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	2.602	157	258	(193)	(185)	2.639
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(260)		1	(259)
Esclusione special item:						
oneri ambientali	45		46	10		101
svalutazioni (riprese di valore) nette	58	(7)	20	2		73
plusvalenze nette su cessione di asset	(418)		(6)			(424)
accantonamenti a fondo rischi	274			4		278
oneri per incentivazione all'esodo	1	1		(3)		(1)
derivati su commodity		(103)	(7)			(110)
differenze e derivati su cambi	1	56	(1)			56
altro	179	4	17	11		211
Special item dell'utile (perdita) operativo	140	(49)	69	24		184
Utile (perdita) operativo adjusted	2.742	108	67	(169)	(184)	2.564
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(263)	(9)	(1)	(171)		(444)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	109		(21)	(1)		87
Imposte sul reddito ^(a)	(1.504)	(42)	(26)	78	59	(1.435)
Tax rate (%)	58,1	42,4	57,8			65,0
Utile (perdita) netto adjusted	1.084	57	19	(263)	(125)	772
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						5
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						767
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						1.252
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(184)
Esclusione special item						(301)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						767

^(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Il 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)

I semestre 2018

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	4.568	555	396	(350)	(131)	5.038
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(359)		5	(354)
Esclusione special item:						
oneri ambientali	63		79	10		152
svalutazioni (riprese di valore) nette	58	6	35	3		102
plusvalenze nette su cessione di asset	(418)		(7)			(425)
accantonamenti a fondo rischi	339			6		345
oneri per incentivazione all'esodo	3	4	1	(3)		5
derivati su commodity		(170)	(7)			(177)
differenze e derivati su cambi	2	37	1			40
altro	212	(2)	5	3		218
Special item dell'utile (perdita) operativo	259	(125)	107	19		260
Utile (perdita) operativo adjusted	4.827	430	144	(331)	(126)	4.944
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(319)	(6)	11	(334)		(648)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	144	11	2	2		159
Imposte sul reddito ^(a)	(2.644)	(163)	(71)	134	41	(2.703)
Tax rate (%)	56,8	37,5	45,2			60,7
Utile (perdita) netto adjusted	2.008	272	86	(529)	(85)	1.752
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						7
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						1.745
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						2.198
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(251)
Esclusione special item						(202)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						1.745

^(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 trimestre 2018

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	1.966	398	138	(157)	54	2.399
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(99)		4	(95)
Esclusione special item:						
oneri ambientali	18		33			51
svalutazioni (riprese di valore) nette		13	15	1		29
plusvalenze nette su cessione di asset			(1)			(1)
accantonamenti a fondo rischi	65			2		67
oneri per incentivazione all'esodo	2	3	1			6
derivati su commodity		(67)				(67)
differenze e derivati su cambi	1	(19)	2			(16)
altro	33	(6)	(12)	(8)		7
Special item dell'utile (perdita) operativo	119	(76)	38	(5)		76
Utile (perdita) operativo adjusted	2.085	322	77	(162)	58	2.380
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(56)	3	12	(163)		(204)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	35	11	23	3		72
Imposte sul reddito ^(a)	(1.140)	(121)	(45)	56	(18)	(1.268)
Tax rate (%)	55,2	36,0	40,2			56,4
Utile (perdita) netto adjusted	924	215	67	(266)	40	980
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						2
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						978
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						946
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(67)
Esclusione special item						99
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						978

^(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item

I Trim. 2018	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2018	2017	2018	2017
51	Oneri ambientali	101	35	152	42
29	Svalutazioni (riprese di valore) nette	73	41	102	61
(1)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(424)	(1)	(425)	(344)
67	Accantonamenti a fondo rischi	278	53	345	137
6	Oneri per incentivazione all'esodo	(1)	39	5	45
(67)	Derivati su commodity	(110)	58	(177)	235
(16)	Differenze e derivati su cambi	56	(107)	40	(113)
7	Altro	211	86	218	123
76	Special item dell'utile (perdita) operativo	184	204	260	186
20	Oneri (proventi) finanziari	(47)	125	(27)	131
	<i>di cui:</i>				
16	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	(56)	107	(40)	113
4	Oneri (proventi) su partecipazioni	(319)	68	(315)	66
	<i>di cui:</i>				
	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni	(423)	68	(423)	68
(1)	Imposte sul reddito	(119)	(132)	(120)	(153)
	<i>di cui:</i>				
	- svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane	(73)		(73)	
(1)	- fiscalità su special item dell'utile operativo e altro	(46)	(132)	(47)	(153)
99	Totale special item dell'utile (perdita) netto	(301)	265	(202)	230

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2018	(€ milioni)	2018	2017	var %	2018	2017	var %
5.473	Exploration & Production	6.351	4.376	45,1	11.824	9.326	26,8
13.742	Gas & Power	13.035	11.710	11,3	26.777	25.652	4,4
5.566	Refining & Marketing e Chimica	6.425	5.344	20,2	11.991	10.859	10,4
4.433	- Refining & Marketing	5.228	4.167	25,5	9.661	8.461	14,2
1.272	- Chimica	1.343	1.255	7,0	2.615	2.601	0,5
(139)	- Elisioni	(146)	(78)		(285)	(203)	
361	Corporate e altre attività	383	339	13,0	744	687	8,3
(7.210)	Elisioni di consolidamento	(8.055)	(6.126)		(15.265)	(12.834)	
17.932		18.139	15.643	16,0	36.071	33.690	7,1

Costi operativi

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2018	(€ milioni)	2018	2017	var %	2018	2017	var %
12.832	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	13.616	12.359	10,2	26.448	25.882	2,2
114	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	118	88	34,1	232	184	26,1
844	Costo lavoro	707	778	(9,1)	1.551	1.562	(0,7)
6	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	(1)	39		5	45	
13.790		14.441	13.225	9,2	28.231	27.628	2,2

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2018	(€ milioni)	2018	2017	var %	2018	2017	var %
1.640	Exploration & Production	1.558	1.758	(11,4)	3.198	3.404	(6,1)
91	Gas & Power	106	88	20,5	197	177	11,3
97	Refining & Marketing e Chimica	100	90	11,1	197	179	10,1
76	- Refining & Marketing	76	77	(1,3)	152	152	
21	- Chimica	24	13	84,6	45	27	66,7
14	Corporate e altre attività	15	15		29	31	(6,5)
(7)	Effetto eliminazione utili interni	(8)	(7)		(15)	(14)	
1.835	Ammortamenti	1.771	1.944	(8,9)	3.606	3.777	(4,5)
29	Svalutazioni (riprese di valore) nette	73	41	78,0	102	61	67,2
1.864	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	1.844	1.985	(7,1)	3.708	3.838	(3,4)
6	Radiazioni	15	49	(69,4)	21	193	(89,1)
1.870		1.859	2.034	(8,6)	3.729	4.031	(7,5)

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)

I semestre 2018	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	511	11	(21)	(100)	401
Dividendi	56		23		79
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni		(6)			(6)
	567	5	2	(100)	474

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. 2018	Var. ass.		30 Giu. 2018	31 Dic. 2017	Var. ass.
		(€ milioni)			
23.638	353	Debiti finanziari e obbligazionari	23.991	24.707	(716)
3.774	1.180	- Debiti finanziari a breve termine	4.954	4.528	426
19.864	(827)	- Debiti finanziari a lungo termine	19.037	20.179	(1.142)
(5.725)	(1.706)	Disponibilità liquide ed equivalenti	(7.431)	(7.363)	(68)
(6.402)	(83)	Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(6.485)	(6.219)	(266)
(233)	55	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(178)	(209)	31
11.278	(1.381)	Indebitamento finanziario netto	9.897	10.916	(1.019)
48.232	2.239	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	50.471	48.079	2.392
0,23	(0,03)	Leverage	0,20	0,23	(0,03)

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 2018

(€ milioni)		Ammontare al 30 giugno 2018 ^(a)
Società emittente		
Eni SpA		2.297
Eni Finance International SA		429
		2.726

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

Prestiti obbligazionari emessi nel primo semestre 2018 (garantiti da Eni SpA)

Società emittente	Ammontare nominale emesso (€ milioni)	Valuta	Ammontare al 30 giugno 2018 ^(a) (€ milioni)	Scadenza	Tasso	%
Eni Finance International SA	429	USD	426	2028	Variabile	
	429		426			

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

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

		(€ milioni)	
31 Mar. 2018		30 Giu. 2018	31 Dic. 2017
	ATTIVITÀ		
	Attività correnti		
5.725	Disponibilità liquide ed equivalenti	7.431	7.363
6.402	Attività finanziarie destinate al trading	6.485	6.012
	Attività finanziarie disponibili per la vendita		207
16.797	Crediti commerciali e altri crediti	15.670	15.737
4.326	Rimanenze	4.719	4.621
183	Attività per imposte sul reddito correnti	175	191
581	Attività per altre imposte correnti	443	729
1.854	Altre attività correnti	3.100	1.573
35.868		38.023	36.433
	Attività non correnti		
62.390	Immobili, impianti e macchinari	59.669	63.158
1.353	Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.342	1.283
2.958	Attività immateriali	2.992	2.925
3.478	Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	3.893	3.511
876	Altre partecipazioni	941	219
1.732	Altre attività finanziarie	1.613	1.675
3.966	Attività per imposte anticipate	4.057	4.078
1.400	Altre attività non correnti	862	1.323
78.153		75.369	78.172
303	Attività destinate alla vendita	4.931	323
114.324	TOTALE ATTIVITÀ	118.323	114.928
	PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
	Passività correnti		
2.312	Passività finanziarie a breve termine	2.236	2.242
1.462	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.718	2.286
15.234	Debiti commerciali e altri debiti	15.490	16.748
696	Passività per imposte sul reddito correnti	651	472
2.513	Passività per altre imposte correnti	2.236	1.472
2.545	Altre passività correnti	3.693	1.515
24.762		27.024	24.735
	Passività non correnti		
19.864	Passività finanziarie a lungo termine	19.037	20.179
13.096	Fondi per rischi e oneri	11.736	13.447
1.059	Fondi per benefici ai dipendenti	1.064	1.022
5.705	Passività per imposte differite	4.521	5.900
1.479	Altre passività non correnti	1.472	1.479
41.203		37.830	42.027
127	Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	2.998	87
66.092	TOTALE PASSIVITÀ	67.852	66.849
	PATRIMONIO NETTO		
51	Interessenze di terzi	53	49
	Patrimonio netto di Eni:		
4.005	Capitale sociale	4.005	4.005
139	Riserve di cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	394	183
43.672	Altre riserve	44.402	42.490
(581)	Azioni proprie	(581)	(581)
	Acconto sul dividendo		(1.441)
946	Utile (perdita) netto	2.198	3.374
48.181	Totale patrimonio netto di Eni	50.418	48.030
48.232	TOTALE PATRIMONIO NETTO	50.471	48.079
114.324	TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	118.323	114.928

CONTO ECONOMICO

I Trim. 2018	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2018	2017	2018	2017
	RICAVI				
17.932	Ricavi della gestione caratteristica	18.139	15.643	36.071	33.690
135	Altri ricavi e proventi	703	141	838	626
18.067	Totale ricavi	18.842	15.784	36.909	34.316
	COSTI OPERATIVI				
(12.832)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(13.616)	(12.359)	(26.448)	(25.882)
(114)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(118)	(88)	(232)	(184)
(844)	Costo lavoro	(707)	(778)	(1.551)	(1.562)
(8)	Altri proventi (oneri) operativi	97	38	89	17
(1.835)	Ammortamenti	(1.771)	(1.944)	(3.606)	(3.777)
(29)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali	(73)	(41)	(102)	(61)
(6)	Radiazioni	(15)	(49)	(21)	(193)
2.399	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	2.639	563	5.038	2.674
	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI				
804	Proventi finanziari	1.545	946	2.349	2.272
(1.088)	Oneri finanziari	(1.626)	(1.732)	(2.714)	(3.230)
(6)	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	23	(52)	17	(51)
66	Strumenti finanziari derivati	(339)	504	(273)	524
(224)		(397)	(334)	(621)	(485)
	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI				
45	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	356	56	401	85
23	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	50	47	73	62
68		406	103	474	147
2.243	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	2.648	332	4.891	2.336
(1.295)	Imposte sul reddito	(1.391)	(314)	(2.686)	(1.351)
948	Utile (perdita) netto	1.257	18	2.205	985
	Di cui:				
946	- azionisti Eni	1.252	18	2.198	983
2	- interessenze di terzi	5		7	2
	Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)				
0,26	- semplice	0,35	0,00	0,61	0,27
0,26	- diluito	0,35	0,00	0,61	0,27

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

	II Trim.		I Sem.	
	2018	2017	2018	2017
(€ milioni)				
Utile (perdita) netto del periodo	1.257	18	2.205	985
Componente riclassificabili a conto economico	2.425	(2.778)	1.385	(3.708)
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	2.201	(2.794)	1.194	(3.512)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	338	(21)	278	(325)
<i>Variazione fair value delle attività finanziarie, diverse dalle partecipazioni, con effetti a OCI</i>		2		2
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	(31)	33	(20)	51
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</i>	(83)	2	(67)	76
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	2.425	(2.778)	1.385	(3.708)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	3.682	(2.760)	3.590	(2.723)
di competenza:				
- azionisti Eni	3.677	(2.760)	3.583	(2.725)
- interessenze di terzi	5		7	2

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi 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
Patrimonio netto comprese le interessenze al 31 dicembre 2017	48.079
Impatto adesione IFRS 9 e 15	245
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2018	48.324
Totale utile (perdita) complessivo	3.590
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.440)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Totale variazioni	2.147
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2018	50.471
di competenza:	
- azionisti Eni	50.418
- interessenze di terzi	53

RENDICONTO FINANZIARIO

I Trim.		II Trim.		I Sem.	
2018	(€ milioni)	2018	2017	2018	2017
948	Utile (perdita) netto	1.257	18	2.205	985
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
1.835	Ammortamenti	1.771	1.944	3.606	3.777
29	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali	73	41	102	61
6	Radiazioni	15	49	21	193
(45)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(356)	(56)	(401)	(85)
(1)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(417)	7	(418)	(336)
(23)	Dividendi	(56)	(58)	(79)	(69)
(43)	Interessi attivi	(57)	(50)	(100)	(98)
139	Interessi passivi	137	171	276	339
1.295	Imposte sul reddito	1.391	314	2.686	1.351
130	Altre variazioni	169	455	299	546
	Variazioni del capitale di esercizio:				
188	- rimanenze	(369)	(137)	(181)	(356)
(1.916)	- crediti commerciali	1.009	2.533	(907)	1.032
95	- debiti commerciali	(350)	(1.580)	(255)	(1.323)
104	- fondi per rischi e oneri	(442)	86	(338)	133
455	- altre attività e passività	550	(228)	1.005	264
(1.074)	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	<i>398</i>	<i>674</i>	<i>(676)</i>	<i>(250)</i>
35	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	1	33	36	30
5	Dividendi incassati	95	98	100	102
21	Interessi incassati	4	15	25	23
(186)	Interessi pagati	(142)	(127)	(328)	(311)
(884)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.250)	(822)	(2.134)	(1.620)
2.187	Flusso di cassa netto da attività operativa	3.033	2.706	5.220	4.638
	Investimenti:				
(2.507)	- attività materiali	(1.879)	(2.069)	(4.386)	(4.796)
(34)	- attività immateriali	(82)	(23)	(116)	(127)
(15)	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite			(15)	
(22)	- partecipazioni	(73)	(14)	(95)	(50)
(241)	- titoli	(78)	(9)	(319)	(74)
(193)	- crediti finanziari	(118)	(64)	(311)	(384)
(8)	- variazione debiti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	307	48	299	543
(3.020)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(1.923)</i>	<i>(2.131)</i>	<i>(4.943)</i>	<i>(4.888)</i>
	Disinvestimenti:				
6	- attività materiali	1.011	6	1.017	563
	- attività immateriali	5		5	
32	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	146		178	
29	- partecipazioni	32	61	61	61
5	- titoli	23	25	28	25
80	- crediti finanziari	402	116	482	331
(48)	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	482	(6)	434	(306)
104	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>2.101</i>	<i>202</i>	<i>2.205</i>	<i>674</i>
(2.916)	Flusso di cassa netto da attività di investimento^(*)	178	(1.929)	(2.738)	(4.214)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

I Trim.		II Trim.		I Sem.	
2018	(€ milioni)	2018	2017	2018	2017
511	Assunzione di debiti finanziari non correnti	407	2	918	755
(1.568)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(81)	(202)	(1.649)	(269)
168	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(411)	372	(243)	(164)
(889)		(85)	172	(974)	322
(1)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(1.439)	(1.440)	(1.440)	(1.440)
	Dividendi pagati ad altri azionisti	(3)	(3)	(3)	(3)
(890)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.527)	(1.271)	(2.417)	(1.121)
	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		2		7
(19)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	31	(34)	12	(45)
(1.638)	Flusso di cassa netto del periodo	1.715	(526)	77	(735)
7.363	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	5.725	5.465	7.363	5.674
5.725	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	7.440	4.939	7.440	4.939

(*) 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.		II Trim.		I Sem.	
2018	(€ milioni)	2018	2017	2018	2017
(265)	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	206	56	(59)	(104)

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

I Trim.		II Trim.		I Sem.	
2018	(€ milioni)	2018	2017	2018	2017
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti					
2	Attività correnti			2	
23	Attività non correnti	1		24	
(1)	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)			(1)	
(8)	Passività correnti e non correnti	7		(1)	
16	Effetto netto degli investimenti	8		24	
	Bargain Purchase	(8)		(8)	
16	Totale prezzo di acquisto			16	
	a dedurre:				
(1)	Disponibilità liquide ed equivalenti			(1)	
15	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite			15	
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti					
39	Attività correnti	13		52	
9	Attività non correnti	189		198	
	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	18		18	
(16)	Passività correnti e non correnti	(55)		(71)	
32	Effetto netto dei disinvestimenti	165		197	
	Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti	(6)		(6)	
32	Totale prezzo di vendita	159		191	
	a dedurre:				
	Disponibilità liquide ed equivalenti	(13)		(13)	
32	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	146		178	

Investimenti tecnici

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2018	(€ milioni)	2018	2017	var %	2018	2017	var %
2.432	Exploration & Production	1.757	1.983	(11,4)	4.189	4.754	(11,9)
712	- acquisto di riserve proved e unproved	11		..	723		..
64	- costi geologici e geofisici	64	74	(13,5)	128	139	(7,9)
65	- ricerca esplorativa	96	85	12,9	161	284	(43,3)
1.586	- sviluppo	1.572	1.814	(13,3)	3.158	4.309	(26,7)
5	- altro	14	10	40,0	19	22	(13,6)
42	Gas & Power	55	30	..	97	49	..
125	Refining & Marketing e Chimica	199	151	31,8	324	251	29,1
100	- Refining & Marketing	157	111	41,4	257	179	43,6
25	- Chimica	42	40	5,0	67	72	(6,9)
11	Corporate e altre attività	17	9	88,9	28	16	75,0
(5)	Elisioni di consolidamento	(3)	(7)		(8)	(8)	
2.605	Investimenti tecnici	2.025	2.166	(6,5)	4.630	5.062	(8,5)
64	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività operativa	64	74	(13,5)	128	139	(7,9)
2.541	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività di investimento	1.961	2.092	(6,3)	4.502	4.923	(8,6)

Nel primo semestre 2018 gli investimenti tecnici di €4.502 milioni (€4.923 milioni nel primo semestre 2017) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€3.158 milioni) in particolare in Egitto, Ghana, Norvegia, Libia, Congo, Italia e Angola. L'acquisto di riserve proved e unproved di €723 milioni riguarda il bonus d'ingresso nei due Concession Agreement in produzione negli Emirati Arabi Uniti;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€223 milioni) finalizzati essenzialmente alla ricorversione in green della Raffineria di Gela, al ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, 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 (€34 milioni);
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€82 milioni).

Gli esborsi rilevati nel flusso di cassa netto dell'attività operativa di €128 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. 2018			II Trim.		I Sem.	
			2018	2017	2018	2017
1.867	Produzione di idrocarburi ^{(a) (b)}	(mgli di boe/giorno)	1.863	1.771	1.865	1.783
144	Italia		142	100	143	127
218	Resto d'Europa		186	218	201	210
442	Africa Settentrionale		417	453	430	467
259	Egitto		290	226	275	225
348	Africa Sub-Sahariana		354	345	351	324
139	Kazakhstan		135	136	137	139
151	Resto dell'Asia		176	108	164	101
142	America		144	164	143	168
24	Australia e Oceania		19	21	21	22
156,9	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	158,6	149,4	315,5	298,7

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2018			II Trim.		I Sem.	
			2018	2017	2018	2017
885	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(mgli di barili/giorno)	881	827	883	830
64	Italia		63	27	64	46
132	Resto d'Europa		108	123	120	116
151	Africa Settentrionale		150	145	150	148
77	Egitto		81	69	79	71
251	Africa Sub-Sahariana		247	239	249	227
88	Kazakhstan		89	86	88	86
52	Resto dell'Asia		80	62	66	57
68	America		62	74	65	76
2	Australia e Oceania		1	2	2	3

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2018			II Trim.		I Sem.	
			2018	2017	2018	2017
152	Produzione di gas naturale ^{(a) (b)}	(mln di metri cubi/giorno)	152	146	152	147
12	Italia		12	11	12	12
13	Resto d'Europa		12	15	13	15
45	Africa Settentrionale		41	48	43	49
28	Egitto		32	24	30	24
15	Africa Sub-Sahariana		17	16	16	15
8	Kazakhstan		7	8	8	8
16	Resto dell'Asia		15	7	15	7
12	America		13	14	12	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 (16,8 e 14,9 milioni di metri cubi/giorno nel secondo trimestre 2018 e 2017, rispettivamente, 16 e 14,2 milioni di metri cubi/giorno nel primo semestre 2018 e 2017, rispettivamente e 15,3 milioni di metri cubi/giorno nel primo trimestre 2018).

Gas & Power

Vendite di gas naturale

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2018	(mld di metri cubi)	2018	2017	var %	2018	2017	var %
11,19	ITALIA	9,77	9,50	2,8	20,96	19,88	5,4
2,68	- Grossisti	2,57	2,12	21,2	5,25	5,08	3,3
2,97	- PSV e borsa	3,52	3,98	(11,6)	6,49	5,75	12,9
1,21	- Industriali	1,21	1,15	5,2	2,42	2,29	5,7
0,31	- PMI e terziario	0,16	0,16	(0,0)	0,47	0,52	(9,6)
0,32	- Termoelettrici	0,42	0,31	35,5	0,74	0,53	39,6
2,11	- Residenziali	0,55	0,38	44,7	2,66	2,72	(2,2)
1,59	- Autoconsumi	1,34	1,40	(4,3)	2,93	2,99	(2,0)
11,25	VENDITE INTERNAZIONALI	8,31	9,13	(9,0)	19,56	22,03	(11,2)
9,28	Resto d'Europa	6,14	8,23	(25,4)	15,42	19,76	(22,0)
0,89	- Importatori in Italia	0,49	0,89	(44,9)	1,38	1,93	(28,5)
8,39	- Mercati europei	5,65	7,34	(23,0)	14,04	17,83	(21,3)
1,27	<i>Penisola Iberica</i>	1,06	1,26	(15,9)	2,33	2,51	(7,2)
0,87	<i>Germania/Austria</i>	0,26	1,52	(82,9)	1,13	3,51	(67,8)
1,28	<i>Benelux</i>	1,63	1,18	38,1	2,91	2,75	5,8
0,78	<i>Regno Unito</i>	0,45	0,57	(21,1)	1,23	1,25	(1,6)
2,00	<i>Turchia</i>	1,44	1,63	(11,7)	3,44	3,81	(9,7)
1,96	<i>Francia</i>	0,76	1,05	(27,6)	2,72	3,57	(23,8)
0,23	<i>Altro</i>	0,05	0,13	(61,5)	0,28	0,43	(34,9)
1,97	Resto del Mondo	2,17	0,90	141,1	4,14	2,27	82,4
22,44	TOTALE VENDITE GAS MONDO	18,08	18,63	(3,0)	40,52	41,91	(3,3)
2,70	<i>di cui: vendite di GNL</i>	2,70	1,50	80,0	5,40	3,50	54,3