



Roma
27 aprile 2018

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

Eni: risultati del primo trimestre 2018

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

IV Trim. 2017			I Trim.		
			2018	2017	var %
61,39	Brent dated	\$/barile	66,76	53,78	24
1,177	Cambio medio EUR/USD		1,229	1,065	15
52,14	Prezzo in euro del Brent dated	€/barile	54,32	50,50	8
1.892	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.867	1.795	4
2.003	Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)	€ milioni	2.380	1.834	30
1.867	di cui: E&P		2.085	1.415	47
215	G&P		322	338	(5)
113	R&M e Chimica		77	189	(59)
943	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		978	744	31
0,26	- per azione (€)		0,27	0,21	
2.047	Utile (perdita) netto ^(b)		946	965	(2)
0,57	- per azione (€)		0,26	0,27	
1.855	Flusso di cassa netto ante variazione circolante e al costo di rimpiazzo ^(c)		3.166	2.597	22
3.318	Flusso di cassa netto da attività operativa		2.187	1.932	13
1.891	Investimenti (tecnici e in partecipazioni) netti ^(d)		1.778	2.457	(28)
10.916	Indebitamento finanziario netto		11.278	14.931	(24)
0,23	Leverage		0,23	0,28	

(a) Per la definizione dei risultati adjusted vedi nota sulle Non-GAAP measure a pag. 16.

(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.

(d) Al netto dell'entry bonus relativo ai due Concession Agreements negli Emirati Arabi Uniti e della quota di investimenti 2018 relativi allo sviluppo del 10% di Zohr, oggetto di cessione, che saranno rimborsati dal buyer al closing della transazione.

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

“Nel primo trimestre i risultati economici e finanziari di Eni sono stati eccellenti, migliorando in misura più che proporzionale rispetto allo scenario petrolifero. Rispetto al primo trimestre 2017, con un incremento del prezzo Brent in euro dell’8%, l’utile operativo adjusted di gruppo è aumentato del 30%, mentre la generazione di cassa da risultato è cresciuta del 22%. Questi risultati sono stati ottenuti principalmente grazie alle maggiori produzioni di idrocarburi, che hanno spinto il risultato operativo E&P con un incremento del 47%. Nel primo trimestre sono inoltre proseguite le azioni di ottimizzazione del nostro portafoglio assets con l’ingresso negli Emirati Arabi Uniti, una delle aree più produttive al mondo, e la vendita di un ulteriore 10% del campo di Zohr in Egitto. Anche i business Mid-Downstream hanno ottenuto risultati importanti nel trimestre, nonostante uno scenario per loro meno favorevole rispetto al 2017, beneficiando delle azioni di rafforzamento e sviluppo messe in campo negli ultimi 3 anni. In particolare il GNL ha conseguito risultati di rilievo, frutto dell’accreciuta integrazione con le altre attività di Gruppo. Sulla base di questi risultati e della strategia annunciata con il Piano 2018-2021, confermo per il 2018 l’obiettivo di una cash neutrality a un prezzo del Brent pari a 55\$ al barile.”

Highlights

Exploration & Production

- **Produzione di idrocarburi in forte crescita:**
+4% (vs. I trimestre 2017) a 1,87 milioni di boe/giorno, in linea con la guidance comunicata al mercato per l'anno 2018. Al netto dell'effetto prezzo nei PSA la crescita si attesta al 4,4%;
contributo da start-up e ramp-up pari a 238 mila boe/giorno.
- Acquisite quote di partecipazione nelle concessioni di **Lower Zakum (5%)** e **Umm Shaif/Nasr (10%)** in produzione nell'offshore di Abu Dhabi, realizzando l'ingresso in un paese con grande potenziale minerario.
- **Dual exploration model:** definita la cessione a Mubadala Petroleum, società degli Emirati Arabi, del **10% della concessione di Shorouk** nell'offshore dell'Egitto, nella quale si trova il giacimento super-giant a gas di Zohr.
- **Avviato il progetto a olio Ochigufu**, nel Blocco 15/06 nell'offshore dell'Angola, in soli 18 mesi dalla presentazione del piano di sviluppo. Il campo, a regime, aggiungerà 25.000 barili agli attuali livelli di produzione del blocco.
- **Indonesia:** approvato dalle autorità il **piano di sviluppo del giacimento a gas Merakes** nell'offshore, che potrà beneficiare delle sinergie con il vicino campo in produzione di Jangkrik.
- **Scoperta a gas nell'offshore di Cipro nel Blocco 6** (Eni 50%, operatore); confermata l'estensione del tema di ricerca di Zohr.
- **Assegnati due contratti di Esplorazione e Produzione** per i Blocchi 4 e 9 (quota Eni 40%), **nell'offshore del Libano.**
- **Assegnato con il ruolo di operatore il Blocco 28** (Eni 75%) e **il Blocco 24** (Eni 65%) nel bacino della Cuenca Salina, **nell'offshore del Messico.**
- **Algeria:** rafforzata la partnership strategica con Sonatrach con l'obiettivo di esplorare e sviluppare nuove riserve gas.
- **Utile operativo adjusted Exploration & Production:** €2,1 miliardi, +47% rispetto al primo trimestre 2017. Nello stesso periodo prezzo del Brent in euro +8%.

Gas & Power

- **Vendite di GNL:** in crescita del 35% a 2,70 miliardi di metri cubi per effetto anche della disponibilità di gas da produzione upstream in Indonesia grazie all'accresciuta integrazione tra business.
- **Business retail:** in crescita la base clienti al netto delle cessioni.
- **Risultato operativo adjusted G&P:** €0,3 miliardi, in linea con il primo trimestre 2017 che beneficiava di contributi one-off.

Refining & Marketing e Chimica

- **Valorizzazione tecnologia EST per la conversione del fondo del barile:** accordo di licensing con la società cinese Zhejiang Petrochemicals.
- **Accordo strategico** tra Versalis e Bridgestone per lo sviluppo di prodotti chimici da materie prime rinnovabili.

- **Utile operativo adjusted della Refining & Marketing:** €18 milioni, -73% rispetto al primo trimestre 2017 a causa dell'andamento sfavorevole dello scenario di raffinazione.
- **Utile operativo adjusted della Chimica:** €59 milioni, -52% rispetto al primo trimestre 2017 a causa della riduzione dei margini dei prodotti che nel periodo di confronto avevano beneficiato di trend particolarmente favorevoli.

Risultati Consolidati

- **Utile operativo adjusted:** €2,38 miliardi nel trimestre, +30% vs. primo trimestre 2017.
- **Utile netto adjusted:** €0,98 miliardi nel trimestre, +31% vs. primo trimestre 2017.
- **Utile netto:** €0,95 miliardi.
- **Forte generazione di cassa operativa:** €2,19 miliardi, +13% vs. primo trimestre 2017.
- **Generazione di cassa** prima della variazione del circolante ed escludendo l'utile/perdita di magazzino a €3,17 miliardi nel trimestre, +22%.
- **Investimenti netti:** €1,78 miliardi¹; copertura organica investimenti netti pari a circa il 123%.
- **Indebitamento finanziario netto:** €11,28 miliardi.
- **Leverage:** 0,23, invariato rispetto al 31 dicembre 2017.

Outlook 2018

Exploration & Production

Produzione di idrocarburi: confermata la revisione al rialzo della previsione di crescita dell'anno 2018 vs. 2017 a +4%, 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 a Kashagan, dagli start-up di nuovi progetti in particolare in Angola e Ghana, dalla stabilizzazione di Goliat (Norvegia) e dal contributo dell'iniziativa negli Emirati Arabi, in parte compensati prevalentemente dai declini delle produzioni mature.

Gas & Power

Consolidamento della redditività: confermata la previsione per il 2018 di utile operativo adjusted a €0,3 miliardi, grazie a nuove azioni sul portafoglio gas, la performance del power e sinergie da integrazione con l'upstream nel business GNL, nonché alla crescita del risultato del retail.

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 6 milioni di tonnellate.

Refining & Marketing e Chimica

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

¹ Vedi definizione nota (d) a pag.1.

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 aumento il tasso di utilizzo.

Vendite rete stabili sui livelli del 2017.

Versalis: spread dei principali prodotti vs. la carica attesi in normalizzazione rispetto ai picchi del 2017 registrati in particolare dal butadiene e benzene. 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.

Analisi per segmento di business

Exploration & Production

Produzione e prezzi

IV Trim.			I Trim.		
2017			2018	2017	var %
Produzioni					
861	Petrolio	mgl di barili/g	885	832	6,4
159	Gas naturale	mln di metri cubi/g	152	149	2,0
1.892	Idrocarburi	mgl di boe/g	1.867	1.795	4,0
Prezzi medi di realizzo					
57,64	Petrolio	\$/barile	61,17	48,65	25,7
137,20	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	159,13	127,33	25,0
39,12	Idrocarburi	\$/boe	42,34	33,42	26,7

- La **produzione di idrocarburi** del primo trimestre 2018 è stata di 1,867 milioni di boe/giorno con una crescita del 4% rispetto al primo trimestre 2017. La performance riflette il contributo dei ramp-up dei progetti del 2017 in particolare in Angola, Egitto, Ghana e Indonesia e degli start-up 2018 (per un contributo complessivo di 238 mila boe/giorno), 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 in Algeria, dal rallentamento dell'attività in Venezuela, nonché dal declino di giacimenti maturi. Escludendo l'effetto prezzo nei contratti PSA, la produzione è in crescita del 4,4%.
- La **produzione di petrolio** è stata di 885 mila barili/giorno, con una crescita di 53 mila barili/giorno, pari al 6,4%, rispetto al primo trimestre 2017 dovuta ai ramp-up del periodo parzialmente compensati dall'effetto prezzo e dalle fermate programmate.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 152 milioni di metri cubi/giorno con una crescita di 3 milioni di metri cubi/giorno, pari al 2% rispetto al primo trimestre del 2017 per effetto dei ramp-up produttivi parzialmente compensati dal declino di giacimenti maturi.

Risultati

IV Trim.		I Trim.		
2017	(€ milioni)	2018	2017	var %
4.131	Utile (perdita) operativo	1.966	1.628	20,8
(2.264)	Esclusione special items	119	(213)	
1.867	Utile (perdita) operativo adjusted	2.085	1.415	47,3
(39)	Proventi (oneri) finanziari netti	(56)	56	
117	Proventi (oneri) su partecipazioni	35	18	
(853)	Imposte sul reddito	(1.140)	(859)	
43,9	tax rate (%)	55,2	57,7	
1.092	Utile (perdita) netto adjusted	924	630	46,7
	I risultati includono:			
135	Costi di ricerca esplorativa:	75	208	(63,9)
73	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	64	65	
62	- radiazione di pozzi di insuccesso	11	143	
1.781	Investimenti tecnici	2.368	2.706	(12,5)

- Nel primo trimestre 2018 il settore Exploration & Production ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €2.085 milioni, con un incremento del 47% rispetto al primo trimestre 2017 che riflette il rafforzamento dello scenario petrolifero (+24% la quotazione Brent in dollari), il miglioramento dei differenziali dei greggi equity rispetto al marker di riferimento (+26% i prezzi di realizzo Eni in dollari) e la crescita produttiva, parzialmente compensati dall'effetto cambio sfavorevole (+15% il cambio EUR/USD).
- L'**utile netto adjusted** di €924 milioni registra un incremento di €294 milioni rispetto al primo trimestre 2017, pari a +47%, dovuto alla maggiore performance operativa e alla normalizzazione del tax rate che diminuisce di circa 2,5 punti percentuali per effetto dalla migliorata redditività che ha consentito una maggiore fiscalizzazione dei costi riconosciuti anche nei contratti di PSA, nonché ha ridotto l'incidenza dei costi non deducibili.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 10.

Gas & Power

Vendite

IV Trim.		I Trim.			
2017		2018	2017	var %	
241	PSV	€/mgl di metri cubi	239	219	9,4
202	TTF		227	195	16,4
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi			
9,62	Italia		11,19	10,38	7,8
10,26	Resto d'Europa		9,28	11,53	(19,5)
0,99	di cui: Importatori in Italia		0,89	1,04	(14,4)
9,27	Mercati europei		8,39	10,49	(20,0)
1,60	Resto del Mondo		1,97	1,37	43,8
21,48	Totale vendite gas mondo		22,44	23,28	(3,6)
2,4	di cui: vendite di GNL		2,70	2,00	35,0
8,66	Vendita di energia elettrica	terawattora	9,22	9,37	(1,6)

- Nel primo trimestre 2018 le **vendite di gas naturale** di 22,44 miliardi di metri cubi sono diminuite del 3,6% rispetto al primo trimestre 2017. Le vendite in Italia sono aumentate del 7,8% a 11,19 miliardi di metri cubi per effetto di maggiori volumi spot, in parte compensati dalle minori vendite al settore grossisti e residenziale. Le vendite nei mercati europei (8,39 miliardi di metri cubi) hanno registrato una riduzione del 20% principalmente per effetto della scadenza di alcuni contratti long-term e del calo in Benelux e Germania a seguito delle operazioni di razionalizzazione del portafoglio.
- Le **vendite di energia elettrica** pari a 9,22 TWh nel primo trimestre 2018 sono in calo rispetto al periodo di confronto (-1,6%) per effetto della cessione delle attività di commercializzazione in Belgio nel 2017.

Risultati

IV Trim.		I Trim.			
2017		2018	2017	var %	
	(€ milioni)				
206	Utile (perdita) operativo	398	214	86,0	
9	Esclusione special item e utile (perdita) da magazzino	(76)	124		
215	Utile (perdita) operativo adjusted	322	338	(4,7)	
1	Proventi (oneri) finanziari netti	3	6		
(4)	Proventi (oneri) su partecipazioni	11	(1)		
(98)	Imposte sul reddito	(121)	(133)		
46,2	tax rate (%)	36,0	38,8		
114	Utile (perdita) netto adjusted	215	210	2,4	
60	Investimenti tecnici	42	19	..	

- Nel primo trimestre 2018 il settore Gas & Power ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €322 milioni, sostanzialmente in linea rispetto al primo trimestre 2017 (-€16 milioni). Tale andamento riflette il maggiore contributo del business GNL dovuto ai maggiori margini e alle maggiori vendite grazie alle disponibilità delle produzioni di gas equity in Indonesia e i buoni risultati power. Tali effetti positivi sono stati compensati dai minori proventi one-off per gli effetti retroattivi delle rinegoziazioni del 2017 e dai minori volumi venduti di gas.
- Il settore ha chiuso il trimestre con l'**utile netto adjusted** di €215 milioni.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 10.

Refining & Marketing e Chimica

Produzioni e vendite

IV Trim.			I Trim.		
2017			2018	2017	var %
4,3	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	3,0	4,2	(29,3)
5,46	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	5,51	5,18	6,4
0,72	Lavorazioni in conto proprio resto d'Europa		0,68	0,64	6,3
6,18	Totale lavorazioni		6,19	5,82	6,4
0,07	Lavorazioni green		0,06	0,02	..
Marketing					
2,11	Vendite rete Europa	mln ton	1,99	2,00	(0,5)
1,49	Vendite rete Italia		1,40	1,42	(1,4)
0,62	Vendite rete resto d'Europa		0,59	0,58	1,7
25,1	Quota mercato rete Italia	%	25,1	24,7	
2,71	Vendite extrarete Europa	mln ton	2,37	2,36	0,4
1,94	Vendite extrarete Italia		1,68	1,68	
0,77	Vendite extrarete resto d'Europa		0,69	0,68	1,5
Chimica					
878	Vendite prodotti petrolchimici	mgl ton	981	992	(1,1)
70,8	Tasso utilizzo impianti	%	79,4	77,4	

- Nel primo trimestre 2018 il **marginatore Eni** (Standard Eni Refining Margin - SERM) si attesta a 3 \$/barile (-29,3% rispetto ai 4,2 \$/barile del primo trimestre 2017) a causa del restringimento degli spread dei prodotti rispetto alla carica petrolifera.
- Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono state di 6,2 milioni di tonnellate in aumento rispetto al primo trimestre 2017 (+6,4%) per effetto delle maggiori lavorazioni presso tutte le raffinerie, in particolare su Sannazzaro e Taranto per l'indisponibilità di alcuni impianti nel 2017 e per le minori fermate rispetto al 2017 registrate presso le altre raffinerie.
- I **volumi di lavorazione green** presso la green refinery di Venezia sono triplicate per effetto principalmente della fermata programmata occorsa nel primo trimestre 2017.
- Le **vendite rete in Italia** pari a 1,40 milioni di tonnellate sono in diminuzione dell'1,4%, in un contesto di consumi decrescenti, in particolare per le minori vendite nel segmento convenzionato e autostradale, solo in parte compensati da maggiori volumi commercializzati sulla rete di proprietà. La quota di mercato del trimestre si è attestata a 25,1% in aumento rispetto al primo trimestre 2017 (24,7%) per effetto delle efficaci politiche commerciali.
- Le **vendite extrarete in Italia** pari a 1,68 milioni di tonnellate sono in linea rispetto al primo trimestre 2017 su tutti i principali prodotti commercializzati, ad eccezione dei maggiori volumi venduti di jet fuel, compensati da minori volumi di gasoli.
- Le **vendite rete ed extrarete nel resto d'Europa** sono in aumento complessivamente dell'1,6% rispetto al primo trimestre 2017, per effetto dei maggiori volumi commercializzati in Spagna e Germania in parte compensati da minori vendite in Francia e Austria.
- Le **vendite di prodotti petrolchimici** di 981 mila tonnellate nel primo trimestre sono diminuite dell'1,1% principalmente per effetto della pressione competitiva nel polietilene e della riduzione della domanda di elastomeri, in parte compensate da maggiori vendite di intermedi.

Risultati

IV Trim.		I Trim.		
2017	(€ milioni)	2018	2017	var %
217	Utile (perdita) operativo	138	364	(62,1)
(174)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(99)	(199)	
70	Esclusione special item	38	24	
113	Utile (perdita) operativo adjusted	77	189	(59,3)
76	- Refining & Marketing	18	66	(72,7)
37	- Chimica	59	123	(52,0)
2	Proventi (oneri) finanziari netti	12		
3	Proventi (oneri) su partecipazioni	23	10	
(51)	Imposte sul reddito	(45)	(71)	
43,2	tax rate (%)	40,2	35,7	
67	Utile (perdita) netto adjusted	67	128	(47,7)
290	Investimenti tecnici	125	100	25,0

- Nel primo trimestre 2018 il settore Refining & Marketing e Chimica ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €77 milioni, in riduzione rispetto all'utile operativo adjusted di €189 milioni conseguito nel primo trimestre 2017.
- Il business **Refining & Marketing** ha registrato l'utile operativo adjusted di €18 milioni, con una riduzione del 73% rispetto al primo trimestre 2017 per effetto della flessione del margine di raffinazione (-29%) e dell'apprezzamento dell'euro rispetto al dollaro (+15%). Tali effetti sono stati parzialmente compensati dalla migliore performance degli impianti e da ottimizzazioni degli assetti e del supply. Nel trimestre i risultati del marketing hanno registrato un miglioramento rispetto al primo trimestre 2017 per effetto di efficaci politiche commerciali.
- La **Chimica** ha registrato l'utile operativo adjusted di €59 milioni con una riduzione del 52% rispetto al primo trimestre 2017, dovuta alla flessione dei margini del polietilene, condizionati dall'eccesso di offerta proveniente dai mercati medio orientali, e dalla circostanza che il primo trimestre 2017 era stato influenzato da 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** (€67 milioni) evidenzia una riduzione del 48% rispetto al trimestre di confronto, per effetto del peggioramento della performance operativa.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 10.

Risultati di gruppo

IV Trim.		I Trim.		
2017	(€ milioni)	2018	2017	var %
17.545	Ricavi della gestione caratteristica	17.932	18.047	(0,6)
4.340	Utile (perdita) operativo	2.399	2.111	13,6
(149)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(95)	(259)	
(2.188)	Esclusione special item ^(a)	76	(18)	
2.003	Utile (perdita) operativo adjusted	2.380	1.834	29,8
	Dettaglio per settore di attività			
1.867	<i>Exploration & Production</i>	2.085	1.415	47,3
215	<i>Gas & Power</i>	322	338	(4,7)
113	<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	77	189	(59,3)
(116)	<i>Corporate e altre attività</i>	(162)	(115)	(40,9)
(76)	<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(b)</i>	58	7	
2.047	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	946	965	(2,0)
(105)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(67)	(186)	
(999)	Esclusione special item ^(a)	99	(35)	
943	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	978	744	31,5

(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 primo trimestre 2018 l'**utile operativo adjusted** di €2.380 milioni è aumentato del 30% rispetto al primo trimestre 2017, trainato dalla solida performance della E&P che registra un incremento del 47% (+€0,67 miliardi) beneficiando del rafforzamento dello scenario petrolifero peraltro attenuato dal cambio (+8% l'incremento delle quotazioni in euro del marker Brent) e della crescita produttiva. Il settore G&P ha conseguito un utile operativo adjusted di €0,3 miliardi, in linea con il primo trimestre 2017 per effetto della positiva performance del business GNL che ha beneficiato di maggiori margini e volumi grazie all'integrazione con l'upstream, nonché di ulteriori azioni sui contratti long-term in grado di assorbire l'effetto legato ai proventi una tantum registrati nel 2017. Il settore R&M e Chimica ha registrato una flessione del 59% dell'utile operativo a causa dello scenario particolarmente sfavorevole, i cui effetti sono stati parzialmente assorbiti da iniziative di ottimizzazione e di efficienza e dalla migliorata performance impiantistica.
- Il **risultato netto adjusted** di €0,98 miliardi è aumentato del 31% rispetto al primo trimestre 2017 per effetto dell'incremento dell'utile operativo, mentre il tax rate consolidato è sostanzialmente invariato al 56%.

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €76 milioni con il seguente break-down per settore:

- **E&P**: oneri netti di €119 milioni rappresentati principalmente da: accantonamenti a fondo rischi (€65 milioni) e oneri ambientali (€18 milioni), svalutazioni di crediti commerciali (€14 milioni), nonché oneri per incentivazione all'esodo (€2 milioni).
- **G&P**: proventi netti di €76 milioni rappresentati da: la componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (un provento di €67 milioni), la svalutazione per allineamento

al fair value delle attività di distribuzione gas in Ungheria per le quali è stata definita la dismissione nel 2018 (€13 milioni), nonché oneri per incentivazione all'esodo (€3 milioni). Inoltre gli special item includono la riclassifica del saldo negativo di €19 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 €38 milioni 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 (€15 milioni); oneri ambientali (€33 milioni), nonché il rimborso assicurativo a risarcimento di un sinistro registrato nel 2017 (€20 milioni).

Risultati reported

Nel primo trimestre 2018 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** è stato di €946 milioni rispetto all'utile netto di €965 milioni del primo trimestre 2017 al quale ha contribuito per circa un terzo la plusvalenza sulla cessione del 10% del giacimento a gas Zohr (€339 milioni). Al netto di tale transazione, i risultati di Gruppo evidenziano un miglioramento dovuto alla E&P che ha beneficiato del rafforzamento del prezzo del petrolio (+24% l'incremento medio del riferimento Brent rispetto al primo trimestre 2017), trainato dalla ripresa economica globale, e della crescita delle produzioni di idrocarburi, attenuati dall'apprezzamento dell'euro sul dollaro (+15% in media) che influisce negativamente sulla conversione in euro dei risultati operativi e dei cash flow delle consociate estere della E&P che utilizzano il dollaro USA come valuta funzionale. Il settore G&P ha riportato risultati robusti che confermano la sostenibilità economica e finanziaria del business, trainato in particolare dall'eccellente performance del GNL anche grazie alle sinergie con l'upstream. Il settore R&M e Chimica è stato penalizzato dall'andamento particolarmente sfavorevole dello scenario con il margine di raffinazione in calo del 29% rispetto al primo trimestre 2017 e riduzioni anche marcate degli spread dei principali prodotti chimici rispetto alla carica (in calo del 60% per il butadiene per il venir meno dei fattori contingenti del 2017 e del 47% per il polietilene a causa della maggiore pressione competitiva).

Il miglioramento della performance operativa (+€288 milioni) è stato in parte compensato dalle maggiori imposte sul reddito (+€258 milioni). Il tax rate di gruppo reported si attesta a 57,7% evidenziando un incremento di 6 punti percentuali rispetto al primo trimestre 2017 che beneficiava della non tassabilità della citata plusvalenza sull'operazione Zohr.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

IV Trim.		I Trim.		
2017	(€ milioni)	2018	2017	var. ass.
2.047	Utile (perdita) netto	948	967	(19)
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>			
2.207	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	1.990	2.056	(66)
(2.951)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(1)	(343)	342
1.449	- dividendi, interessi e imposte	1.368	1.146	222
1.314	Variazione del capitale di esercizio	(1.074)	(924)	(150)
(748)	Dividendi incassati, imposte pagate, interessi (pagati) incassati	(1.044)	(970)	(74)
3.318	Flusso di cassa netto da attività operativa	2.187	1.932	255
(2.188)	Investimenti tecnici	(2.541)	(2.831)	290
(7)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(37)	(36)	(1)
4.463	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	67	557	(490)
(1.740)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(140)	185	(325)
3.846	Free cash flow	(464)	(193)	(271)
455	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(265)	(160)	(105)
(2.788)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(889)	150	(1.039)
	Flusso di cassa del capitale proprio	(1)		(1)
(13)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(19)	(6)	(13)
1.500	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(1.638)	(209)	(1.429)

IV Trim.		I Trim.		
2017	(€ milioni)	2018	2017	var. ass.
3.846	Free cash flow	(464)	(193)	(271)
	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(2)		(2)
264	Debiti e crediti finanziari società disinvestite			
(61)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	105	38	67
	Flusso di cassa del capitale proprio	(1)		(1)
4.049	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(362)	(155)	(207)

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo trimestre è stato di €2,19 miliardi. Sul flusso di cassa del trimestre ha inoltre inciso il minore volume di crediti commerciali ceduti a società di factoring con scadenza successiva al reporting period rispetto al quarto trimestre 2017 (circa €0,47 miliardi).

Il flusso di cassa operativo prima della variazione del capitale circolante e della riconduzione del magazzino al valore di ricostituzione si ridetermina in €3,17 miliardi, con un incremento del 22% rispetto al primo trimestre 2017.

I fabbisogni per gli investimenti del periodo sono stati di €2,58 miliardi, che si rideterminano in €1,78 miliardi al netto del bonus d'ingresso nei due Concession Agreements in produzione negli Emirati Arabi Uniti (€712 milioni) e della quota di investimenti 2018 relativi al 10% del giacimento Zohr oggetto di cessione con efficacia economica retroattiva a inizio esercizio, che saranno rimborsati a Eni da parte del buyer al closing della transazione. Il grado di copertura organica degli investimenti del primo trimestre 2018 è stato del 123%.

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	31 Mar. 2018	31 Dic. 2017	Var. ass.
Capitale immobilizzato	71.515	71.415	100
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	4.326	4.621	(295)
Crediti commerciali	11.729	10.182	1.547
Debiti commerciali	(10.956)	(10.890)	(66)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(3.774)	(2.387)	(1.387)
Fondi per rischi e oneri	(13.096)	(13.447)	351
Altre attività (passività) d'esercizio	649	287	362
	(11.122)	(11.634)	512
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.059)	(1.022)	(37)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	176	236	(60)
CAPITALE INVESTITO NETTO	59.510	58.995	515
Patrimonio netto degli azionisti Eni	48.181	48.030	151
Interessenze di terzi	51	49	2
Patrimonio netto	48.232	48.079	153
Indebitamento finanziario netto	11.278	10.916	362
COPERTURE	59.510	58.995	515
Leverage	0,23	0,23	
Gearing	0,19	0,18	0,01

- Al 31 marzo 2018, il **capitale immobilizzato** aumenta di €100 milioni a €71.515 milioni per effetto degli investimenti di periodo (€2.541 milioni) parzialmente compensati da ammortamenti e svalutazioni (€1.864 milioni) e dall'effetto cambio negativo di €1.280 milioni. In aumento la voce "Partecipazioni" (+€624 milioni) per effetto del diverso criterio di valutazione delle partecipazioni minoritarie previsto dallo IFRS 9.
- Il **capitale di esercizio netto** (-€11.122 milioni) aumenta di €512 milioni per effetto dell'incremento dei crediti commerciali (€1.547 milioni) principalmente nel settore G&P dovuto ai fattori di stagionalità e al minore volume di crediti ceduti in factoring con scadenza successiva alla data di chiusura.
- Il **patrimonio netto** (€48.232 milioni) aumenta di €153 milioni poiché l'utile netto del periodo è stato assorbito dalle differenze cambio negative dalla conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro (€1.007 milioni) che riflette il deprezzamento del dollaro rispetto all'euro (-3% per i cambi di fine periodo).
- L'**indebitamento finanziario netto**² al 31 marzo 2018 è pari a €11.278 milioni in leggero aumento rispetto al 2017 (+€362 milioni).
- Il **leverage**³ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,23 al 31 marzo 2018, in linea rispetto al 31 dicembre 2017.

² Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 22.

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. 16 e seguenti del presente comunicato stampa.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

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

Alla data del 31 marzo 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 primo trimestre 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 trimestre 2018 e ai relativi comparative period (primo e quarto trimestre 2017). I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 marzo 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 primo 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: Crediti commerciali e altri crediti	15.737	(427)	(372)	(466)	14.472
Altre attività correnti	1.573			466	2.039
Attività non correnti	78.172	721	247		79.140
di cui: Attività immateriali	2.925		87		3.012
Altre partecipazioni	219	681			900
Attività per imposte anticipate	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: Debiti commerciali e altri debiti	16.748		(113)	(1.330)	15.305
Altre passività correnti	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 primo trimestre 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. In tale ambito, dal ciclo di reporting 2017, è compresa la rettifica per allineare l'utile operativo adjusted del business di vendita retail di gas ed energia elettrica, facente parte del reportable segment G&P, al criterio contabile dell'expected loss nella valutazione dei crediti commerciali che sarà adottato nei conti GAAP con efficacia 1° gennaio 2018. Tale rettifica di risultato è coerente con le modalità con le quali il management valuta le performance di questo business e migliora rispetto al passato la correlazione tra ricavi e costi di competenza del periodo; oppure (iii) differenze e derivati in cambi sono relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity. In tal caso gli stessi, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. In applicazione della Delibera Consob n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria. Inoltre, sono classificati tra gli special item gli strumenti derivati su commodity privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting (inclusa la porzione inefficace dei derivati di copertura), nonché quella dei derivati impliciti nelle formule prezzo di alcuni contratti di fornitura gas di lungo termine del settore Exploration & Production.

Leverage

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

Gearing

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

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)

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.

(€ 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 plusvalenze nette su cessione di asset	(343)		19	1		20
accantonamenti a fondo rischi	84					(343)
oneri per incentivazione all'esodo	2	2	2			84
derivati su commodity		188	(11)			6
differenze e derivati su cambi	9	(14)	(1)			177
altro	35	(8)	8	2		(6)
Special item dell'utile (perdita) operativo	(213)	168	24	3		37
Utile (perdita) operativo adjusted	1.415	338	189	(115)	7	(18)
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	56	6		(207)		1.834
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	18	(1)	10	15		(145)
Imposte sul reddito ^(a)	(859)	(133)	(71)	78		42
Tax rate (%)	57,7	38,8	35,7			(985)
Utile (perdita) netto adjusted	630	210	128	(229)	7	56,9
<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.

(€ milioni)

IV trimestre 2017

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	4.131	206	217	(142)	(72)	4.340
Esclusione (utile) perdita di magazzino		29	(174)		(4)	(149)
Esclusione special item:						
oneri ambientali	46		83	8		137
svalutazioni (riprese di valore) nette	(155)	(141)	(35)	16		(315)
plusvalenze nette su cessione di asset	(2.926)		(11)			(2.937)
accantonamenti a fondo rischi	279			3		282
oneri per incentivazione all'esodo	12	4	(10)	(4)		2
derivati su commodity		4	(4)			
differenze e derivati su cambi	(36)	(13)	2			(47)
altro	516	126	45	3		690
Special item dell'utile (perdita) operativo	(2.264)	(20)	70	26		(2.188)
Utile (perdita) operativo adjusted	1.867	215	113	(116)	(76)	2.003
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(39)	1	2	(163)		(199)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	117	(4)	3	(24)		92
Imposte sul reddito ^(a)	(853)	(98)	(51)	22	27	(953)
Tax rate (%)	43,9	46,2	43,2			50,3
Utile (perdita) netto adjusted	1.092	114	67	(281)	(49)	943
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						943
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						2.047
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(105)
Esclusione special item						(999)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						943

^(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item

IV Trim. 2017	(€ milioni)	I Trim. 2018	2017
137	Oneri ambientali	51	7
(315)	Svalutazioni (riprese di valore) nette	29	20
(2.937)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(1)	(343)
282	Accantonamenti a fondo rischi	67	84
2	Oneri per incentivazione all'esodo	6	6
	Derivati su commodity	(67)	177
(47)	Differenze e derivati su cambi	(16)	(6)
690	Altro	7	37
(2.188)	Special item dell'utile (perdita) operativo	76	(18)
268	Oneri (proventi) finanziari	20	6
	<i>di cui:</i>		
47	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	16	6
468	Oneri (proventi) su partecipazioni	4	(2)
	<i>di cui:</i>		
1	- plusvalenze da cessione		
467	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		
453	Imposte sul reddito	(1)	(21)
	<i>di cui:</i>		
115	- riforma fiscale Stati Uniti		
338	- fiscalità su special item dell'utile operativo e altro	(1)	(21)
(999)	Totale special item dell'utile (perdita) netto	99	(35)

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

IV Trim.		I Trim.		
2017	(€ milioni)	2018	2017	var %
5.571	Exploration & Production	5.473	4.950	10,6
13.541	Gas & Power	13.742	13.942	(1,4)
5.799	Refining & Marketing e Chimica	5.566	5.515	0,9
4.787	- Refining & Marketing	4.433	4.294	3,2
1.130	- Chimica	1.272	1.346	(5,5)
(118)	- Elisioni	(139)	(125)	
431	Corporate e altre attività	361	348	3,7
(7.797)	Elisioni di consolidamento	(7.210)	(6.708)	
17.545		17.932	18.047	(0,6)

Costi operativi

IV Trim.		I Trim.		
2017	(€ milioni)	2018	2017	var %
13.740	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	12.832	13.523	(5,1)
591	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	114	96	18,8
687	Costo lavoro	844	784	7,7
2	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	6	6	
15.018		13.790	14.403	(4,3)

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

IV Trim.		I Trim.		
2017	(€ milioni)	2018	2017	var %
1.582	Exploration & Production	1.640	1.646	(0,4)
85	Gas & Power	91	89	2,2
93	Refining & Marketing e Chimica	97	89	9,0
77	- Refining & Marketing	76	75	1,3
16	- Chimica	21	14	50,0
15	Corporate e altre attività	14	16	(12,5)
(7)	Effetto eliminazione utili interni	(7)	(7)	
1.768	Ammortamenti	1.835	1.833	0,1
(319)	Svalutazioni (riprese di valore) nette	29	20	45,0
1.449	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	1.864	1.853	0,6
61	Radiazioni	6	144	(95,8)
1.510		1.870	1.997	(6,4)

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)

I trimestre 2018	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing & Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	33	11	2	(1)	45
Dividendi	2		21		23
	35	11	23	(1)	68

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.

(€ milioni)	31 Mar. 2018	31 Dic. 2017	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	23.638	24.707	(1.069)
- Debiti finanziari a breve termine	3.774	4.528	(754)
- Debiti finanziari a lungo termine	19.864	20.179	(315)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5.725)	(7.363)	1.638
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(6.402)	(6.219)	(183)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(233)	(209)	(24)
Indebitamento finanziario netto	11.278	10.916	362
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	48.232	48.079	153
Leverage	0,23	0,23	

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

Prestiti obbligazionari scadenti nei diciotto mesi successivi al 31 marzo 2018

(€ milioni)

Società emittente	Ammontare al 31 marzo 2018 ^(a)
Eni SpA	2.301
Eni Finance International SA	427
	2.728

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

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

Nel primo trimestre 2018 non sono stati emessi prestiti obbligazionari.

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

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

CONTO ECONOMICO

IV Trim.		I Trim.	
2017	(€ milioni)	2018	2017
	RICAVI		
17.545	Ricavi della gestione caratteristica	17.932	18.047
3.333	Altri ricavi e proventi	135	485
20.878	Totale ricavi	18.067	18.532
	COSTI OPERATIVI		
(13.740)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(12.832)	(13.523)
(591)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(114)	(96)
(687)	Costo lavoro	(844)	(784)
(10)	Altri proventi (oneri) operativi	(8)	(21)
(1.768)	Ammortamenti	(1.835)	(1.833)
319	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali	(29)	(20)
(61)	Radiazioni	(6)	(144)
4.340	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	2.399	2.111
	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		
667	Proventi finanziari	804	1.326
(1.232)	Oneri finanziari	(1.088)	(1.498)
(19)	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(6)	1
117	Strumenti finanziari derivati	66	20
(467)		(224)	(151)
	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		
(431)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	45	29
55	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	23	15
(376)		68	44
3.497	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	2.243	2.004
(1.450)	Imposte sul reddito	(1.295)	(1.037)
2.047	Utile (perdita) netto	948	967
	Di cui:		
2.047	- azionisti Eni	946	965
	- interessenze di terzi	2	2
	Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)		
0,57	- semplice	0,26	0,27
0,57	- diluito	0,26	0,27

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

	I Trim.	
	2018	2017
(€ milioni)		
Utile (perdita) netto del periodo	948	967
Componente riclassificabili a conto economico	(1.040)	(930)
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	<i>(1.007)</i>	<i>(718)</i>
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	<i>(60)</i>	<i>(304)</i>
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	<i>11</i>	<i>18</i>
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</i>	<i>16</i>	<i>74</i>
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(1.040)	(930)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	(92)	37
di competenza:		
- azionisti Eni	(94)	35
- interessenze di terzi	2	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	37
Altre variazioni	10
Totale variazioni	47
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 marzo 2017	53.133
di competenza:	
- azionisti Eni	53.081
- interessenze di terzi	52
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	(92)
Totale variazioni	(92)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 marzo 2018	48.232
di competenza:	
- azionisti Eni	48.181
- interessenze di terzi	51

RENDICONTO FINANZIARIO

IV Trim.		I Trim.	
2017	(€ milioni)	2018	2017
2.047	Utile (perdita) netto	948	967
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>		
1.768	Ammortamenti	1.835	1.833
(319)	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali	29	20
61	Radiazioni	6	144
431	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(45)	(29)
(2.951)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(1)	(343)
(77)	Dividendi	(23)	(11)
(68)	Interessi attivi	(43)	(48)
144	Interessi passivi	139	168
1.450	Imposte sul reddito	1.295	1.037
270	Altre variazioni	130	91
	Variazioni del capitale di esercizio:		
(122)	- rimanenze	188	(219)
(273)	- crediti commerciali	(1.916)	(1.501)
1.484	- debiti commerciali	95	257
119	- fondi per rischi e oneri	104	47
106	- altre attività e passività	455	492
1.314	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	<i>(1.074)</i>	<i>(924)</i>
(4)	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	35	(3)
114	Dividendi incassati	5	4
53	Interessi incassati	21	8
(90)	Interessi pagati	(186)	(184)
(825)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(884)	(798)
3.318	Flusso di cassa netto da attività operativa	2.187	1.932
	Investimenti:		
(2.143)	- attività materiali	(2.507)	(2.727)
(45)	- attività immateriali	(34)	(104)
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(15)	
(7)	- partecipazioni	(22)	(36)
(100)	- titoli	(241)	(65)
(216)	- crediti finanziari	(193)	(320)
(162)	- variazione debiti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	(8)	495
(2.673)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(3.020)</i>	<i>(2.757)</i>
	Disinvestimenti:		
2.138	- attività materiali	6	557
2	- attività immateriali		
2.361	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	32	
(436)	- imposte pagate sulle dismissioni		
398	- partecipazioni	29	
188	- titoli	5	
545	- crediti finanziari	80	215
(1.540)	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	(48)	(300)
3.656	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>104</i>	<i>472</i>
983	Flusso di cassa netto da attività di investimento^(*)	(2.916)	(2.285)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

IV Trim.		I Trim.	
2017	(€ milioni)	2018	2017
437	Assunzione di debiti finanziari non correnti	511	753
(2.682)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(1.568)	(67)
(543)	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	168	(536)
(2.788)		(889)	150
	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(1)	
(2.788)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(890)	150
	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)		5
(13)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(19)	(11)
1.500	Flusso di cassa netto del periodo	(1.638)	(209)
5.863	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	7.363	5.674
7.363	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	5.725	5.465

(*) 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:

IV Trim.		I Trim.	
2017	(€ milioni)	2018	2017
455	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	(265)	(160)

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

IV Trim.		I Trim.	
2017	(€ milioni)	2018	2017
	Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti		
	Attività correnti	2	
	Attività non correnti	23	
	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(1)	
	Passività correnti e non correnti	(8)	
	Effetto netto degli investimenti	16	
	a dedurre:		
	Disponibilità liquide ed equivalenti	(1)	
	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		
22	Attività correnti	39	
691	Attività non correnti	9	
(264)	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		
(72)	Passività correnti e non correnti	(16)	
377	Effetto netto dei disinvestimenti	32	
1.984	Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti		
2.361	Totale prezzo di vendita	32	
	a dedurre:		
	Disponibilità liquide ed equivalenti		
2.361	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	32	

Investimenti tecnici

IV Trim.		I Trim.		
2017	(€ milioni)	2018	2017	var %
1.854	Exploration & Production	2.432	2.771	(12,2)
5	- acquisto di riserve proved e unproved	712		..
73	- costi geologici e geofisici	64	65	(1,5)
56	- ricerca esplorativa	65	199	(67,3)
1.698	- sviluppo	1.586	2.495	(36,4)
22	- altro	5	12	(58,3)
60	Gas & Power	42	19	..
290	Refining & Marketing e Chimica	125	100	25,0
215	- Refining & Marketing	100	68	47,1
75	- Chimica	25	32	(21,9)
58	Corporate e altre attività	11	7	57,1
(1)	Elisioni di consolidamento	(5)	(1)	
2.261	Investimenti tecnici	2.605	2.896	(10,0)
73	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività operativa	64	65	(1,5)
2.188	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività di investimento	2.541	2.831	(10,2)

Nel primo trimestre 2018 gli investimenti tecnici di €2.541 milioni (€2.831 milioni nel primo trimestre 2017) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€1.586 milioni) in particolare in Egitto, Ghana, Libia, Congo Angola, Norvegia e Italia. L'acquisto di riserve proved e unproved di €712 milioni riguarda il bonus d'ingresso nei due Concession Agreements in produzione negli Emirati Arabi Uniti;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€89 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 (€11 milioni);
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€39 milioni).

Gli esborsi rilevati nel flusso di cassa netto dell'attività operativa di €64 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

IV Trim. 2017			I Trim. 2018		2017
1.892	Produzione di idrocarburi ^{(a) (b)}	(mgl di boe/giorno)	1.867		1.795
146	Italia		144		154
163	Resto d'Europa		218		202
542	Africa Settentrionale		442		483
240	Egitto		259		224
365	Africa Sub-Sahariana		348		302
130	Kazakhstan		139		142
139	Resto dell'Asia		151		93
144	America		142		172
23	Australia e Oceania		24		23
165,0	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	157,5		151,3

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2017			I Trim. 2018		2017
861	Produzione di petrolio e condensati ^(a)	(mgl di barili/giorno)	885		832
64	Italia		64		65
80	Resto d'Europa		132		107
175	Africa Settentrionale		151		153
76	Egitto		77		72
265	Africa Sub-Sahariana		251		215
83	Kazakhstan		88		87
47	Resto dell'Asia		52		51
69	America		68		79
2	Australia e Oceania		2		3

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2017			I Trim. 2018		2017
159	Produzione di gas naturale ^{(a) (b)}	(mln di metri cubi/giorno)	152		149
13	Italia		12		14
13	Resto d'Europa		13		15
57	Africa Settentrionale		45		51
25	Egitto		28		23
15	Africa Sub-Sahariana		15		14
7	Kazakhstan		8		9
14	Resto dell'Asia		16		6
12	America		12		14
3	Australia e Oceania		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 (15,3 e 13,5 milioni di metri cubi/giorno nel primo trimestre 2018 e 2017, rispettivamente e 16,4 milioni di metri cubi/giorno nel quarto trimestre 2017, rispettivamente).

Gas & Power

Vendite di gas naturale

IV Trim.		I Trim.		
2017		2018	2017	var %
	(mld di metri cubi)			
9,62	ITALIA	11,19	10,38	7,8
2,25	- Grossisti	2,68	2,96	(9,5)
2,31	- PSV e borsa	2,97	1,77	67,8
1,09	- Industriali	1,21	1,14	6,1
0,27	- PMI e terziario	0,31	0,36	(13,9)
0,52	- Termoelettrici	0,32	0,22	45,5
1,54	- Residenziali	2,11	2,34	(9,8)
1,64	- Autoconsumi	1,59	1,59	
11,86	VENDITE INTERNAZIONALI	11,25	12,90	(12,8)
10,26	Resto d'Europa	9,28	11,53	(19,5)
0,99	- Importatori in Italia	0,89	1,04	(14,4)
9,27	- Mercati europei	8,39	10,49	(20,0)
1,24	<i>Penisola Iberica</i>	1,27	1,25	1,6
1,91	<i>Germania/Austria</i>	0,87	1,99	(56,3)
1,35	<i>Benelux</i>	1,28	1,57	(18,5)
0,56	<i>Regno Unito</i>	0,78	0,68	14,7
2,08	<i>Turchia</i>	2,00	2,18	(8,3)
1,94	<i>Francia</i>	1,96	2,52	(22,2)
0,19	<i>Altro</i>	0,23	0,30	(23,3)
1,60	Resto del Mondo	1,97	1,37	43,8
21,48	TOTALE VENDITE GAS MONDO	22,44	23,28	(3,6)
2,40	<i>di cui: vendite di GNL</i>	2,70	2,00	35,0