



Roma
24 aprile 2019

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

Eni: risultati del primo trimestre 2019

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari¹

IV Trim. 2018			I Trim.		
			2019	2018	var %
67,76	Brent dated	\$/barile	63,20	66,76	(5)
1,141	Cambio medio EUR/USD		1,136	1,229	(8)
59,37	Prezzo in euro del Brent dated	€/barile	55,65	54,32	2
1.872	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.832	1.867	(2)
2.992	Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)	€ milioni	2.354	2.380	(1)
2.928	di cui: E&P		2.308	2.085	11
42	G&P		372	322	16
143	R&M e Chimica		(55)	77	..
1.450	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		992	978	1
0,40	- per azione (€)		0,28	0,27	
399	Utile (perdita) netto ^(b)		1.092	946	15
0,11	- per azione (€)		0,30	0,26	
3.277	Flusso di cassa netto ante variazione circolante e al costo di rimpiazzo ^(c)		3.415	3.166	8
4.325	Flusso di cassa netto da attività operativa		2.097	2.187	(4)
2.424	Investimenti (tecnici e in partecipazioni) netti ^(d)		1.847	1.776	4
8.289	Indebitamento finanziario netto ante lease liability ex IFRS 16		8.678	11.278	(23)
8.289	Indebitamento finanziario netto post lease liability ex IFRS 16		14.496	11.278	29
51.073	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		52.776	48.232	9
0,16	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,16	0,23	(30)
n.a.	Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,27	n.a.	..

(a) Per la definizione dei risultati adjusted vedi nota sulle Non-GAAP measure a pag. 17.

(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) Esclude bonus pagati per acquisto riserve, acquisizioni di equity interest ed altri item non organici.

Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato oggi i risultati consolidati del I trimestre 2019 (non sottoposti a revisione contabile). Esaminando i risultati, Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"Sono molto soddisfatto dell'eccellente performance industriale e finanziaria realizzata da Eni nel primo trimestre 2019. In particolare, il business E&P, in presenza di uno scenario di mercato sostanzialmente invariato, migliora i propri risultati economici del 25% rispetto al primo trimestre 2018, a conferma di una generazione di cassa ad anno intero in crescita. Anche i risultati del settore G&P sono in miglioramento: l'utile operativo aumenta del 16% a €372 milioni e questo ci dà ulteriore conforto sul conseguimento dell'obiettivo di €500 milioni di risultato ad anno intero. Il downstream R&M e Chimica attenua l'effetto di uno scenario margini recessivo e mantiene l'aspettativa di un ampio recupero nei prossimi nove mesi, soprattutto nella Raffinazione e nel Marketing oil. Complessivamente, la gestione del primo trimestre ha generato un flusso di cassa da risultato di €3,42 miliardi, in crescita dell'8% e superiore di €1,5 miliardi agli investimenti di periodo, che sono stati pari a circa €1,9 miliardi, in linea con le aspettative di un valore di €8 miliardi ad anno intero. Il Gruppo quindi conferma la qualità e robustezza del proprio portafoglio, capace di coprire nel 2019 costi, investimenti e dividendi ad un prezzo Brent di \$55 e di generare, in caso di prezzi superiori come nel momento attuale, cassa in eccesso".

¹ I valori economici, patrimoniali e finanziari del IQ recepiscono gli effetti dell'IFRS 16 sulla contabilizzazione dei lease. Per consentire un confronto omogeneo con il IQ18 non rideterminato secondo il nuovo principio, gli effetti di quest'ultimo sono evidenziati nel commento dei singoli valori influenzati e complessivamente nel prospetto a pag.15.

Highlights

Exploration & Production

- **Produzione di idrocarburi del trimestre:** 1,83 milioni di boe/giorno, -1,3% al netto dell'effetto prezzo e del portafoglio;
 - il confronto risente della cessazione del contratto produttivo Intisar in Libia avvenuta a partire dal terzo trimestre del 2018 e del declino produttivo, i cui effetti sono stati quasi integralmente compensati dal forte incremento organico dei volumi guidato dal ramp up di Zohr e dei progetti avviati nel 2018 per complessivi 200 mila boe/giorno.
- **Esplorazione:**
 - principali successi esplorativi:**
 - scoperte risorse esplorative per 174 milioni di boe:
prospetto esplorativo Agogo, nel Blocco 15/06, operato da Eni (36,8%) nelle acque profonde dell'Angola. Stimati fino a 650 milioni di barili di olio in posto. Dopo Kalimba e Afoxé, Agogo è la terza scoperta effettuata dalla ripresa nel 2018 delle iniziative esplorative nel Blocco 15/06;
scoperta a olio e gas nella licenza PL 869 nel Mare del Nord norvegese da parte di Vår Energi;
scoperta a gas nel prospetto esplorativo Nour nel Mediterraneo egiziano, operato da Eni (40%).
 - reloading portafoglio titoli minerari:**
 - acquisite, attraverso Vår Energi, 13 licenze nell'APA Round norvegese;
 - acquisite quote di partecipazione in due blocchi esplorativi nell'onshore dell'Egitto: "South East Siwa" (Eni 100%), 3.013 km², situata in prossimità della concessione "SW Melehia" e "West Sherbean" (Eni operatore 50%), 1.535 km², situata nel Delta del Nilo in prossimità del giacimento di Nooros;
 - firmato un Exploration and Production Sharing Agreement per l'esplorazione del Blocco A (Eni operatore 90%) che si estende su una superficie di 2.412 km² nell'offshore dell'Emirato di Ras Al Khaimah, Emirati Arabi Uniti.
- Firmati accordi per la cessione a **Qatar Petroleum**
 - del 30% del lease esplorativo Tarfaya nell'offshore del **Marocco**, composto da 12 blocchi esplorativi. Al closing Eni manterrà una quota del 45% nell'iniziativa e l'operatorship;
 - del 25,5% del Blocco A5-A, nell'offshore Mozambico. Al closing, Eni manterrà l'operatorship del blocco con una quota del 34%.
- **Investimenti netti²:** €1,6 miliardi riferiti principalmente allo sviluppo di nuovi campi ed al ramp-up di quelli avviati nel 2018. Le attività con particolare riferimento a quelle finalizzate ad accrescere la capacità produttiva 2019 sono in linea con le previsioni.
- **Utile operativo adjusted Exploration & Production:** €2,31 miliardi, +11% rispetto al primo trimestre 2018. L'incremento si ridetermina in +25% escludendo dal periodo di confronto il contributo della ex-controllata Eni Norge, oggetto di business combination con Point Resources con la costituzione di Vår Energi valutata ad equity, operativa dall'1/1/2019.

Gas & Power

- **Vendite di GNL:** stabili a 2,7 miliardi di metri cubi.
- **Business retail:** in crescita la base clienti rispetto al trimestre 2018 (+6%) grazie allo sviluppo del business power e all'acquisizione di attività in Grecia. In calo i volumi gas (-4,5%) per effetto del clima più mite.

² Vedi nota (d) a pag.1.

- **Risultato operativo adjusted G&P:** €0,37 miliardi, +16% rispetto al primo trimestre 2018 sostenuto dalla crescita tanto del comparto midstream quanto del retail.

Refining & Marketing e Chimica

- **Green refinery di Gela:** avviate le prime unità produttive, ulteriori avvii a maggio e completamento nel quarto trimestre.
- **Unità EST Sannazzaro:** avvio in early start-up a marzo; prevista piena operatività nel terzo trimestre.
- **ADNOC refinery:** proseguono le attività per il closing dell'acquisto del 20% previsto nel terzo trimestre.
- **Utile operativo adjusted Refining & Marketing:** sostanzialmente a pareggio grazie al marketing che ha compensato gli effetti negativi dello scenario debole nella raffinazione e dell'anticipo opportunistico di manutenzioni programmate.
- **Risultato adjusted della Chimica:** perdita di €46 milioni dovuta al fermo straordinario dell'hub di Priolo, ora in fase di riavvio. Escluso questo effetto, risultato sostanzialmente in pareggio nonostante i margini depressi di tutte le principali linee di prodotto (polimeri, elastomeri e stirenici).

Decarbonizzazione ed economia circolare

- **Avviata la costruzione di due nuovi impianti fotovoltaici**, rispettivamente in prossimità del campo a gas di Bhit in Pakistan, e nella concessione petrolifera di Adam in Tunisia.
- **Acquisito un progetto per la realizzazione di un impianto fotovoltaico** da 33,7 MWp a Katherine, nel Nord dell'Australia.
- **Avviato nell'offshore di Ravenna l'Inertial Sea Wave Energy Converter**, innovativo sistema in grado di trasformare l'energia prodotta dalle onde in energia elettrica.
- Firmato un **accordo tra Syndial e Veritas** per la realizzazione presso l'hub Eni di Porto Marghera di un impianto per la trasformazione della frazione organica dei rifiuti solidi urbani in bio olio e bio metano.
- Firmato con **RenOils**, Consorzio nazionale degli oli e dei grassi vegetali e animali esausti, un **accordo di collaborazione** volto al riciclo degli oli vegetali esausti per produrre biocarburante presso le bioraffinerie Eni.

Risultati Consolidati

- **Utile operativo adjusted:** €2,35 miliardi nel trimestre, sostanzialmente in linea vs. primo trimestre 2018. Escludendo per omogeneità il risultato di Eni Norge del 2018, crescita del 10%, ovvero 7% escludendo gli effetti IFRS 16. Inoltre l'utile operativo del 2019 sconta lo storno di un profitto per **utili interni** prodotti ma non ancora realizzati con terzi per €134 milioni (+€58 milioni nel primo trimestre 2018).
- **Utile netto adjusted:** €0,99 miliardi nel trimestre, in linea vs. primo trimestre 2018; (+4% escludendo gli effetti IFRS 16).
- **Utile netto:** €1,09 miliardi.
- **Generazione di cassa operativa:** €2,1 miliardi. Include un pagamento straordinario per la definizione di un arbitrato (€330 milioni). Escludendo dal valore 2019 tale pagamento ed il beneficio apportato dall'IFRS 16, risultato in linea con il primo trimestre 2018.
- **Generazione di cassa prima della variazione del circolante ed escludendo l'utile/perdita di magazzino** di €3,42 miliardi nel trimestre; €3,18 miliardi prima dell'effetto determinato dall'IFRS 16, in linea con il primo trimestre 2018.

- **Investimenti netti:** €1,85 miliardi, al netto dell'acquisto di riserve in Alaska e in Algeria (effetti IFRS 16 non significativi).
- **Indebitamento finanziario netto:** €14,5 miliardi, di cui circa €2 miliardi relativi alla lease liability di competenza dei partner nelle Joint Operation upstream operate da Eni. Escludendo integralmente l'effetto dell'applicazione dell'IFRS 16, il debito netto si ridetermina in €8,68 miliardi.
- **Leverage:** 0,27 (0,24 al netto della quota di lease liability di competenza dei partner E&P). Escludendo l'effetto dell'applicazione dell'IFRS 16, il leverage si ridetermina in 0,16, invariato rispetto al 31 dicembre 2018.

Outlook 2019

Exploration & Production

Produzione di idrocarburi: confermata la crescita del 2,5% su base annua allo scenario di budget di 62 \$/barile e al netto delle operazioni di portafoglio. La crescita sarà sostenuta dai ramp up dei giacimenti avviati nel 2018, dalla crescita di Zohr e di Kashagan oltreché dagli avvisi pianificati del progetto Area 1 nell'offshore del Messico, Baltim SW in Egitto, Berkine North in Algeria e Trestakk in Norvegia. Previsto un contributo annuo da avvisi/ramp up di circa 250 mila boe/giorno. La crescita vs il 2018 sarà evidente dal terzo trimestre dopo le fermate manutentive concentrate nel secondo trimestre 2019 (Kashagan e Gollat).

Risorse esplorative: confermato target di risorse equity di 600 milioni di boe nell'anno.

Gas & Power

Risultato operativo: atteso a circa €500 milioni come da guidance.

Volumi GNL contrattati: in linea rispetto al 2018.

Portafoglio clienti retail: previsto in crescita per lo sviluppo del business power.

Refining & Marketing e Chimica

Margine di raffinazione di breakeven previsto a circa 3,5 \$/barile a fine 2019 con la piena operatività del sistema industriale e la riapertura del differenziale tra greggi leggeri e greggi pesanti.

Lavorazioni in conto proprio delle raffinerie previste stabili.

Lavorazioni green previste in forte crescita per avvio green refinery di Gela.

Vendite rete stabili.

Vendite e produzioni di prodotti chimici: in flessione a causa della fermata dell'hub di Priolo.

Gruppo

Capex: confermata la guidance di €8 miliardi per il 2019 al cambio di budget di 1€= 1,15 USD.

Generazione di cassa prima della variazione del circolante: attesa pari a €12,8 miliardi, allo scenario Brent di 62 \$/barile, al prezzo del gas al PSV di 266 €/kmc e al cambio EUR/USD di 1,15, prima degli effetti dello IFRS 16.

Cash neutrality: confermata la copertura degli investimenti organici e del dividendo allo scenario Brent di circa 55 \$/barile nel 2019 ante effetti IFRS 16, recependo i quali il target si rideterminerebbe in circa 52 \$/bbl.

Analisi per segmento di business

Exploration & Production

Produzione e prezzi

IV Trim. 2018			I Trim. 2019			2018	var %
Produzioni							
897	Petrolio	mgl di barili/g	887	885			
151	Gas naturale	mln di metri cubi/g	146	152		(4)	
1.872	Idrocarburi	mgl di boe/g	1.832	1.867		(2)	
Prezzi medi di realizzo							
61,22	Petrolio	\$/barile	58,08	61,17		(5)	
216,03	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	198,31	159,13		25	
48.05	Idrocarburi	\$/boe	44.82	42.34			

- La **produzione di idrocarburi** del primo trimestre 2019 è stata di 1,832 milioni di boe/giorno in riduzione dell'1,9% rispetto al primo trimestre 2018; -1,3% al netto degli effetti prezzo e portafoglio. Inoltre il confronto è penalizzato dagli effetti della chiusura del contratto produttivo Intisar in Libia avvenuta dal terzo trimestre 2018, che ha inciso per circa 5,5 punti percentuali di minore crescita. Escludendo tale evento, la performance produttiva è stata robusta grazie al contributo dei ramp-up di Zohr e dei progetti avviati nel 2018 in particolare in Libia e Ghana e all'avvio di Vandumbu in Angola (per un contributo complessivo di 200 mila boe/giorno), nonché alla crescita di Kashagan. Tali fattori sono stati parzialmente compensati dalle fermate programmate in Algeria e dal declino di giacimenti maturi.

Risultati

IV Trim. 2018		I Trim. 2019 2018 var %		
		(€ milioni)		
2.426	Utile (perdita) operativo	2.289	1.966	16
502	Esclusione special items	19	119	
2.928	Utile (perdita) operativo adjusted	2.308	2.085	11
63	Proventi (oneri) finanziari netti	(124)	(56)	
88	Proventi (oneri) su partecipazioni	62	35	
(1.521)	Imposte sul reddito	(1.175)	(1.140)	
49,4	tax rate (%)	52,3	55,2	
1.558	Utile (perdita) netto adjusted	1.071	924	16
I risultati includono:				
119	Costi di ricerca esplorativa:	117	75	56
101	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	82	64	
18	- radiazione di pozzi di insuccesso	35	11	
2.265	Investimenti tecnici	1.986	2.368	(16)

- Nel primo trimestre 2019 il settore Exploration & Production ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €2.308 milioni con un incremento dell'11% rispetto al primo trimestre 2018, che si ridetermina in +25% escludendo dal periodo di confronto il contributo della ex-controllata Eni Norge, oggetto di business combination con Point Resources ai fini della costituzione di Vår Energi, joint venture valutata a equity, operativa dall'1/1/2019. La variazione del 25% pari a circa €0,45 miliardi è attribuibile principalmente al contributo crescente di barili a maggiore redditività unitaria per €0,22 miliardi, ai minori costi per €0,15 miliardi, nonché all'effetto dello IFRS 16 come spiegato nelle note a pag. 15. Trascurabile l'effetto scenario con la flessione delle quotazioni del petrolio compensate dall'apprezzamento del dollaro sull'euro.
- L'**utile netto adjusted** di €1.071 milioni registra un incremento del 16%, dovuto alla maggiore performance operativa, ai maggiori risultati delle società valutate all'equity che recepiscono il risultato di periodo di Vår Energi, nonché al decremento di circa 3 punti percentuali del tax rate adjusted per effetto del deconsolidamento delle attività norvegesi che scontavano un'imposizione fiscale più elevata della media del settore.
Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 9.

Gas & Power

Vendite

IV Trim.			I Trim.		
2018			2019	2018	var %
274	PSV	€/mgl di metri cubi	222	239	(7)
261	TTF		195	227	(14)
18,72	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi	21,33	22,44	(5)
8,85	Italia		10,77	11,19	(4)
7,9	Resto d'Europa		8,00	9,28	(14)
1,04	di cui: Importatori in Italia		1,02	0,89	15
6,86	Mercati europei		6,98	8,39	(17)
1,97	Resto del Mondo		2,56	1,97	30
18,72	Totale vendite gas mondo		21,33	22,44	(5)
2,40	di cui: vendite di GNL		2,70	2,70	
9,90	Vendita di energia elettrica	terawattora	10,14	9,22	10

- Nel primo trimestre 2019 le **vendite di gas naturale** di 21,33 miliardi di metri cubi sono diminuite del 5% rispetto al primo trimestre 2018. Le vendite in Italia (-4% a 10,77 miliardi di metri cubi) scontano oltre all'effetto del clima in particolare sulle vendite retail, le minori vendite all'hub e ai grossisti, in parte compensate dai maggiori volumi commercializzati al settore industriale e termoelettrico. Le vendite nei mercati europei (6,98 miliardi di metri cubi) sono diminuite del 17% a seguito delle operazioni di razionalizzazione del portafoglio.
- Le **vendite di energia elettrica** pari a 10,14 TWh nel primo trimestre 2019 sono aumentate del 10% per effetto delle maggiori vendite alla borsa elettrica in Italia e al mercato libero.

Risultati

IV Trim.			I Trim.		
2018			2019	2018	var %
	(€ milioni)				
53	Utile (perdita) operativo		358	398	(10)
(11)	Esclusione special item		14	(76)	
42	Utile (perdita) operativo adjusted		372	322	16
(48)	- Gas & LNG Marketing and Power		226	181	25
90	- Eni gas e luce		146	141	4
1	Proventi (oneri) finanziari netti		(9)	3	
7	Proventi (oneri) su partecipazioni		7	11	
(42)	Imposte sul reddito		(105)	(121)	
..	tax rate (%)		28,4	36,0	
8	Utile (perdita) netto adjusted		265	215	23
74	Investimenti tecnici		42	42	

- Nel primo trimestre 2019 il settore Gas & Power ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €372 milioni, con un aumento del 16% rispetto al primo trimestre 2018 dovuto principalmente al contributo del business GLP (+€45 milioni). La performance ha anche beneficiato della valorizzazione delle flessibilità associate al portafoglio integrato in un trimestre caratterizzato da una volatilità di mercato sostenuta. Tale andamento positivo è stato in parte compensato dalla flessione dei margini associati alle vendite di GNL dovuta all'oversupply nel mercato globale, in particolare nel Far East. In aumento (+€5 milioni) i risultati del business retail a seguito dello sviluppo del business power in Italia e in Francia, nonché del consolidamento del portafoglio in Grecia.
- Il settore ha chiuso il trimestre con l'**utile netto adjusted** di 265 milioni (+23% vs. 2018). Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 9.

Refining & Marketing e Chimica

Produzioni e vendite

IV Trim.			I Trim.		
2018			2019	2018	var %
3,4	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	3,4	3,0	14
5,10	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	4,94	5,51	(10)
0,45	Lavorazioni in conto proprio resto d'Europa		0,41	0,68	(40)
5,55	Totale lavorazioni		5,35	6,19	(14)
89	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	86	97	
90	Lavorazioni green	mgl ton	80	58	38
Marketing					
2,09	Vendite rete Europa	mln ton	1,95	1,99	(2)
1,48	Vendite rete Italia		1,38	1,40	(1)
0,61	Vendite rete resto d'Europa		0,57	0,59	(3)
24,0	Quota mercato rete Italia	%	24,1	24,2	
2,60	Vendite extrarete Europa	mln ton	2,26	2,37	(5)
1,99	Vendite extrarete Italia		1,69	1,68	1
0,61	Vendite extrarete resto d'Europa		0,57	0,69	(17)
Chimica					
1,20	Vendite prodotti petrolchimici	mln ton	1,04	1,23	(16)
76	Tasso utilizzo impianti	%	65	80	

- Nel primo trimestre 2019 il **marginale indicatore Eni** (Standard Eni Refining Margin - SERM) si attesta a 3,4 \$/barile (+14% rispetto ai 3 \$/barile del primo trimestre 2018) grazie alla tenuta degli spread dei prodotti rispetto alla carica petrolifera. Continua il trend di apprezzamento dei greggi ad alto tenore di zolfo rispetto al Brent.
- Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono state di 5,35 milioni di tonnellate in diminuzione del 14% rispetto al primo trimestre 2018 a causa delle minori lavorazioni a Sannazzaro per effetto delle fermate delle unità di cracking e riduzione passo degli impianti al fine di attenuare l'impatto negativo dello scenario, nonché della fermata generale della raffineria PCK in Germania e dell'indisponibilità della raffineria di Vohburg (Bayernoil) dopo l'evento occorso nel mese di settembre 2018.
- I **volumi di lavorazione green** presso la bioraffineria di Venezia sono aumentate del 38% trainate dallo scenario favorevole.
- Le **vendite rete in Italia** pari a 1,38 milioni di tonnellate sono sostanzialmente in linea (-1%) in un contesto di consumi decrescenti. La riduzione dei volumi commercializzati ha riguardato tutti i segmenti, in particolare quello autostradale. La quota di mercato del trimestre si è attestata a 24,1% pressoché invariata rispetto al trimestre 2018.
- Le **vendite extrarete in Italia** pari a 1,69 milioni di tonnellate aumentano dell'1% rispetto al periodo di confronto principalmente per maggiori vendite di gasolio e benzina, nonché di bitumi per effetto delle efficaci campagne commerciali, compensate dai minori volumi venduti di bunker e jet fuel.
- Le **vendite rete ed extrarete nel resto d'Europa** sono in riduzione complessivamente dell'11% rispetto al trimestre 2018, per effetto dei minori volumi commercializzati in Germania dovuti all'indisponibilità di produzione da Bayernoil e in Francia in parte compensati da maggiori vendite in Spagna e Svizzera.
- Le **vendite di prodotti petrolchimici** di 1,04 milioni di tonnellate sono in riduzione del 16% per effetto dei minori volumi venduti degli intermedi, parzialmente compensati dalle maggiori vendite nel business stirenici e polietilene.

Risultati

IV Trim.		I Trim.		
2018	(€ milioni)	2019	2018	var %
(946)	Utile (perdita) operativo	278	138	..
747	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(402)	(99)	
342	Esclusione special item	69	38	
143	Utile (perdita) operativo adjusted	(55)	77	..
171	- Refining & Marketing	(9)	18	..
(28)	- Chimica	(46)	59	..
2	Proventi (oneri) finanziari netti	4	12	
(6)	Proventi (oneri) su partecipazioni	21	23	
(44)	Imposte sul reddito	(11)	(45)	
31,7	tax rate (%)	..	40,2	
95	Utile (perdita) netto adjusted	(41)	67	..
372	Investimenti tecnici	188	125	50

- Nel primo trimestre 2019 il business **Refining & Marketing** ha registrato la perdita operativa adjusted di €9 milioni (€18 milioni di utile operativo nel primo trimestre 2018). Il principale driver è stato il deterioramento dello scenario per le lavorazioni complesse dovuto alla contrazione del differenziale tra greggi ad alto tenore di zolfo e il greggio leggero benchmark Brent, in un contesto di minore offerta di greggi heavy, che penalizza i risultati delle raffinerie Eni a elevata conversione. Tale trend negativo ha reso opportuno ridurre le lavorazioni attraverso interventi sugli assetti, quali l'anticipo manutenzioni programmate di alcune linee a elevata conversione e altre ottimizzazioni, adattamento dei prodotti alle opportunità di vendita e modifiche al mix di approvvigionamento delle cariche. Hanno inciso positivamente sul risultato l'andamento dei margini sulle lavorazioni semplici (SERM +14%), l'apprezzamento del dollaro e i maggiori margini e volumi delle lavorazioni green. Il marketing ha registrato risultati in leggera flessione a causa dei minori margini di commercializzazione, principalmente in Italia.
- La **Chimica** ha registrato la perdita operativa adjusted di €46 milioni dovuto al fermo straordinario dell'hub di Priolo ora in fase di riavvio. Escluso questo effetto, risultato sostanzialmente in pareggio nonostante i margini depressi in tutte le linee di business, con il polietilene in calo del 61%, il margine del cracker del 4% e gli altri prodotti intorno al 10-20% a causa dell'oversupply e della pressione competitiva da parte di stream di prodotto più conveniente.
- La **perdita netta adjusted** (€41 milioni) evidenzia un peggioramento di €108 milioni 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. 9.

Risultati di gruppo

IV Trim. 2018		I Trim.		
		2019	2018	var %
		(€ milioni)		
20.056	Ricavi della gestione caratteristica	18.540	17.932	3
1.496	Utile (perdita) operativo	2.518	2.399	5
603	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(272)	(95)	
893	Esclusione special item ^(a)	108	76	
2.992	Utile (perdita) operativo adjusted	2.354	2.380	(1)
	Dettaglio per settore di attività			
2.928	Exploration & Production	2.308	2.085	11
42	Gas & Power	372	322	16
143	Refining & Marketing e Chimica	(55)	77	..
(173)	Corporate e altre attività	(137)	(162)	15
52	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(b)	(134)	58	
399	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	1.092	946	15
428	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(192)	(67)	
623	Esclusione special item ^(a)	92	99	
1.450	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	992	978	1

(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 2019 l'**utile operativo adjusted** di €2.354 milioni è sostanzialmente in linea rispetto al primo trimestre 2018, nonostante l'effetto del deconsolidamento di Eni Norge nell'ambito dell'operazione Vår Energi. La E&P ha registrato un incremento dell'utile operativo dell'11% (+25% escludendo l'effetto dell'operazione Vår Energi) dovuto alla solida performance industriale trainata dall'effetto positivo volume/mix dovuto al maggiore contributo di barili a più elevata redditività. Il settore G&P ha conseguito un utile operativo adjusted di €372 milioni, in aumento del 16% anche grazie alla valorizzazione delle flessibilità associate al portafoglio integrato. Il settore R&M e Chimica ha registrato una flessione della performance operativa a causa dello scenario nettamente sfavorevole, in particolare per la conversione dei greggi pesanti e per tutti i margini delle commodity chimiche, attenuato da iniziative di ottimizzazione ed efficienza. Inoltre il risultato 2019 sconta lo storno di un profitto per utili interni prodotti ma non ancora realizzati con terzi per €134 milioni (+€58 milioni nel primo trimestre 2018). Nel complesso il deterioramento dello scenario, l'eliminazione degli utili interni prodotti ma non realizzati verso terzi e l'effetto dell'operazione Vår Energi hanno inciso negativamente sull'EBIT per circa -€390 milioni, la performance è stata positiva per circa €310 milioni e l'effetto dello IFRS 16 è stato positivo per circa €60 milioni.
- Il **risultato netto adjusted** di €992 miliardi in linea rispetto al primo trimestre 2018 beneficiando della riduzione del tax rate consolidato (-2 punti percentuali) dovuto principalmente al deconsolidamento delle attività in Norvegia nel settore Exploration & Production.

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €108 milioni con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** oneri netti di €19 milioni rappresentati dalla svalutazione di alcuni asset per allinearli al fair value (€12 milioni), la svalutazione di crediti minori (€14 milioni) per il recupero di costi d'investimento sostenuti in passati esercizi, in parte compensati dal rimborso di costi a seguito della cessione della quota in Nour (€8 milioni).

- **G&P:** oneri netti di €14 milioni rappresentati da: la componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (un provento di €121 milioni) e la riclassifica del saldo positivo di €33 milioni relativo ai derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini commerciali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione, più che compensati dalla differenza tra la variazione delle rimanenze gas valorizzate a costo medio ponderato prevista dagli IFRS e la valorizzazione gestionale che tiene conto delle dinamiche di invaso e svaso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate ed inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (€103 milioni).
- **R&M e Chimica:** oneri netti di €69 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 (€17 milioni); oneri ambientali (€40 milioni), nonché oneri per incentivazione all'esodo (€2 milioni).

Risultati reported

Nel primo trimestre 2019 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** è stato di €1.092 milioni rispetto all'utile netto di €946 milioni del primo trimestre 2018 (+15%). L'utile operativo reported (€2.518 milioni) è aumentato del 5% per effetto essenzialmente della robusta performance della E&P al netto dell'effetto dell'operazione Vår Energi, trainata dal crescente contributo di barili a più elevata redditività unitaria, nonché della rivalutazione delle scorte di greggi e prodotti in funzione della ripresa dello scenario del prezzo del petrolio rispetto ai minimi toccati a fine 2018. Tali trend sono stati parzialmente assorbiti dalla flessione dei margini sulle lavorazioni complesse delle raffinerie a causa dell'apprezzamento relativo dei greggi pesanti rispetto al marker Brent dovuto alla rarefazione dell'offerta dei primi (tagli produttivi OPEC, riduzione offerta Venezuela ed Iran per fattori geopolitici) e dal permanere dei margini dei prodotti chimici su valori depressi.

I proventi su partecipazioni recepiscono il contributo della joint venture upstream Vår Energi (€33 milioni), che rappresenta un investimento di natura industriale, integrato nella strategia di crescita organica delle produzioni d'idrocarburi dell'Eni. Infine all'incremento dell'utile netto reported ha contribuito la diminuzione di 3,7 p.p. del tax rate di gruppo per effetto del deconsolidamento della ex controllata Eni Norge confluita in Vår Energi con effetto 1/1/2019.

L'adozione dello IFRS 16 ha comportato un miglioramento di €57 milioni a livello di utile operativo dovuto al beneficio dell'eliminazione dei canoni per beni in leasing, in parte compensato dalla rilevazione dell'ammortamento del diritto d'uso, corrispondente al valore attualizzato degli stessi canoni. L'utile netto evidenzia un peggioramento di €25 milioni dovuto alla rilevazione degli oneri finanziari maturati sulla passività per leasing.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

IV Trim.		I Trim.			
2018	(€ milioni)	2019	2018	var. ass.	
402	Utile (perdita) netto	1.095	948	147	
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
2.083	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	1.954	1.990	(36)	
(37)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(5)	(1)	(4)	
1.539	- dividendi, interessi e imposte	1.482	1.368	114	
1.748	Variazione del capitale di esercizio	(1.590)	(1.074)	(516)	
115	Dividendi incassati da partecipate	530	5	525	
(1.472)	Imposte pagate	(1.153)	(884)	(269)	
(53)	Interessi (pagati) incassati	(216)	(165)	(51)	
4.325	Flusso di cassa netto da attività operativa	2.097	2.187	(90)	
(2.787)	Investimenti tecnici	(2.239)	(2.541)	302	
(87)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(30)	(37)	7	
(114)	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	6	67	(61)	
203	Altre variazioni relative all'attività di investimento	68	(140)	208	
1.540	Free cash flow	(98)	(464)	366	
(46)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(65)	(265)	200	
(977)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(210)	(889)	679	
	Rimborso di passività per beni in leasing	(230)		(230)	
(4)	Flusso di cassa del capitale proprio		(1)	1	
1	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	8	(19)	27	
514	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	(595)	(1.638)	1.043	

IV Trim.		I Trim.			
2018	(€ milioni)	2019	2018	var. ass.	
1.540	Free cash flow	(98)	(464)	366	
	Rimborso di passività per beni in leasing	(230)		(230)	
(16)	Debiti e crediti finanziari società acquisite		(2)	2	
(494)	Debiti e crediti finanziari società disinvestite				
(310)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(61)	105	(166)	
(4)	Flusso di cassa del capitale proprio		(1)	1	
716	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	(389)	(362)	(27)	
	Effetti prima applicazione IFRS 16	(5.746)		(5.746)	
	Rimborsi lease liability	230		230	
	Accensioni del periodo e altre variazioni	(302)		(302)	
	Variazione passività per beni in leasing	(5.818)		(5.818)	
716	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	(6.207)	(362)	(5.845)	

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo trimestre è stato di €2,10 miliardi.

L'assorbimento di cassa del capitale circolante riflette i fattori di stagionalità di formazione del fatturato nel settore G&P, nonché il pagamento di un onere legato alla definizione di un arbitrato stanziato nel bilancio 2018 (€330 milioni).

Il flusso di cassa netto da attività operativa comprende un dividendo dell'ammontare di circa \$600 milioni pagato dalla joint venture Vår Energi.

Il flusso di cassa operativo prima della variazione del capitale circolante e della riconduzione del magazzino al valore di ricostituzione si ridetermina in €3,42 miliardi, con un incremento dell'8% rispetto al primo trimestre 2018.

Il flusso di cassa netto da attività operativa registra un beneficio di €189 milioni per effetto dell'adozione dello IFRS 16 poiché i canoni di leasing per la quota capitale relativi a beni di esercizio non sono più rilevati come costi operativi, ma sono parte del flusso di cassa netto da attività di finanziamento.

I fabbisogni per gli **investimenti del periodo** sono stati di €2,27 miliardi e includono €366 milioni per l'acquisto di riserve in Alaska e in Algeria e altre componenti non organiche per €56 milioni.

Il cash out per investimenti registra un beneficio di circa €41 milioni per effetto dell'adozione dello IFRS 16 poiché i canoni di leasing di beni utilizzati in progetti di investimento per la quota capitale sono parte del flusso di cassa netto da attività di finanziamento.

Complessivamente l'adozione dello IFRS 16 ha comportato un beneficio di €230 milioni sul free cash flow. Di seguito si riporta la riconciliazione tra il cash flow statement post adozione dello IFRS 16 con la misura adjusted ante IFRS 16.

(€ milioni)

I trimestre 2019	post IFRS 16	effetti IFRS 16	ante IFRS 16
Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo ^(a)	3.415	(234)	3.181
Variazione circolante a costi di rimpiazzo ^(a)	(1.318)	45	(1.273)
Flusso di cassa netto da attività operativa	2.097	(189)	1.908
Investimenti tecnici	(2.239)	(41)	(2.280)
Free cash flow	(98)	(230)	(328)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(440)	230	(210)
Flusso di cassa netto	(595)		(595)

(a) Esclude dalla variazione del capitale circolante da rendiconto finanziario statutory di -€1.590 milioni l'incremento di valore del magazzino dovuto all'effetto prezzo (stock profit) di €272 milioni (-€1.590 milioni + €272 milioni = €1.318 milioni). Coerentemente anche il flusso di cassa netto ante variazione circolante esclude lo stock profit.

Stato patrimoniale riclassificato

	31 Mar. 2019	Impatti adozione IFRS 16 su opening balance 01/01/2019	31 Dic. 2018	Var. ass.
(€ milioni)				
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari	61.795		60.302	1.493
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.465		1.217	248
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.604	5.629		5.604
Attività immateriali	3.180		3.170	10
Partecipazioni	7.173		7.963	(790)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.367		1.314	53
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(2.531)		(2.399)	(132)
	78.053	5.629	71.567	6.486
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze	4.630		4.651	(21)
Crediti commerciali	11.797		9.520	2.277
Debiti commerciali	(12.060)	128	(11.645)	(415)
Debiti tributari e fondo imposte netto	(2.262)		(1.104)	(1.158)
Fondi per rischi e oneri	(11.922)		(11.886)	(36)
Altre attività (passività) d'esercizio	(11)	(11)	(860)	849
	(9.828)	117	(11.324)	1.496
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.178)		(1.117)	(61)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	225		236	(11)
CAPITALE INVESTITO NETTO	67.272	5.746	59.362	7.910
Patrimonio netto degli azionisti Eni	52.716		51.016	1.700
Interessenze di terzi	60		57	3
Patrimonio netto	52.776		51.073	1.703
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	8.678		8.289	389
Passività per leasing	5.818	5.746		5.818
- di cui working interest Eni	3.811	3.717		3.811
- di cui working interest follower	2.007	2.029		2.007
Indebitamento finanziario netto post lease liability ex IFRS 16	14.496	5.746	8.289	6.207
COPERTURE	67.272	5.746	59.362	7.910
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,16		0,16	
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,27		0,16	0,11
Gearing	0,22		0,14	0,08

- Al 31 marzo 2019, il **capitale immobilizzato** aumenta di €6.486 milioni a €78.053 milioni per effetto essenzialmente della rilevazione iniziale del diritto d'uso dei beni assunti in leasing per €5.629 milioni in applicazione all'1/1/2019 dell'IFRS 16. Inoltre l'incremento degli immobili, impianti e macchinari (+€1.493 milioni) è dovuto agli investimenti di periodo (€2.239 milioni) parzialmente compensati dagli ammortamenti, svalutazioni e radiazioni (€1.938 milioni).
- Il **capitale di esercizio netto** (-€9.828 milioni) aumenta di €1.496 milioni per effetto dell'incremento dei crediti commerciali (€2.277 milioni) principalmente nel settore G&P dovuto ai fattori di stagionalità.
- Il **patrimonio netto** (€52.776 milioni) aumenta di €1.703 milioni dovuto all'utile netto del periodo e alle differenze cambio positive dalla conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro (€903 milioni) parzialmente compensati dalla variazione negativa della riserva cash flow hedge (-€411 milioni).
- L'**indebitamento finanziario netto**³ al 31 marzo 2019 è pari a €14.496 milioni in aumento di €6.207 milioni rispetto al 2018. Tale variazione è riferita per €5.746 milioni alla rilevazione iniziale della lease liability in applicazione dell'IFRS 16 che comprende anche la riclassifica di €128 milioni di debiti per canoni di leasing outstanding all'1/1/2019, precedentemente classificati come commerciali. La variazione è

³ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 23.

referibile per €2.007 miliardi alla quota di lease liability di competenza dei follower delle unincorporated joint venture operate dall'Eni, che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito a tali partner (v. criteri di rilevazione dello IFRS 16 a pag. 15).

Al netto dell'effetto complessivo dello IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina in €8.678 milioni, evidenziando un incremento di €389 milioni rispetto al 31 dicembre 2018.

- Il **leverage**⁴ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,27 al 31 marzo 2019 per effetto dello step up dell'indebitamento finanziario dovuto alla rilevazione iniziale delle passività per leasing, di cui 3 punti riferibili alla quota di passività di competenza dei follower delle unincorporated joint venture operate dall'Eni. Escludendo l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 16, il leverage si ridetermina in 0,16.

⁴ 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. 17 e seguenti del presente comunicato stampa.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al primo trimestre 2019 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 2019 e ai relativi comparative period (primo trimestre 2018 e quarto trimestre 2018). I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 marzo 2019 e al 31 dicembre 2018. 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 2019 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione finanziaria annuale 2018 alla quale si rinvia, ad eccezione dell'adozione del principio IFRS 16.

Adozione IFRS 16

Con efficacia 1° gennaio 2019, è entrato in vigore il nuovo principio contabile IFRS 16 "Leases" che definisce un modello unico di rilevazione dei contratti di leasing, eliminando la distinzione tra leasing operativi e finanziari. In sede di prima applicazione, Eni si è avvalsa della facoltà di rilevare l'effetto connesso alla rideterminazione retroattiva dei valori nel patrimonio netto al 1° gennaio 2019, senza effettuare il restatement degli esercizi precedenti posti a confronto (modified retrospective approach). L'IFRS 16 è stato applicato a tutti i contratti precedentemente classificati come leasing sulla base dello IAS 17 e dell'IFRIC 4 e non a quelli che non erano classificati come leasing. La descrizione delle principali assunzioni adottate e degli espedienti pratici utilizzati in sede di prima applicazione del nuovo principio contabile è fornita nella Relazione Finanziaria Annuale 2018 a cui si rinvia.

L'accounting dei contratti di leasing ex IFRS 16 prevede in sintesi:

- nello stato patrimoniale, la rilevazione di un'attività, rappresentativa del diritto d'uso del bene (di seguito "right-of-use asset"), e di una passività (di seguito "lease liability"), rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti dal contratto; come consentito dal principio, il right-of-use asset e la lease liability sono rilevate in voci distinte rispetto alle altre componenti patrimoniali;
- nel conto economico, tra i costi operativi, la rilevazione degli ammortamenti dell'attività per diritto d'uso e, nella sezione finanziaria, la rilevazione degli interessi passivi maturati sulla lease liability, se non oggetto di capitalizzazione, in luogo dei canoni di leasing operativi rilevati tra i costi operativi secondo le previsioni del principio contabile in vigore sino all'esercizio 2018. Nel caso in cui gli ammortamenti dell'attività per diritto d'uso e gli interessi passivi maturati sulla lease liability siano direttamente associati alla realizzazione di asset, essi sono capitalizzati su tali asset e successivamente rilevati a conto economico tramite il processo di ammortamento/svalutazione ovvero come radiazione, essenzialmente nel caso di asset esplorativi. Il conto economico include inoltre: (i) i canoni relativi a contratti di leasing di breve durata e di modico valore, come consentito in via semplificata dall'IFRS 16; e (ii) i canoni variabili di leasing, non inclusi nella determinazione della lease liability (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato);
- nel rendiconto finanziario, la rilevazione dei rimborsi della quota capitale della lease liability all'interno del flusso di cassa netto da attività di finanziamento. Gli interessi passivi sono rilevati nel flusso di cassa netto da attività operativa, se imputati a conto economico, ovvero nel flusso di cassa netto da attività di investimento se oggetto di capitalizzazione in quanto riferibili a beni assunti in leasing e utilizzati per la realizzazione di altri asset. Conseguentemente, rispetto alle disposizioni dello IAS 17 con riferimento ai contratti di leasing operativo, l'applicazione dell'IFRS 16 ha comportato un significativo impatto sul rendiconto finanziario determinando: (a) un miglioramento del flusso di cassa netto da attività operativa che non accoglie più i pagamenti per canoni di leasing non oggetto di capitalizzazione, ma gli esborsi per interessi passivi sulla lease liability non oggetto di capitalizzazione; (b) un minor assorbimento di cassa nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di investimento che non accoglie più i pagamenti relativi a canoni di leasing capitalizzati su attività materiali e immateriali, ma solo gli esborsi per interessi passivi sulla lease liability oggetto di capitalizzazione; e (c) un peggioramento del flusso di cassa netto da attività di finanziamento che accoglie gli esborsi connessi al rimborso della quota capitale della lease liability.

Nei casi di joint operations non incorporate tipiche del settore E&P, con riferimento al tema della rappresentazione dei contratti di leasing sottoscritti dall'operatore di tali joint operations, nel marzo 2019 l'IFRIC ha indicato, confermando la posizione espressa nel settembre 2018, la rilevazione della passività associata ai contratti di leasing posti in essere da parte del soggetto che assume la «primary responsibility» per l'adempimento dell'obbligazione. Pertanto, in caso di sottoscrizione del contratto da parte del solo operatore, la passività verso il locatore è da rilevarsi al 100% ancorché gli accordi in essere prevedano meccanismi di recupero dai follower. L'IFRIC si è pronunciato esclusivamente sul lato passivo senza fornire indicazioni sulle modalità di rappresentazione dell'attivo.

In relazione a ciò, quando sulla base delle previsioni contrattuali e di ogni altro elemento rilevante ai fini della valutazione, Eni è considerata primary responsible è prevista la rilevazione: (i) nel passivo, del 100% della lease liability, ancorché gli accordi in essere prevedano meccanismi di recupero dai follower; e (ii) nell'attivo del 100% del right-of-use asset, fatti salvi gli eventuali casi in cui sia ravvisabile contrattualmente la presenza di un sublease posto in essere con i follower.

Quando il contratto è sottoscritto da tutti i partecipanti all'iniziativa mineraria, Eni rileva la quota di spettanza del right-of-use e della lease liability sulla base del working interest detenuto. Nessuna rilevazione di attività e passività per leasing è effettuata nei casi in cui Eni non sia considerata "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni del contratto di leasing.

Di seguito si riportano gli impatti dell'adozione IFRS 16 sugli schemi consolidati:

(€ milioni)	I Trimestre 2019		
	Conto economico		
	ante IFRS 16	effetti IFRS 16	risultati GAAP
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(13.668)	252	(13.416)
Ammortamenti	(1.672)	(195)	(1.867)
Utile operativo	2.461	57	2.518
Oneri finanziari e imposte	(2.747)	(82)	(2.829)
Utile netto	1.120	(25)	1.095

1 Gennaio 2019			
(€ milioni)	Stato Patrimoniale		
	ante IFRS 16 opening balance	effetti IFRS 16	risultati GAAP
Capitale immobilizzato	71.567	5.629	77.196
Capitale circolante netto	(11.324)	117	(11.207)
Indebitamento finanziario netto	8.289	5.746	14.035
Patrimonio netto	51.073		51.073
Leverage	0,16		0,27

I Trimestre 2019			
(€ milioni)	Rendiconto finanziario		
	ante IFRS 16	effetti IFRS 16	risultati GAAP
Flusso di cassa netto da attività operativa (FFO)	1.908	189	2.097
Investimenti tecnici	(2.280)	41	(2.239)
Free Cash Flow (FCF)	(328)	230	(98)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento (CFFF)	(210)	(230)	(440)
Flusso di cassa netto del periodo (CASH FLOW)	(595)		(595)

Maggiori informazioni sono fornite nella nota n. 4 "Principi contabili di recente emanazione" al bilancio consolidato 2018.

* * *

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 2019 (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)

I Trimestre 2019

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	2.289	358	278	(143)	(264)	2.518
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(402)		130	(272)
Esclusione special item:						
oneri ambientali			40			40
svalutazioni (riprese di valore) nette	12		17	2		31
plusvalenze nette su cessione di asset	(3)		(2)			(5)
accantonamenti a fondo rischi						
oneri per incentivazione all'esodo	1		2	3		6
derivati su commodity		(121)	(4)			(125)
differenze e derivati su cambi	1	33	4			38
altro	8	102	12	1		123
Special item dell'utile (perdita) operativo	19	14	69	6		108
Utile (perdita) operativo adjusted	2.308	372	(55)	(137)	(134)	2.354
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(124)	(9)	4	(143)		(272)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	62	7	21	9		99
Imposte sul reddito ^(a)	(1.175)	(105)	(11)	68	37	(1.186)
Tax rate (%)	52,3	28,4	..			54,4
Utile (perdita) netto adjusted	1.071	265	(41)	(203)	(97)	995
di cui:						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						3
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						992
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						1.092
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(192)
Esclusione special item						92
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						992

(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
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti						
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
di cui:						
- 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)

IV Trimestre 2018

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	2.426	53	(946)	(233)	196	1.496
Esclusione (utile) perdita di magazzino			747		(144)	603
Esclusione special item:						
oneri ambientali		(1)	73	13		85
svalutazioni (riprese di valore) nette	663	(77)	123	14		723
plusvalenze nette su cessione di asset	(19)					(19)
accantonamenti a fondo rischi	9		22	(7)		24
oneri per incentivazione all'esodo	18	(1)	2			19
derivati su commodity		83	38			121
differenze e derivati su cambi	5	35	2			42
altro	(174)	(50)	82	40		(102)
Special item dell'utile (perdita) operativo	502	(11)	342	60		893
Utile (perdita) operativo adjusted	2.928	42	143	(173)	52	2.992
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	63	1	2	(214)		(148)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	88	7	(6)			89
Imposte sul reddito ^(a)	(1.521)	(42)	(44)	151	(24)	(1.480)
Tax rate (%)	49,4	84,0	31,7			50,5
Utile (perdita) netto adjusted	1.558	8	95	(236)	28	1.453
di cui:						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						3
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						1.450
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						399
Esclusione (utile) perdita di magazzino						428
Esclusione special item						623
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						1.450

(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item

IV Trim. 2018		I Trim. 2019 2018	
		(€ milioni)	
85	Oneri ambientali	40	51
723	Svalutazioni (riprese di valore) nette	31	29
(19)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(5)	(1)
24	Accantonamenti a fondo rischi		67
19	Oneri per incentivazione all'esodo	6	6
121	Derivati su commodity	(125)	(67)
42	Differenze e derivati su cambi	38	(16)
(202)	Ripristino ammortamenti Eni Norge		
100	Altro	123	7
893	Special item dell'utile (perdita) operativo	108	76
(35)	Oneri (proventi) finanziari	(36)	20
	<i>di cui:</i>		
(42)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	(38)	16
(442)	Oneri (proventi) su partecipazioni	2	4
	<i>di cui:</i>		
(898)	- plusvalenze da cessione		
418	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		
207	Imposte sul reddito	18	(1)
	<i>di cui:</i>		
210	- svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane		
(3)	- fiscalità su special item dell'utile operativo e altro	18	(1)
623	Totale special item dell'utile (perdita) netto	92	99

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

IV Trim.		I Trim.		
2018	(€ milioni)	2019	2018	var %
6.762	Exploration & Production	5.674	5.473	4
14.760	Gas & Power	14.008	13.742	2
6.548	Refining & Marketing e Chimica	5.391	5.566	(3)
5.481	- Refining & Marketing	4.441	4.433	
1.202	- Chimica	1.037	1.272	(18)
(135)	- Elisioni	(87)	(139)	
459	Corporate e altre attività	367	361	2
(8.473)	Elisioni di consolidamento	(6.900)	(7.210)	
20.056		18.540	17.932	3

Costi operativi

IV Trim.		I Trim.		
2018	(€ milioni)	2019	2018	var %
15.326	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	13.416	12.832	5
145	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	89	114	(22)
752	Costo lavoro	774	844	(8)
19	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	6	6	
16.223		14.279	13.790	4

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

IV Trim.		I Trim.		
2018	(€ milioni)	2019	2018	var %
1.462	Exploration & Production	1.603	1.640	(2)
105	Gas & Power	117	91	29
103	Refining & Marketing e Chimica	118	97	22
81	- Refining & Marketing	96	76	26
22	- Chimica	22	21	5
16	Corporate e altre attività	37	14	..
(8)	Effetto eliminazione utili interni	(8)	(7)	
1.678	Ammortamenti	1.867	1.835	2
723	Svalutazioni (riprese di valore) nette	31	29	7
2.401	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	1.898	1.864	2
26	Radiazioni	40	6	..
2.427		1.938	1.870	4

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)					
I Trimestre 2019	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	60	7	2	7	76
Dividendi	2		19		21
	62	7	21	7	97

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. 2019	31 Dic. 2018	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	25.789	25.865	(76)
- Debiti finanziari a breve termine	6.664	5.783	881
- Debiti finanziari a lungo termine	19.125	20.082	(957)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(10.254)	(10.836)	582
Titoli held for trading e altri titoli non strumentali all'attività operativa	(6.759)	(6.552)	(207)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(98)	(188)	90
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing	8.678	8.289	389
Passività per beni in leasing	5.818		5.818
- di cui working interest Eni	3.811		3.811
- di cui working interest follower	2.007		2.007
Indebitamento finanziario netto	14.496	8.289	6.207
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	52.776	51.073	1.703
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,16	0,16	
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,27	0,16	0,11

Leverage pro-forma

(€ milioni)	Misura di bilancio	Quota di lease liabilities di competenza di joint operator	Misura pro-forma
Indebitamento finanziario netto	14.496	2.007	12.489
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	52.776		52.776
Leverage pro-forma	0,27		0,24

Il leverage pro-forma è determinato al netto della quota delle passività per beni in leasing attribuibile ai follower, oggetto di recupero attraverso il meccanismo delle cash call.

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

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31 Mar. 2019	31 Dic. 2018
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	10.254	10.836
Attività finanziarie destinate al trading	6.675	6.552
Altre attività finanziarie correnti	308	300
Crediti commerciali e altri crediti	17.038	14.101
Rimanenze	4.630	4.651
Attività per imposte sul reddito correnti	154	191
Attività per altre imposte correnti	524	561
Altre attività correnti	2.530	2.258
	42.113	39.450
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	61.795	60.302
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.465	1.217
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.604	
Attività immateriali	3.180	3.170
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	6.239	7.044
Altre partecipazioni	934	919
Altre attività finanziarie non correnti	1.289	1.253
Attività per imposte anticipate	4.048	3.931
Altre attività non correnti	834	792
	85.388	78.628
Attività destinate alla vendita	301	295
TOTALE ATTIVITÀ	127.802	118.373
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	2.388	2.182
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	4.276	3.601
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	882	
Debiti commerciali e altri debiti	16.567	16.747
Passività per imposte sul reddito correnti	544	440
Passività per altre imposte correnti	2.493	1.432
Altre passività correnti	4.827	3.980
	31.977	28.382
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	19.125	20.082
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.936	
Fondi per rischi e oneri	11.922	11.886
Fondi per benefici ai dipendenti	1.178	1.117
Passività per imposte differite	4.317	4.272
Altre passività non correnti	1.495	1.502
	42.973	38.859
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	76	59
TOTALE PASSIVITÀ	75.026	67.300
PATRIMONIO NETTO		
Interessenze di terzi	60	57
Patrimonio netto di Eni:		
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	39.020	36.702
Riserve per differenze cambio da conversione	7.508	6.605
Altre riserve	1.672	1.672
Azioni proprie	(581)	(581)
Acconto sul dividendo		(1.513)
Utile (perdita) netto	1.092	4.126
Totale patrimonio netto di Eni	52.716	51.016
TOTALE PATRIMONIO NETTO	52.776	51.073
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	127.802	118.373

CONTO ECONOMICO

IV Trim.		I Trim.	
2018	(€ milioni)	2019	2018
RICAVI			
20.056	Ricavi della gestione caratteristica	18.540	17.932
65	Altri ricavi e proventi	261	135
20.121	Totale ricavi	18.801	18.067
COSTI OPERATIVI			
(15.326)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(13.416)	(12.832)
(145)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(89)	(114)
(752)	Costo lavoro	(774)	(844)
25	Altri proventi (oneri) operativi	(66)	(8)
(1.678)	Ammortamenti	(1.867)	(1.835)
(723)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali	(31)	(29)
(26)	Radiazioni	(40)	(6)
1.496	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	2.518	2.399
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI			
926	Proventi finanziari	1.266	804
(976)	Oneri finanziari	(1.545)	(1.088)
2	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	62	(6)
(65)	Strumenti finanziari derivati	(19)	66
(113)		(236)	(224)
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI			
(471)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	76	45
1.002	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	21	23
531		97	68
1.914	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	2.379	2.243
(1.512)	Imposte sul reddito	(1.284)	(1.295)
402	Utile (perdita) netto	1.095	948
Di cui:			
399	- azionisti Eni	1.092	946
3	- interessenze di terzi	3	2
Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)			
0,11	- semplice	0,30	0,26
0,11	- diluito	0,30	0,26

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	I Trim.	
	2019	2018
Utile (perdita) netto del periodo	1.095	948
Componente riclassificabili a conto economico	609	(1.040)
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	903	(1.007)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(411)	(60)
Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(2)	11
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	119	16
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	609	(1.040)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	1.704	(92)
di competenza:		
- azionisti Eni	1.701	(94)
- interessenze di terzi	3	2

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2018	48.324
Totale utile (perdita) complessivo	5.713
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.953)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Altre variazioni	(8)
Totale variazioni	2.749
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2018	51.073
di competenza:	
- azionisti Eni	51.016
- interessenze di terzi	57
Patrimonio netto comprese le interessenze al 31 dicembre 2018	51.073
Impatto adozione IAS 28	(4)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2019	51.069
Totale utile (perdita) complessivo	1.704
Altre variazioni	3
Totale variazioni	1.707
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 Mar. 2019	52.776
di competenza:	
- azionisti Eni	52.716
- interessenze di terzi	60

RENDICONTO FINANZIARIO

IV Trim.		I Trim.	
2018	(€ milioni)	2019	2018
402	Utile (perdita) netto	1.095	948
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>		
1.678	Ammortamenti	1.867	1.835
723	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali	31	29
26	Radiazioni	40	6
471	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(76)	(45)
(37)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(5)	(1)
(113)	Dividendi	(21)	(23)
(45)	Interessi attivi	(34)	(43)
185	Interessi passivi	253	139
1.512	Imposte sul reddito	1.284	1.295
(817)	Altre variazioni	45	130
	Variazioni del capitale di esercizio:		
647	- rimanenze	(189)	188
1.253	- crediti commerciali	(2.158)	(1.916)
(63)	- debiti commerciali	424	95
15	- fondi per rischi e oneri	(55)	104
(104)	- altre attività e passività	388	455
1.748	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	<i>(1.590)</i>	<i>(1.074)</i>
2	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	47	35
115	Dividendi incassati	530	5
35	Interessi incassati	14	21
(88)	Interessi pagati	(230)	(186)
(1.472)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.153)	(884)
4.325	Flusso di cassa netto da attività operativa	2.097	2.187
	Investimenti:		
(2.640)	- attività materiali	(2.179)	(2.507)
(147)	- attività immateriali	(60)	(34)
(75)	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite		(15)
(12)	- partecipazioni	(30)	(22)
(74)	- titoli	(91)	(241)
(97)	- crediti finanziari	(86)	(193)
165	- variazione debiti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale	87	(8)
(2.880)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(2.359)</i>	<i>(3.020)</i>
	Disinvestimenti:		
54	- attività materiali	6	6
(236)	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		32
68	- partecipazioni		29
18	- titoli	16	5
138	- crediti finanziari	77	80
7	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		(48)
49	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>99</i>	<i>104</i>
(2.831)	Flusso di cassa netto da attività di investimento (*)	(2.260)	(2.916)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

IV Trim.		I Trim.	
2018	(€ milioni)	2019	2018
489	Assunzione di debiti finanziari non correnti	26	511
(878)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(381)	(1.568)
	Rimborso di passività per beni in leasing	(230)	
(588)	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	145	168
(977)		(440)	(889)
(4)	Dividendi pagati ad azionisti Eni		(1)
(981)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(440)	(890)
	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)	(1)	
1	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	9	(19)
514	Flusso di cassa netto del periodo	(595)	(1.638)
10.341	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo^(a)	10.855	7.363
10.855	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo^(a)	10.260	5.725

(a) Nel primo trimestre 2019, le disponibilità liquide ed equivalenti a inizio e fine periodo comprendono rispettivamente €19 milioni e €6 milioni di disponibilità liquide ed equivalenti di società consolidate destinate alla vendita che nello schema di stato patrimoniale sono riportate nella voce "Attività destinate alla vendita".

(*) 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.	
2018	(€ milioni)	2019	2018
(46)	Flusso di cassa netto degli investimenti/disinvestimenti relativi all'attività finanziaria	(65)	(265)

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

IV Trim.		I Trim.	
2018	(€ milioni)	2019	2018
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti			
4	Attività correnti		2
89	Attività non correnti		23
(16)	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		(1)
(2)	Passività correnti e non correnti		(8)
75	Effetto netto degli investimenti		16
75	Totale prezzo di acquisto		16
<i>a dedurre:</i>			
	Disponibilità liquide ed equivalenti		(1)
75	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			
271	Attività correnti		39
4.794	Attività non correnti		9
767	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		
(3.309)	Passività correnti e non correnti		(16)
2.523	Effetto netto dei disinvestimenti		32
115	Riclassifica delle differenze di cambio rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo		
(3.498)	Fair value della quota di partecipazioni mantenute dopo la cessione del controllo		
889	Fair value business combination		
8	Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti		
37	Totale prezzo di vendita		32
<i>a dedurre:</i>			
(273)	Disponibilità liquide ed equivalenti		
(236)	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		32

Investimenti tecnici

IV Trim.		I Trim.		
2018	(€ milioni)	2019	2018	var %
2.366	Exploration & Production	2.068	2.432	(15)
136	- acquisto di riserve proved e unproved	366	712	(49)
101	- costi geologici e geofisici	82	64	28
199	- ricerca esplorativa	143	65	..
1.899	- sviluppo	1.467	1.586	(8)
31	- altro	10	5	100
74	Gas & Power	42	42	
372	Refining & Marketing e Chimica	188	125	50
317	- Refining & Marketing	171	100	71
55	- Chimica	17	25	(32)
83	Corporate e altre attività	27	11	..
(7)	Elisioni di consolidamento	(4)	(5)	
2.888	Investimenti tecnici	2.321	2.605	(11)
101	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività operativa	82	64	28
2.787	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività di investimento	2.239	2.541	(12)

Nel primo trimestre 2019 gli investimenti tecnici di €2.239 milioni (€2.541 milioni nel primo trimestre 2018) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€1.467 milioni) in particolare in Egitto, Ghana, Nigeria, Libia, Messico, Angola e Emirati Arabi Uniti. L'acquisto di riserve proved e unproved di €366 milioni riguarda l'acquisto di riserve in Alaska e in Algeria;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€160 milioni) finalizzati essenzialmente al ripristino dell'impianto EST a Sannazzaro, alla riconversione in green della Raffineria di Gela e 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 (€38 milioni).

Gli esborsi rilevati nel flusso di cassa netto dell'attività operativa di €82 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. 2018			I Trim.	
			2019	2018
1.872	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}	(mgl di boe/giorno)	1.832	1.867
134	Italia		131	144
193	Resto d'Europa		169	218
358	Africa Settentrionale		372	442
327	Egitto		334	259
377	Africa Sub-Sahariana		362	348
162	Kazakhstan		148	139
198	Resto dell'Asia		180	151
99	America		107	142
24	Australia e Oceania		29	24
157	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	152	157

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2018			I Trim.	
			2019	2018
897	Produzione di petrolio e condensati ^{(a)(b)}	(mgl di barili/giorno)	887	885
57	Italia		56	64
111	Resto d'Europa		102	132
160	Africa Settentrionale		164	151
67	Egitto		71	77
244	Africa Sub-Sahariana		252	251
110	Kazakhstan		96	88
95	Resto dell'Asia		84	52
51	America		60	68
2	Australia e Oceania		2	2

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2018			I Trim.	
			2019	2018
151	Produzione di gas naturale ^{(a)(b)}	(mln di metri cubi/giorno)	146	152
12	Italia		12	12
13	Resto d'Europa		10	13
31	Africa Settentrionale		32	45
40	Egitto		41	28
21	Africa Sub-Sahariana		17	15
8	Kazakhstan		8	8
16	Resto dell'Asia		15	16
7	America		7	12
3	Australia e Oceania		4	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 idrocarburi utilizzata come autoconsumo (118 e 100 mila boe/giorno nel I Trimestre 2019 e 2018, rispettivamente e 151 mila boe/giorno nel quarto trimestre 2018).

Gas & Power

Vendite di gas naturale

IV Trim.		I Trim.		
2018	(mld di metri cubi)	2019	2018	var %
8,85	ITALIA	10,77	11,19	(4)
1,95	- Grossisti	2,55	2,68	(5)
2,11	- PSV e borsa	2,52	2,97	(15)
1,30	- Industriali	1,32	1,21	9
0,21	- PMI e terziario	0,35	0,31	13
0,38	- Termoelettrici	0,40	0,32	25
1,30	- Residenziali	2,01	2,11	(5)
1,60	- Autoconsumi	1,62	1,59	2
9,87	VENDITE INTERNAZIONALI	10,56	11,25	(6)
7,90	Resto d'Europa	8,00	9,28	(14)
1,04	- Importatori in Italia	1,02	0,89	15
6,86	- Mercati europei	6,98	8,39	(17)
1,41	<i>Penisola Iberica</i>	1,21	1,27	(5)
0,46	<i>Germania/Austria</i>	0,45	0,87	(48)
1,01	<i>Benelux</i>	0,91	1,28	(29)
0,50	<i>Regno Unito</i>	0,49	0,78	(37)
1,70	<i>Turchia</i>	1,77	2,00	(12)
1,58	<i>Francia</i>	1,71	1,96	(13)
0,20	<i>Altro</i>	0,44	0,23	91
1,97	Resto del Mondo	2,56	1,97	30
18,72	TOTALE VENDITE GAS MONDO	21,33	22,44	(5)
2,40	<i>di cui: vendite di GNL</i>	2,70	2,70	