



San Donato Milanese
26 luglio 2019

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

Eni: risultati del secondo trimestre e del semestre 2019

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari¹

I Trim. 2019			II Trim.			I Sem.		
			2019	2018	var %	2019	2018	var %
63,20	Brent dated	\$/barile	68,82	74,35	(7)	66,01	70,55	(6)
1,136	Cambio medio EUR/USD		1,124	1,190	(6)	1,130	1,210	(7)
55,65	Prezzo in euro del Brent dated	€/barile	61,25	62,46	(2)	58,42	58,31	0
222	PSV	€/mgl mc	178	245	(27)	200	242	(17)
1.832	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.825	1.863	(2)	1.829	1.865	(2)
2.354	Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)	€ milioni	2.279	2.564	(11)	4.633	4.944	(6)
2.308	di cui: E&P		2.140	2.742	(22)	4.448	4.827	(8)
372	G&P		46	108	(57)	418	430	(3)
(55)	R&M e Chimica		48	67	(28)	(7)	144	..
992	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		562	767	(27)	1.554	1.745	(11)
0,28	per azione - diluito (€)		0,16	0,21		0,43	0,48	
1.092	Utile (perdita) netto ^(b)		424	1.252	(66)	1.516	2.198	(31)
0,30	per azione - diluito (€)		0,12	0,35		0,42	0,61	
3.415	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo ^(c)		3.385	2.376	43	6.800	5.542	23
2.097	Flusso di cassa netto da attività operativa		4.515	3.033	49	6.612	5.220	27
1.874	Investimenti (tecnici e in partecipazioni) netti ^(d)		1.915	1.919	(0)	3.789	3.695	3
8.678	Indebitamento finanziario netto ante lease liability ex IFRS 16		7.869	9.897	(20)	7.869	9.897	(20)
14.496	Indebitamento finanziario netto post lease liability ex IFRS 16		13.591	n.a.		13.591	n.a.	
52.776	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		51.006	50.471	1	51.006	50.471	1
0,16	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,15	0,20		0,15	0,20	
0,27	Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,27	n.a.		0,27	n.a.	

(a) Per la definizione dei risultati adjusted vedi nota sulle Non-GAAP measure a pag. 19.

(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 ieri i risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2019 (non sottoposti a revisione contabile). Esaminando i risultati, Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"Nel primo semestre Eni ha conseguito eccellenti risultati finanziari, proseguendo nella realizzazione degli obiettivi del proprio piano industriale. La generazione di cassa dell'esercizio, in incremento di oltre il 20% nonostante uno scenario meno favorevole rispetto al semestre precedente, ha coperto ampiamente tanto gli investimenti, a cui continuiamo ad applicare una rigorosa disciplina, quanto la remunerazione degli azionisti che oltre al saldo dividendo include ora anche il buy-back. Di conseguenza il debito è sceso rispetto a quello di bilancio di un ulteriore 5% a €7,87 miliardi prima della passività per leasing. Un ulteriore surplus di cassa potrà derivare nel prossimo futuro dal fatto che il prezzo effettivo del Brent è atteso a un livello superiore rispetto a quello di cash neutrality per Eni, pari a circa 55 \$/barile. Questi risultati sono stati ottenuti grazie alla performance industriale. Nell'Upstream il nostro modello operativo, concepito per portare in produzione le riserve nel più breve tempo possibile, ha portato all'avvio della produzione dell'Area 1 in Messico a meno di un anno dall'approvazione del piano di sviluppo. Abbiamo inoltre aumentato per via organica la nostra base produttiva crescendo principalmente in Egitto dove il campo di Zohr si avvia al raggiungimento del plateau. Prosegue in Gas & Power il trend positivo del portafoglio long-term con il rinnovo del contratto di fornitura da Sonatrach. Ottimi anche i risultati del Retail gas & power che amplia la propria base clienti di circa 130 mila utenze. I business R&M e Chimica attenuano l'effetto di uno scenario debole con un recupero di redditività nel secondo trimestre, soprattutto nel marketing oil. I principali indici di sostenibilità mostrano un costante miglioramento, in linea con gli obiettivi fissati; inoltre registriamo l'avvio della Green Refinery di Gela. Su queste basi intendo confermare al CDA del 19 settembre la proposta di un acconto dividendo di €0,43 per azione."

¹ I valori economici, patrimoniali e finanziari del secondo trimestre e del primo semestre 2019 recepiscono gli effetti dell'IFRS 16 sulla contabilizzazione dei lease. Per consentire un confronto omogeneo con i corrispondenti periodi del 2018 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. 14.

Highlight

Exploration & Production

- **Produzione di idrocarburi: 1,83 milioni di boe/giorno** nel trimestre e nel semestre, sostanzialmente invariata al netto del portafoglio;
 - confronto penalizzato della cessazione del contratto produttivo Intisar in Libia avvenuta a partire dal terzo trimestre del 2018; **escludendo tale effetto e il portafoglio, crescita netta di circa 110 mila boe/giorno nel trimestre pari a +6,5% per incrementi produttivi e minori manutenzioni (94 mila boe/giorno nel semestre, +5,5%);**
 - contributo complessivo da avvii/ramp-up pari a circa 218 mila boe/giorno, guidato dalla piena regimazione dei progetti libici avviati nel 2018 (Wafa compression e Bahr Essalam fase 2) e dalla crescita organica in Egitto (ramp-up Zohr), Ghana e Angola.
- **Avvii nuovi giacimenti:**
 - **Messico:** avviato in "early production" il giacimento Miztón nell'Area 1 offshore, primo step dello sviluppo di un hub petrolifero con risorse stimate pari a 2,1 miliardi di boe in posto. Lo start-up è avvenuto in meno di due anni e mezzo dalla perforazione del primo pozzo e a meno di un anno dall'approvazione del piano di sviluppo a dimostrazione dell'efficacia del modello di fast track di Eni;
 - **Egitto:** avviata la produzione di petrolio dall'area di sviluppo di SW Melehia, grazie alle scoperte effettuate nel corso del 2018;
 - confermati gli avvii pianificati nel secondo semestre in Egitto e Algeria. Il 15 luglio start-up di Trestakk in **Norvegia**; avviato anche Berkine olio in **Algeria**.
- **Esplorazione:**
 - principali successi:**
 - nel semestre **scoperte risorse esplorative** per 350 milioni di boe;
 - **Angola offshore:** continua con successo la nuova campagna esplorativa del Blocco 15/06 (Eni operatore con il 36,8%) con le scoperte sui prospetti di Ndungu e Agidigbo, seconda e terza scoperta da inizio anno dopo quella di Agogo e quinta dalla ripresa nel 2018 dell'esplorazione nell'area, che ha consentito di incrementare fino a 1,8 miliardi di barili la stima di olio in posto;
 - **Ghana offshore:** scoperta a gas e condensati nel CTP-Blocco 4 (operato), con riserve in posto stimate tra 550-650 miliardi di piedi cubi di gas e 18-20 milioni di barili di condensato associato caratterizzato dalla prossimità alle strutture produttive;
 - **Mare del Nord norvegese:** scoperte a olio e gas nella licenza PL 869 partecipata da Vår Energi;
 - **Egitto offshore:** scoperta a gas nel prospetto esplorativo Nour (operato da Eni con il 40%) e scoperte near field nel deserto occidentale sui prospetti di Basma e Shemy, nel delta del Nilo sul prospetto onshore di El Qara North East 1 e nel Golfo di Suez sul prospetto Sidri South. Alcuni pozzi di scoperta sono già stati allacciati alle facility produttive dell'area;
 - **Vietnam:** scoperta a gas e condensati nel prospetto esplorativo Ken Bau nel Blocco 114 (Eni 50%, operatore), nell'offshore del Paese.
 - reloading portafoglio titoli minerari:** nel semestre acquisito nuovi acreage per complessivi 24.200 chilometri quadrati in Bahrain, EAU, Mozambico, Algeria, Norvegia, Costa d'Avorio ed Egitto. Sono in fase di ratifica i seguenti accordi:
 - **Kazakhstan/Mar Caspio:** per l'ottenimento dei diritti di esplorazione e produzione della concessione Abay in acque poco profonde, in joint venture con la società petrolifera di Stato KMG;
 - **Ghana:** per la licenza di esplorazione e produzione nel Blocco offshore WB03 (Eni operatore con il

70%) nelle acque medio profonde del prolifico bacino del Tano, in prossimità del giacimento in produzione Sankofa (progetto OCTP);

- **Argentina:** per la licenza esplorativa del blocco MLO 124 (Eni operatore con l'80%) nell'offshore meridionale.
- Firmati accordi per la cessione a **Qatar Petroleum**:
 - del 13,75% nei blocchi esplorativi L11A, L11B e L12, nelle acque profonde del **Kenya**;
 - 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**, Eni mantiene l'operatorship con una quota del 34%.
- **Dual exploration model:** ceduto il 20% della scoperta di Merakes.
- Approvato dal Governo del Mozambico **il piano di sviluppo del progetto Rovuma LNG** per la produzione, liquefazione e commercializzazione di gas naturale da tre giacimenti del complesso Mamba situati nell'Area 4, nell'offshore del Bacino di Rovuma.
- **Investimenti netti**²: €3,16 miliardi nel semestre, in linea con le previsioni.
- **Utile operativo adjusted Exploration & Production:** €2,14 miliardi nel secondo trimestre 2019 (-22% rispetto al secondo trimestre 2018); €4,45 miliardi nel semestre (-8% rispetto al periodo di confronto). Escludendo per omogeneità il risultato di Eni Norvegia nel 2018 e al netto dello scenario e dello IFRS 16, la variazione si ridetermina in -5% nel secondo trimestre (+5% nel semestre).

Gas & Power

- Firmati accordi con la società di stato Sonatrach per il rinnovo del **contratto di fornitura per l'importazione del gas algerino in Italia** fino al 2027 (con due anni aggiuntivi opzionali) e del contratto di trasporto in Italia tramite il gasdotto tunisino onshore e quello offshore.
- **Esito prima fase arbitrato con GasTerra:** respinta la richiesta GasTerra di ottenere un conguaglio per le forniture gas del periodo 1 ottobre 2012 – 30 settembre 2015; nessun onere a carico Eni. Concordata la revoca della garanzia a suo tempo concessa.
- **Business retail:** in crescita la base clienti nel semestre di circa 130 mila punti di riconsegna grazie allo sviluppo del business power.
- **Utile operativo adjusted G&P:** €0,05 miliardi nel secondo trimestre (-57%); €0,4 miliardi nel semestre (-3%). Performance sostenuta dalla crescita e dalla migliore efficienza del business retail.

Refining & Marketing e Chimica

- **ADNOC refinery:** ottenute le autorizzazioni antitrust, atteso a breve il closing dell'acquisizione del 20%.
- **Green refinery di Gela:** avviate le prime unità produttive.
- **Unità EST Sannazzaro:** prevista piena operatività nel terzo trimestre.
- Completato il ramp-up dello **steam-cracker di Priolo** nella chimica dopo la fermata del primo trimestre.
- **Utile operativo adjusted Refining & Marketing:** positivo a €0,08 miliardi nel secondo trimestre rispetto alla perdita del primo (+25% vs. trimestre di confronto) per effetto della solida performance delle attività commerciali e della migliore performance impiantistica; primo semestre a €0,07 miliardi (-15%) a causa della debolezza dello scenario per le lavorazioni complesse e delle maggiori fermate.
- **Risultato adjusted della Chimica:** perdita di €28 milioni nel secondo trimestre (-€74 milioni nel semestre) dovuta all'ancora parziale disponibilità dello steam-cracker di Priolo e ad una fermata

² Esclude bonus pagati per acquisto riserve, acquisizioni di equity interest ed altri item non organici per un totale di circa €500 milioni.

manutentiva a quello di Porto Marghera, in uno scenario ancora depresso per la chimica, in peggioramento nel segmento elastomeri per il rallentamento nel settore automotive.

Decarbonizzazione ed economia circolare

- **Intensità emissiva GHG del settore E&P:** 20,94 tCO₂ eq³/migliaia di boe, in riduzione dell'1,3% rispetto al primo semestre 2018 (-2,3% rispetto alla media annua 2018); in linea con il target al 2025 dichiarato al mercato.
- **Energy Solutions**, generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili: 40 MW di capacità installata al 30 giugno. Nell'ambito delle attività del semestre si segnalano gli avvii dei cantieri per la realizzazione degli impianti di:
 - Badamsha, in **Kazakhstan**, eolico da 50 MW;
 - Porto Torres (SS), fotovoltaico da 31 MW, in **Italia**;
 - Katherine, nel nord dell'**Australia**, fotovoltaico da 33,7 MW, dotato di un sistema di accumulo;
 - Tataouine, nel sud della **Tunisia**, fotovoltaico con una capacità installata di 10 MW, e Adam, in prossimità della omonima concessione petrolifera, fotovoltaico con una capacità installata di 5 MW.
- Firmati accordi quadro per lo **sviluppo dell'economia circolare**, in particolare per la conversione dei rifiuti in bio-feedstock, con importanti stakeholder della società civile e del mondo dell'impresa, quali: Coldiretti, Maire Tecnimont, RenOils, Veritas.
- Firmata con l'**Organizzazione delle Nazioni Unite per lo sviluppo industriale (UNIDO)** una dichiarazione congiunta per l'avvio di un modello innovativo di collaborazione pubblico-privato, finalizzato a contribuire al conseguimento degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite.
- Avviata la **collaborazione con ENEA** nella ricerca sulla fusione a confinamento magnetico, per ottenere energia pulita, sostenibile e sicura.

Risultati Consolidati

- **Utile operativo adjusted:** €2,28 miliardi nel secondo trimestre, -11% (€4,63 miliardi nel semestre, -6%). Escludendo per omogeneità il risultato di Eni Norge del 2018 e al netto dell'effetto scenario e dello IFRS 16, la variazione si ridetermina in +9% (+7% nel semestre).
- **Utile netto adjusted:** €0,56 miliardi nel secondo trimestre, -27% (-24% escludendo gli effetti IFRS 16); €1,55 miliardi nel semestre, -11% (-8% escludendo gli effetti IFRS 16).
- **Utile netto:** €0,42 miliardi e €1,52 miliardi rispettivamente nel secondo trimestre 2019 e nel semestre 2019.
- **Generazione di cassa ante working capital a costi di rimpiazzo⁴ in forte crescita:** €3,39 miliardi nel trimestre, +43% e €6,8 miliardi nel semestre, +23%. Prima dell'effetto determinato dallo IFRS 16 e considerando i fenomeni straordinari che avevano ridotto di circa €500 milioni il dato dei periodi di confronto, la crescita rimane comunque significativa: €3,3 miliardi nel trimestre, +18%; €6,5 miliardi nel semestre, +9%.
- **Generazione di cassa operativa:** €6,61 miliardi nel semestre, +27% (€4,52 miliardi nel secondo trimestre, +49%), su cui ha inciso il pagamento straordinario legato alla definizione di un arbitrato (€330 milioni).
- **Investimenti netti:** €3,79 miliardi nel semestre al netto dell'acquisto di riserve in Alaska e in Algeria e con effetti IFRS 16 non significativi.
- **Indebitamento finanziario netto:** escludendo l'applicazione dell'IFRS 16, il debito netto si determina in €7,87 miliardi, in riduzione del 5% rispetto al 31/12/2018. Includendo gli effetti dello IFRS 16: €13,59

³ La CO₂ equivalente (CO₂eq) è l'unità di misura che esprime l'impatto sul riscaldamento globale dato da una certa quantità di gas serra, rispetto alla stessa quantità del principale gas climalterante, l'anidride carbonica (CO₂). Le emissioni Eni sono riportate in CO₂eq in quanto comprendono, oltre all'anidride carbonica, altri gas climalteranti quali il metano (CH₄) ed il protossido di azoto (N₂O), rispettivamente caratterizzati da un fattore di conversione pari a 25 e 298 (fonte IPCC).

⁴ Vedi definizione alla tavola di riconduzione a pag. 14.

miliardi, di cui circa €2 miliardi relativi alla lease liability di competenza dei joint operator upstream dell'Eni.

- **Leverage:** escludendo l'applicazione dell'IFRS 16, leverage si ridetermina in 0,15, in riduzione rispetto al 31 dicembre 2018 e al 31 marzo 2019. Includendo gli effetti dello IFRS 16: leverage a 0,27; 0,23 al netto della quota di lease liability di competenza dei partner E&P.
- **Buy-back:** avviato a fine maggio il programma di riacquisto di azioni; al 30 giugno acquistate 3,69 milioni di azioni al costo di €52,4 milioni.
- **Proposta acconto dividendo 2019:** €0,43 per azione⁵, a valere sulla previsione di dividendo annuo di €0,86 per azione.

Outlook 2019

Exploration & Production

Produzione di idrocarburi: confermata la crescita tra il 2% e il 2,5% su base annua allo scenario di budget di 62 \$/barile e al netto delle operazioni di portafoglio. Il range assume un livello produttivo in Venezuela di 40 mila boe/giorno e la regimazione delle produzioni gas in Indonesia in funzione della ridotta capacità di assorbimento del mercato asiatico. La crescita sarà sostenuta dal ramp-up dei giacimenti avviati nel 2018, in particolare i progetti libici Wafa compression e Bahr Essalam fase 2, dalla crescita organica in Egitto (ramp-up Zohr), Ghana e Angola, nonché dagli avvii del progetto Area 1 nell'offshore del Messico, Berkine North in Algeria e Trestakk in Norvegia e di quelli pianificati in Egitto e Algeria. Previsto un contributo annuo da avvii/ramp-up di circa 250 mila boe/giorno. Dopo le fermate manutentive concentrate nel secondo trimestre 2019, la crescita vs. il 2018 sarà evidente dal terzo trimestre caratterizzato ancora da fermate e ancora di più dal quarto.

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

Gas & Power

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

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

Refining & Marketing e Chimica

Margine di raffinazione di breakeven rivisto a circa 4,4 \$/barile nel 2019 per effetto del peggioramento del differenziale tra greggi leggeri e greggi pesanti e con la piena operatività del sistema industriale. Allo scenario di budget, 3,5 \$/barile a fine 2019.

Risultato operativo: rivista la guidance a €500 milioni in considerazione del peggioramento dello scenario di conversione.

Lavorazioni in conto proprio delle raffinerie sostanzialmente in linea.

Lavorazioni green previste in crescita per l'avvio di Gela.

Vendite rete stabili; costante la quota di mercato retail Italia.

Vendite e produzioni di prodotti chimici: in flessione a causa della fermata dello steam-cracker di Priolo avvenuta nel primo trimestre, tornato a regime a fine luglio.

⁵ Al dividendo non compete alcun credito d'imposta e, a seconda dei percettori, è soggetto a ritenuta alla fonte a titolo di imposta o concorre in misura parziale alla formazione del reddito imponibile.

Gruppo

Capex: rivista in leggera riduzione 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 a costi di rimpiazzo: attesa pari a circa €12,8 miliardi, allo scenario di budget, prima degli effetti dello IFRS 16.

Cash neutrality: confermata per il 2019 la copertura degli investimenti organici e del dividendo allo scenario Brent di circa 55 \$/barile ante effetti IFRS 16; 52 \$/barile con gli effetti dello IFRS 16.

Analisi per segmento di business

Exploration & Production

Produzione e prezzi

I Trim.			II Trim.			I Sem.		
2019			2019	2018	var %	2019	2018	var %
Produzioni								
887	Petrolio	mgl di barili/g	867	881	(2)	877	883	(1)
146	Gas naturale	mln di metri cubi/g	148	152	(3)	147	152	(3)
1.832	Idrocarburi (a)	mgl di boe/g	1.825	1.863	(2)	1.829	1.865	(2)
Prezzi medi di realizzo								
58,08	Petrolio	\$/barile	63,52	69,17	(8)	60,70	65,35	(7)
198	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	173	160	8	186	159	17
44,82	Idrocarburi	\$/boe	45,18	47,62	(5)	45,00	45,02	(0)

(a) Il dato include 30 mila e 15 mila boe/giorno cumulati, prevalentemente gas, rispettivamente nel secondo trimestre e nel semestre (2,8 milioni di boe) per i quali il buyer, società petrolifera di stato, ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione della clausola take-or-pay nell'ambito di un contratto di fornitura long-term ed è altamente probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo dei volumi prepagati (make-up) nei termini contrattuali. Il corrispettivo ricevuto è stato rilevato nei financial statements come un ricavo in base allo IFRS 15 avendo Eni perfezionato la propria performance obligation.

- La **produzione di idrocarburi** nel secondo trimestre 2019 è stata di 1,825 milioni di boe/giorno in riduzione del 2% rispetto al corrispondente periodo del 2018 (-2% nel semestre 2019); al netto del portafoglio, la produzione risulta sostanzialmente in linea in entrambi i reporting period (-0,6% nel trimestre; -0,9% nel semestre). Inoltre il confronto è penalizzato dagli effetti della chiusura del contratto produttivo Intisar in Libia avvenuta dal terzo trimestre 2018. Escludendo tali produzioni dal periodo di confronto, la performance produttiva è stata robusta grazie al contributo dei ramp-up di Zohr e dei progetti avviati nel 2018 in particolare in Libia, Angola e Ghana (per un contributo complessivo di circa 218 mila boe/giorno), nonché alla crescita in Nigeria, Australia ed Emirati Arabi Uniti. Tali fattori sono stati parzialmente compensati dalle fermate programmate in Kazakhstan e Norvegia, minore produzione in Venezuela, per la situazione contingente nel Paese, e in Indonesia a seguito della modulazione delle produzioni per riflettere la riduzione della domanda gas in Asia, nonché dal declino di giacimenti maturi, in particolare in Italia.
- La **produzione di petrolio** è stata di 867 mila barili/giorno, in riduzione di 14 mila barili/giorno, pari al 2%, rispetto al secondo trimestre 2018 (877 mila barili/giorno nel primo semestre 2019, -1%). I ramp-up del periodo in Libia, Angola e Ghana e la crescita produttiva in Nigeria ed Emirati Arabi Uniti sono stati compensati dalle fermate produttive, dalla minore produzione in Venezuela e dal declino dei giacimenti maturi.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 148 milioni di metri cubi/giorno, in riduzione di 4 milioni di metri cubi/giorno, pari al 3% rispetto al secondo trimestre del 2018 (147 milioni di metri cubi/giorno nel primo semestre, -3%). Escludendo gli effetti della chiusura del contratto produttivo Intisar in Libia, la produzione registra una performance positiva. I ramp-up di periodo sono stati parzialmente compensati dalla minore produzione in Indonesia e Venezuela nonché dal declino dei giacimenti maturi.

Risultati

I Trim. 2019	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2019	2018	var %	2019	2018	var %
2.289	Utile (perdita) operativo	2.136	2.602	(18)	4.425	4.568	(3)
19	Esclusione special items	4	140		23	259	
2.308	Utile (perdita) operativo adjusted	2.140	2.742	(22)	4.448	4.827	(8)
(124)	Proventi (oneri) finanziari netti	(79)	(263)		(203)	(319)	
62	Proventi (oneri) su partecipazioni	86	109		148	144	
(1.175)	Imposte sul reddito	(1.415)	(1.504)		(2.590)	(2.644)	
52,3	tax rate (%)	65,9	58,1		59,0	56,8	
1.071	Utile (perdita) netto adjusted	732	1.084	(32)	1.803	2.008	(10)
	I risultati includono:						
117	Costi di ricerca esplorativa:	189	86	120	306	161	90
82	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	64	64		146	128	
35	- radiazione di pozzi di insuccesso	125	22		160	33	
1.986	Investimenti tecnici	1.676	1.693	(1)	3.662	4.061	(10)

- Nel secondo trimestre il settore Exploration & Production ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €2.140 milioni con una riduzione del 22% rispetto al secondo trimestre 2018. La riduzione si ridetermina in -5% 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 e al netto dello IFRS 16 e dell'effetto negativo dello scenario riferito alla flessione del prezzo in dollari del petrolio (-7% per il marker Brent) e dei prezzi spot del gas, quest'ultimi con impatto particolare sulle vendite nei mercati europei, solo parzialmente compensati dall'apprezzamento dello USD vs. EUR (+6%). Tale contrazione è dovuta a maggiori write-off di pozzi esplorativi di insuccesso e ammortamenti di abbandono per effetto di una revisione di stima di cui ha beneficiato il secondo trimestre 2018, quasi interamente compensati dal contributo positivo delle produzioni incrementali in particolare in Egitto, Libia, Angola e Ghana. Nel semestre l'utile operativo adjusted è pari a €4.448 milioni, -8% rispetto al periodo di confronto che si ridetermina in +5% escludendo per omogeneità dal periodo di confronto Eni Norge e al netto dello scenario e dello IFRS 16. L'incremento è dovuto alla migliore performance attribuibile all'effetto positivo volume/mix per il maggiore contributo di barili a più elevata redditività. L'utile operativo include il margine relativo a volumi di idrocarburi, inclusi nelle produzioni, pagati dall'acquirente in applicazione della clausola take-or-pay, ma non ritirati, nell'ambito di un contratto di fornitura long-term, per i quali il management ha valutato remota la probabilità che il buyer eserciti il diritto di prelievo in successivi reporting period nei termini contrattuali. Su questa base sono stati rilevati a conto economico il ricavo corrispondente al prezzo contrattuale per i volumi in take-or-pay e i connessi effetti sugli ammortamenti unit-of-production e sulle imposte.
- L'**utile netto adjusted** di €732 milioni nel secondo trimestre è diminuito del 32% (€1.803 milioni, -10% rispetto al semestre 2018) dovuto alla riduzione dell'utile operativo in parte compensata dal miglioramento della gestione finanziaria/partecipazioni (+€161 milioni e +€120 milioni rispettivamente nel trimestre e nel semestre) dovuto alla quota di risultato della joint venture Vår Energi (€65 milioni) e alla circostanza che il 2018 recepiva la svalutazione dei crediti finanziari relativi a un progetto esplorativo in Mar Nero con esito negativo. L'incremento del tax rate adjusted rispettivamente di 8 e 2 punti percentuali nei due reporting period è dovuto alla maggiore incidenza degli utili prodotti in paesi a più elevata fiscalità.

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

Gas & Power

Vendite

I Trim. 2019		II Trim. 2019 2018 var %			I Sem. 2019 2018 var %			
222	PSV	€/mgl di metri cubi	178	245	(27)	200	242	(17)
195	TTF		137	224	(39)	167	225	(26)
Vendite di gas naturale		mid di metri cubi						
10,77	Italia		9,69	9,77	(1)	20,46	20,96	(2)
8,00	Resto d'Europa		5,97	6,14	(3)	13,97	15,42	(9)
1,02	di cui: Importatori in Italia		1,10	0,49	..	2,12	1,38	54
6,98	Mercati europei		4,87	5,65	(14)	11,85	14,04	(16)
2,56	Resto del Mondo		2,14	2,17	(1)	4,70	4,14	14
21,33	Totale vendite gas mondo		17,80	18,08	(2)	39,13	40,52	(3)
2,70	di cui: vendite di GNL		2,20	2,70	(19)	4,90	5,40	(9)
10,14	Vendita di energia elettrica	terawattora	9,25	8,49	9	19,39	17,71	9

- Nel secondo trimestre le **vendite di gas naturale** di 17,80 miliardi di metri cubi sono diminuite del 2% rispetto al secondo trimestre 2018 (39,13 miliardi di metri cubi, -3% nel semestre). Le vendite in Italia di 9,69 miliardi di metri cubi nel secondo trimestre si riducono dell'1% (-2% a 20,46 miliardi di metri cubi nel semestre) principalmente a causa delle minori vendite ai grossisti, in parte compensate dai maggiori volumi commercializzati al settore termoelettrico e all'hub. Le vendite nei mercati europei (4,87 miliardi di metri cubi e 11,85 miliardi di metri cubi rispettivamente nel secondo trimestre e nel semestre) sono diminuite del 14% e del 16% rispettivamente nei due reporting period a seguito delle operazioni di ottimizzazione del portafoglio e dei minori ritiri da Botas.
- Le **vendite di energia elettrica** pari a 9,25 TWh (19,39 TWh nel semestre) in aumento del 9% nel trimestre e nel semestre per effetto delle maggiori vendite al mercato libero.

Risultati

I Trim. 2019		II Trim. 2019 2018 var %			I Sem. 2019 2018 var %			
358	Utile (perdita) operativo	(€ milioni)	95	157	(39)	453	555	(18)
14	Esclusione special item		(49)	(49)		(35)	(125)	
372	Utile (perdita) operativo adjusted		46	108	(57)	418	430	(3)
226	- Gas & LNG Marketing and Power		27	120	(78)	253	301	(16)
146	- Eni gas e luce		19	(12)	..	165	129	28
(9)	Proventi (oneri) finanziari netti		(2)	(9)		(11)	(6)	
7	Proventi (oneri) su partecipazioni		(6)			1	11	
(105)	Imposte sul reddito		(17)	(42)		(122)	(163)	
28,4	tax rate (%)		44,7	42,4		29,9	37,5	
265	Utile (perdita) netto adjusted		21	57	(63)	286	272	5
42	Investimenti tecnici		57	55	4	99	97	2

- Nel secondo trimestre il settore Gas & Power ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €46 milioni, con una flessione del 57% rispetto al secondo trimestre 2018 dovuto principalmente alla rilevazione di oneri in relazione al completamento della ristrutturazione del portafoglio contratti gas long-term e ai minori margini delle vendite di GNL, parzialmente compensati dalla migliorata performance del business retail (+€31 milioni) dovuta all'aumento dei clienti, in particolare power in Italia, Francia e Grecia, nonché alla maggiore efficacia/efficienza dell'azione commerciale in Italia. L'andamento del semestre con l'utile operativo adjusted di €418 milioni (-3% rispetto al semestre 2018) è stato influenzato dalla riduzione del risultato del business GNL che ha risentito della flessione dei margini nei mercati asiatici a causa della debolezza della domanda e dalla minore disponibilità di GNL equity, parzialmente compensata dalla buona performance del business gas wholesale grazie alle flessibilità del portafoglio che ha consentito di catturare i benefici dello scenario associati all'apertura dello spread PSV vs. hub continentali.
- Il settore ha chiuso il secondo trimestre con l'**utile netto adjusted** di €21 milioni, -63%. Nel semestre l'utile netto adjusted si attesta a €286 milioni, in aumento del 5%.

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

Refining & Marketing e Chimica

Produzioni e vendite

I Trim.		II Trim.			I Sem.			
2019		2019	2018	var %	2019	2018	var %	
3,4	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	3,7	4,1	(10)	3,6	3,5	3
4,94	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	5,25	4,84	8	10,19	10,35	(2)
0,41	Lavorazioni in conto proprio resto d'Europa		0,38	0,76	(50)	0,79	1,44	(45)
5,35	Totale lavorazioni		5,63	5,60	1	10,98	11,79	(7)
86	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	88	87		87	92	
80	Lavorazioni green	mgl ton	20	67	(70)	100	125	(20)
Marketing								
1,95	Vendite rete Europa	mln ton	2,10	2,11	(0)	4,05	4,10	(1)
1,38	Vendite rete Italia		1,48	1,48		2,86	2,88	(1)
0,57	Vendite rete resto d'Europa		0,62	0,63	(1)	1,19	1,22	(2)
24,1	Quota mercato rete Italia	%	23,9	23,8		23,9	24,0	
2,26	Vendite extrarete Europa	mln ton	2,57	2,67	(4)	4,83	5,04	(4)
1,69	Vendite extrarete Italia		1,98	1,89	5	3,67	3,57	3
0,57	Vendite extrarete resto d'Europa		0,59	0,78	(24)	1,16	1,47	(21)
Chimica								
1,04	Vendite prodotti petrolchimici	mln ton	1,12	1,31	(15)	2,16	2,54	(15)
65	Tasso utilizzo impianti	%	69	79		67	79	

- Nel secondo trimestre 2019 il **margin indicatore Eni** (Standard Eni Refining Margin - SERM) si attesta a 3,7 \$/barile, in riduzione del 10% rispetto al secondo trimestre 2018 (nel semestre a 3,6 \$/barile) a causa della contrazione degli spread dei prodotti rispetto alla carica petrolifera. In particolare si registra il deterioramento dello scenario di conversione che riflette il restringimento dello sconto dei greggi heavy/sour rispetto al Brent. Il semestre ha registrato un apprezzamento dei greggi pesanti indotto dai tagli OPEC e dalla crisi delle esportazioni da Venezuela e Iran.
- Le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** sono state di 5,63 milioni di tonnellate, +1% rispetto al secondo trimestre 2018 grazie alle minori fermate manutentive a Sannazzaro e Taranto, bilanciate dall'indisponibilità della raffineria di Vohburg (Bayernoil) dopo l'incidente occorso nel settembre 2018, nonché della fermata della raffineria PCK in Germania penalizzata dalla minore disponibilità di greggio Ural per contaminazione dell'oleodotto di Druzhba. Nel semestre le lavorazioni di 10,98 milioni di tonnellate sono in flessione del 7% a causa delle citate indisponibilità e delle maggiori fermate manutentive a Sannazzaro.
- I **volumi di lavorazione green** presso la bioraffineria di Venezia sono diminuite del 70% e del 20% rispettivamente nel secondo trimestre e nel semestre a seguito della fermata manutentiva programmata.
- Le **vendite rete in Italia** sono pari a 1,48 milioni di tonnellate (2,86 milioni di tonnellate, -1% nel semestre). Il leggero incremento registrato sulla rete di proprietà è compensato dalla riduzione negli altri segmenti. La quota di mercato del trimestre si è attestata a 23,9% pressoché invariata rispetto al 2018 in un contesto di consumi decrescenti.
- Le **vendite extrarete in Italia** pari a 1,98 milioni di tonnellate aumentano del 5% rispetto al periodo di confronto (3,67 milioni di tonnellate nel semestre, +3%) principalmente per maggiori vendite di gasolio e benzina in parte compensati da minori vendite di jet fuel.
- Le **vendite rete ed extrarete nel resto d'Europa** pari a 1,21 milioni di tonnellate, in riduzione del 14% rispetto al secondo trimestre 2018 (-13% nel semestre), riflettono principalmente i minori volumi commercializzati in Germania dovuti all'indisponibilità di produzione da Bayernoil e in Francia.
- Le **vendite di prodotti petrolchimici** di 1,12 milioni di tonnellate sono in riduzione del 15% (-15% nel semestre) per effetto principalmente delle minori vendite nel business intermedi a seguito delle maggiori fermate rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente.

Risultati

I Trim. 2019	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2019	2018	var %	2019	2018	var %
278	Utile (perdita) operativo	(52)	258	..	226	396	(43)
(402)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(42)	(260)		(444)	(359)	
69	Esclusione special item	142	69		211	107	
(55)	Utile (perdita) operativo adjusted	48	67	(28)	(7)	144	..
(9)	- Refining & Marketing	76	61	25	67	79	(15)
(46)	- Chimica	(28)	6	..	(74)	65	..
4	Proventi (oneri) finanziari netti	(4)	(1)			11	
21	Proventi (oneri) su partecipazioni	(14)	(21)		7	2	
(11)	Imposte sul reddito	(22)	(26)		(33)	(71)	
	tax rate (%)	..	57,8		..	45,2	
(41)	Utile (perdita) netto adjusted	8	19	(58)	(33)	86	..
188	Investimenti tecnici	229	199	15	417	324	29

- Nel secondo trimestre 2019 il **business Refining & Marketing** ha registrato l'**utile operativo adjusted** di €76 milioni in ripresa rispetto alla perdita del primo trimestre e in aumento del 25% rispetto al trimestre 2018 (€67 milioni l'utile operativo nel semestre 2019; -15%). La performance positiva registrata nel retail e nel wholesale, grazie alla maggiore efficienza, all'effetto volumi/mix, alla crescita dei prodotti premium e a migliori margini è stata in parte compensata dal deterioramento della redditività delle lavorazioni complesse dovuto alla contrazione del differenziale tra greggi ad alto tenore di zolfo e il greggio leggero benchmark Brent, che penalizza i risultati delle raffinerie Eni a elevata conversione, attenuata dal rafforzamento del dollaro, da ottimizzazioni degli assetti produttivi che hanno recuperato l'indisponibilità della raffineria di Vohburg (Bayernoil) e le minori lavorazioni nella raffineria Schwedt (PCK) per contaminazione dell'oleodotto di Druzhba. Il primo trimestre era stato penalizzato invece, oltre che dallo scenario, dalle minori lavorazioni conseguenti alle fermate.
- La **Chimica**, al pari dei principali player del settore, ha registrato una performance debole (con perdite adjusted di €28 milioni e €74 milioni rispettivamente nel secondo trimestre e nel primo semestre 2019) a causa della flessione del margine del polietilene e delle altre commodity (stirenici ed elastomeri), in particolare nel primo trimestre a causa del rallentamento della domanda globale anche a seguito della disputa commerciale USA-Cina che ha indotto gli utilizzatori ad attuare politiche di destocking, nonché la minore domanda di elastomeri nel settore automotive. Inoltre il risultato è stato penalizzato dall'incidente avvenuto nel primo trimestre allo steam-cracker di Priolo, ora tornato a regime, e dal fermo non programmato del cracker di Porto Marghera.
- Il **risultato netto adjusted** di €8 milioni nel secondo trimestre (-58% rispetto al secondo trimestre 2018) è dovuto essenzialmente al peggioramento della performance operativa della Chimica. Nel semestre la perdita netta è di €33 milioni, -€119 milioni rispetto al semestre 2018.

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

Risultati di gruppo

I Trim. 2019	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2019	2018	var %	2019	2018	var %
18.540	Ricavi della gestione caratteristica	18.440	18.139	2	36.980	36.071	3
2.518	Utile (perdita) operativo	2.231	2.639	(15)	4.749	5.038	(6)
(272)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(74)	(259)		(346)	(354)	
108	Esclusione special item ^(a)	122	184		230	260	
2.354	Utile (perdita) operativo adjusted	2.279	2.564	(11)	4.633	4.944	(6)
	Dettaglio per settore di attività						
2.308	<i>Exploration & Production</i>	2.140	2.742	(22)	4.448	4.827	(8)
372	<i>Gas & Power</i>	46	108	(57)	418	430	(3)
(55)	<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	48	67	(28)	(7)	144	..
(137)	<i>Corporate e altre attività</i>	(127)	(169)	25	(264)	(331)	20
(134)	<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato ^(b)</i>	172	(184)		38	(126)	
1.092	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	424	1.252	(66)	1.516	2.198	(31)
(192)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(52)	(184)		(244)	(251)	
92	Esclusione special item ^(a)	190	(301)		282	(202)	
992	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	562	767	(27)	1.554	1.745	(11)

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

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

Risultati adjusted

- Nel secondo trimestre 2019 l'**utile operativo adjusted** di €2.279 milioni è diminuito dell'11% rispetto allo stesso periodo del 2018, per effetto essenzialmente del deterioramento dello scenario e del deconsolidamento di Eni Norge nell'ambito dell'operazione Vår Energi. **Escludendo dal periodo di confronto l'effetto di tale operazione e al netto dello scenario e dello IFRS 16, la variazione si ridetermina in +9%.**

Il settore E&P ha registrato un peggioramento della performance operativa del 5% escludendo l'effetto dell'operazione Vår Energi e il deterioramento dello scenario riferito al Brent e ai prezzi del gas in Europa parzialmente compensati dall'effetto cambio favorevole, nonché lo IFRS 16. Tale contrazione è dovuta ai maggiori write-off esplorativi e costi parzialmente compensati dalla migliore performance. Il settore G&P ha conseguito un utile operativo adjusted di €46 milioni, in calo del 57% per effetto essenzialmente dei minori margini del GNL, penalizzati dalla frenata della domanda asiatica, parzialmente compensati dalla migliore performance del retail gas. Il business R&M è in ripresa grazie alla solida performance delle attività commerciali e alle ottimizzazioni nella raffinazione in grado di più che compensare lo scenario sfavorevole per le raffinerie complesse; mentre il business Chimica ha scontato il graduale riavvio dello steam-cracker di Priolo e una fermata di manutenzione non programmata a quello di Porto Marghera con un impatto sui volumi, nonché la perdurante debolezza dello scenario in particolare negli elastomeri.

- Nel primo semestre 2019 l'**utile operativo adjusted** di €4.633 milioni è diminuito del 6% rispetto allo stesso periodo del 2018. Escludendo per omogeneità il risultato di Eni Norge del 2018 e al netto dell'effetto scenario e dello IFRS 16 l'utile è aumentato del 7%.
- Nel secondo trimestre 2019 il **risultato netto adjusted** di €562 milioni è diminuito del 27% rispetto al periodo di confronto 2018, per effetto della flessione della performance operativa, in parte compensata dalla circostanza che il trimestre 2018 risentiva della svalutazione di crediti finanziari relativi a un'iniziativa esplorativa in joint venture nel Mar Nero con esito negativo. Nel semestre 2019, l'utile netto adjusted di €1.554 milioni è in calo dell'11%. Il tax rate adjusted si attesta al 63,4%, in aumento di circa 3 punti percentuali rispetto al semestre precedente, per effetto della maggiore incidenza sull'utile di Gruppo dell'utile ante imposte del settore E&P, prodotto in Paesi a più elevata fiscalità.

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €122 milioni (€230 milioni nel semestre) con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** oneri netti di €4 milioni (€23 milioni nel semestre) rappresentati da: un accantonamento al fondo svalutazione di crediti nei confronti di una controparte di Stato in funzione del probabile esito di una

rinegoziazione in corso relativa a un contratto petrolifero (€37 milioni) e dalla svalutazione di alcuni asset per allinearli al fair value (€10 milioni nel secondo trimestre e €22 milioni nel progressivo) e accantonamenti a fondo rischi. I proventi includono il rimborso di costi a seguito della cessione della quota in Nour (€5 milioni nel secondo trimestre e €13 milioni nel semestre);

- **G&P:** proventi netti di €49 milioni (€35 milioni nel semestre) rappresentati da: la componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (un provento di €94 milioni e €215 milioni rispettivamente nel trimestre e nel semestre) e la riclassifica del saldo positivo di €7 milioni (€40 milioni nel semestre) 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 negativa 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 (€48 milioni nel secondo trimestre e €151 milioni nel semestre).
- **R&M e Chimica:** oneri netti di €142 milioni (€211 milioni nel semestre) rappresentati da: svalutazione parziale del valore di libro della raffineria di Sannazzaro dovuta alla revisione delle aspettative del management sull'andamento a medio termine dei margini delle lavorazioni complesse nonché svalutazione 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 (€270 milioni nel secondo trimestre e €287 milioni nel semestre); oneri ambientali (€45 milioni e €85 milioni, rispettivamente nel trimestre e nel semestre), in parte compensati dalla rilevazione di un indennizzo assicurativo (€169 milioni) relativo all'impianto EST.

Risultati reported

Nel primo semestre 2019 l'**utile netto di competenza degli azionisti Eni** è stato di €1.516 milioni rispetto all'utile netto di €2.198 milioni del corrispondente periodo del 2018 (-31%). L'utile operativo reported (€4.749 milioni) è diminuito in misura modesta, considerato lo scenario negativo in quasi tutti i business e l'effetto sull'utile operativo del deconsolidamento di Eni Norge nell'ambito dell'operazione Vår Energi. La tenuta dell'utile operativo riflette la solida performance di E&P grazie al contributo crescente di barili a più elevata redditività unitaria e all'apprezzamento del dollaro USA vs. l'Euro (+7%) che ha attenuato la flessione del prezzo del Brent e dei prezzi del gas in Europa, nonché il buon andamento di G&P grazie alla crescita del retail e alla ristrutturazione del portafoglio dei contratti long-term. Positiva anche la performance di R&M grazie al solido contributo dell'attività commerciale in grado di assorbire la flessione dei margini di raffinazione per le lavorazioni complesse e l'indisponibilità di alcuni impianti a causa di eventi straordinari. Negativa la performance del business Chimica a causa dell'incidente allo steam-cracker di Priolo avvenuto nel primo trimestre e di una fermata di manutenzione non programmata allo steam-cracker di Porto Marghera, nonché dell'andamento sfavorevole del mercato.

In miglioramento la gestione finanziaria che riflette la circostanza che il 2018 recepiva la svalutazione dei crediti strumentali relativi a un progetto esplorativo in Mar Nero con esito negativo.

Alla riduzione dell'utile netto ha contribuito la flessione dei proventi da partecipazioni (-€328 milioni) dovuta alla circostanza che nel primo semestre 2018 fu rilevata la ripresa di valore di €423 milioni di Angola LNG, nonché l'incremento di circa 10 punti percentuali del tax rate.

L'adozione dello IFRS 16 ha comportato un miglioramento di €116 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 €49 milioni dovuto alla rilevazione degli oneri finanziari maturati sulla passività per leasing che hanno un profilo decrescente nel tempo a differenza degli ammortamenti del ROU che sono lineari.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

I Trim. 2019		II Trim.			I Sem.		
(€ milioni)		2019	2018	var. ass.	2019	2018	var. ass.
1.095	Utile (perdita) netto	425	1.257	(832)	1.520	2.205	(685)
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>						
1.954	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	2.330	1.673	657	4.284	3.663	621
(5)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(21)	(417)	396	(26)	(418)	392
1.482	- dividendi, interessi e imposte	1.701	1.415	286	3.183	2.783	400
(1.590)	Variazioni del capitale di esercizio	1.056	398	658	(534)	(676)	142
530	Dividendi incassati da partecipate	625	95	530	1.155	100	1.055
(1.153)	Imposte pagate	(1.363)	(1.250)	(113)	(2.516)	(2.134)	(382)
(216)	Interessi (pagati) incassati	(238)	(138)	(100)	(454)	(303)	(151)
2.097	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.515	3.033	1.482	6.612	5.220	1.392
(2.239)	Investimenti tecnici	(1.997)	(1.961)	(36)	(4.236)	(4.502)	266
(30)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(21)	(94)	73	(51)	(131)	80
6	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	32	1.194	(1.162)	38	1.261	(1.223)
68	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(27)	833	(860)	41	693	(652)
(98)	Free cash flow	2.502	3.005	(503)	2.404	2.541	(137)
(65)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa ^(a)	(57)	206	(263)	(122)	(59)	(63)
(210)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(453)	(85)	(368)	(663)	(974)	311
(230)	Rimborso di passività per beni in leasing	(167)	(167)	(397)	(397)		(397)
	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.525)	(1.442)	(83)	(1.525)	(1.443)	(82)
8	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(6)	31	(37)	2	12	(10)
(595)	FLUSSO DI CASSA NETTO DEL PERIODO	294	1.715	(1.421)	(301)	77	(378)

I Trim. 2019		II Trim.			I Sem.		
(€ milioni)		2019	2018	var. ass.	2019	2018	var. ass.
(98)	Free cash flow	2.502	3.005	(503)	2.404	2.541	(137)
(230)	Rimborso di passività per beni in leasing	(167)		(167)	(397)		(397)
	Debiti e crediti finanziari società acquisite					(2)	2
	Debiti e crediti finanziari società disinvestite		(5)	5		(5)	5
(61)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(1)	(177)	176	(62)	(72)	10
	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.525)	(1.442)	(83)	(1.525)	(1.443)	(82)
(389)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	809	1.381	(572)	420	1.019	(599)
(5.746)	Effetti prima applicazione IFRS 16	(13)		(13)	(5.759)		(5.759)
230	Rimborsi lease liability	167		167	397		397
(302)	Accensioni del periodo e altre variazioni	(58)		(58)	(360)		(360)
(5.818)	Variazione passività per beni in leasing	96		96	(5.722)		(5.722)
(6.207)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO	905	1.381	(476)	(5.302)	1.019	(6.321)

^(a) Si veda nota (a) dello schema del Rendiconto finanziario statutario.

Il flusso di cassa netto da attività operativa del primo semestre 2019 è stato di €6.612 milioni.

L'assorbimento di cassa del capitale circolante riflette il minore volume di crediti con scadenza nei successivi reporting period ceduti in factoring rispetto al quarto trimestre 2018 (-€119 milioni) e il pagamento di un onere legato alla definizione di un arbitrato accantonato nel bilancio 2018 (€330 milioni).

Il flusso di cassa netto da attività operativa comprende il dividendo dell'ammontare di €1.047 milioni pagato dalla joint venture Vår Energi.

Il flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo si ridetermina in €6.800 milioni evidenziando una crescita del 23% rispetto al primo semestre 2018 (€3,39 miliardi nel trimestre, +43%). Anche considerando i fenomeni straordinari che avevano ridotto di circa €500 milioni il dato dei periodi di confronto ed escludendo gli effetti positivi dello IFRS 16 e alcuni oneri straordinari 2019, la crescita rimane comunque significativa con la misura di performance che si ridetermina in €6,5 miliardi nel semestre, +9% (€3,3 miliardi nel trimestre, +18%).

Il flusso di cassa netto da attività operativa registra un beneficio di €292 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 €4.287 milioni e includono circa €500 milioni per l'acquisto di riserve in Alaska e in Algeria e altre componenti non organiche.

Il cash out per investimenti registra un beneficio di €105 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. L'adozione dello IFRS 16 ha comportato un beneficio di

€397 milioni sul free cash flow.

Nel primo semestre 2019 la gestione ha finanziato i cash out connessi agli investimenti e al ritorno agli azionisti Eni per €1.525 milioni comprensivi del pagamento del saldo dividendo 2018 e del riacquisto di azioni proprie; il surplus è stato impiegato per ridurre i debiti finanziari e ripagare la lease liability.

Effetti sul cash flow statement dello IFRS 16

(€ milioni)

I semestre 2019	post IFRS 16	effetti IFRS 16	ante IFRS 16
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo ^(a)	6.800	(354)	6.446
Variazione circolante al costo di rimpiazzo ^(a)	(188)	62	(126)
Flusso di cassa netto da attività operativa	6.612	(292)	6.320
Investimenti tecnici	(4.236)	(105)	(4.341)
Free cash flow	2.404	(397)	2.007
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.585)	397	(2.188)
Flusso di cassa netto	(301)		(301)

(a) Esclude dalla variazione del capitale circolante da rendiconto finanziario statutory di -€534 milioni l'incremento di valore del magazzino dovuto all'effetto prezzo (stock profit) di €346 milioni (-€534 milioni + €346 milioni = €188 milioni). Coerentemente anche il flusso di cassa netto ante variazione circolante esclude lo stock profit.

(€ milioni)

II Trimestre 2019	post IFRS 16	effetti IFRS 16	ante IFRS 16
Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo ^(a)	3.385	(120)	3.265
Variazione circolante al costo di rimpiazzo ^(a)	1.130	17	1.147
Flusso di cassa netto da attività operativa	4.515	(103)	4.412
Investimenti tecnici	(1.997)	(64)	(2.061)
Free cash flow	2.502	(167)	2.335
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.145)	167	(1.978)
Flusso di cassa netto	294		294

(a) Esclude dalla variazione del capitale circolante da rendiconto finanziario statutory di €1.056 milioni l'incremento di valore del magazzino dovuto all'effetto prezzo (stock profit) di €74 milioni (€1.056 milioni + €74 milioni = €1.130 milioni). Coerentemente anche il flusso di cassa netto ante variazione circolante esclude lo stock profit.

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	30 Giu. 2019	Impatti adozione IFRS 16 su opening balance 01/01/2019	31 Dic. 2018	Var. ass.
Capitale immobilizzato				
Immobili, impianti e macchinari	61.430		60.302	1.128
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.488	5.643		5.488
Attività immateriali	3.154		3.170	(16)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.427		1.217	210
Partecipazioni	7.108		7.963	(855)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.395		1.314	81
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(2.495)		(2.399)	(96)
	77.507	5.643	71.567	5.940
Capitale di esercizio netto				
Rimanenze	4.569		4.651	(82)
Crediti commerciali	9.416		9.520	(104)
Debiti commerciali	(10.679)	128	(11.645)	966
Debiti tributari e fondo imposte netto	(2.192)		(1.104)	(1.088)
Fondi per rischi e oneri	(12.344)		(11.886)	(458)
Altre attività (passività) d'esercizio	(717)	(12)	(860)	143
	(11.947)	116	(11.324)	(623)
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.173)		(1.117)	(56)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	210		236	(26)
CAPITALE INVESTITO NETTO	64.597	5.759	59.362	5.235
Patrimonio netto degli azionisti Eni	50.949		51.016	(67)
Interessenze di terzi	57		57	
Patrimonio netto	51.006		51.073	(67)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	7.869		8.289	(420)
Passività per leasing	5.722	5.759		5.722
- di cui working interest Eni	3.724	3.730		3.724
- di cui working interest follower	1.998	2.029		1.998
Indebitamento finanziario netto post lease liability ex IFRS 16	13.591	5.759	8.289	5.302
COPERTURE	64.597	5.759	59.362	5.235
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,15		0,16	(0,01)
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,27		0,16	0,11
Gearing	0,21		0,14	0,07

- Al 30 giugno 2019, il **capitale immobilizzato** aumenta di €5.940 milioni a €77.507 milioni per effetto essenzialmente della rilevazione iniziale del diritto d'uso dei beni assunti in leasing per €5.643 milioni in applicazione all'1/1/2019 dell'IFRS 16. Inoltre l'incremento degli immobili, impianti e macchinari (+€1.128 milioni) è dovuto agli investimenti di periodo (€4.236 milioni) e all'aggiornamento dell'asset retirement obligation, parzialmente compensati dagli ammortamenti, svalutazioni e radiazioni (€4.315 milioni). La voce partecipazioni diminuisce per il pagamento del dividendo da parte della partecipazione valutata all'equity Vår Energi.
- Il **capitale di esercizio netto** (-€11.947 milioni) diminuisce di €623 milioni per effetto dell'incremento dei debiti tributari a seguito dello stanziamento delle imposte di periodo e dell'aumento delle provision, parzialmente compensati dalla riduzione dei debiti commerciali.
- Il **patrimonio netto** (€51.006 milioni) è sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2018. L'utile netto del periodo e un modesto incremento della riserva per differenze cambio sono stati compensati dalla distribuzione del saldo dividendo 2018 (€1.476 milioni) e dalla variazione negativa (-€564 milioni) della riserva cash flow hedge.
- L'**indebitamento finanziario netto**⁶ al 30 giugno 2019 è pari a €13.591 milioni in aumento di €5.302 milioni rispetto al 2018. Tale variazione è riferita per €5.759 milioni alla rilevazione iniziale della lease

⁶ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 27.

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 riferibile per circa €2 miliardi alla quota di lease liability di competenza dei partner delle unincorporated joint venture operate dall'Eni, che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call (v. criteri di rilevazione dello IFRS 16 a pag. 17). Al netto dell'effetto complessivo dello IFRS 16, l'indebitamento finanziario netto si ridetermina in €7.869 milioni, evidenziando una riduzione di €420 milioni rispetto al 31 dicembre 2018.

- Il **leverage**⁷ – rapporto tra indebitamento finanziario netto e patrimonio netto comprese le interessenze di terzi – si attesta a 0,27 al 30 giugno 2019 per effetto dello step-up dell'indebitamento finanziario dovuto alla rilevazione iniziale delle passività per leasing, di cui 4 punti riferibili alla quota di passività di competenza dei partner delle unincorporated joint venture operate dall'Eni. Escludendo l'impatto dell'applicazione dell'IFRS 16, il leverage si ridetermina in 0,15.

⁷ 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. 19 e seguenti del presente comunicato stampa.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al secondo trimestre e al semestre 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 secondo trimestre e al primo semestre 2019 e ai relativi comparative period (secondo trimestre e primo semestre 2018 e primo trimestre 2019). I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 giugno 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 secondo trimestre e primo semestre 2019 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione finanziaria annuale 2018 alla quale si rinvia, ad eccezione dell'adozione del principio IFRS 16 e delle modifiche allo IAS 28, queste ultime di entità non significativa.

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 semestre 2019		
	Conto economico		
	ante IFRS 16	effetti IFRS 16	risultati GAAP
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(27.302)	511	(26.791)
Ammortamenti	(3.431)	(395)	(3.826)
Utile operativo	4.633	116	4.749
Oneri finanziari e imposte	(4.687)	(165)	(4.852)
Utile netto	1.569	(49)	1.520

(€ milioni)	1 Gennaio 2019		
	Stato Patrimoniale		
	ante IFRS 16 opening balance	effetti IFRS 16	risultati GAAP
Capitale immobilizzato	71.567	5.643	77.210
Capitale circolante netto	(11.324)	116	(11.208)
Indebitamento finanziario netto	8.289	5.759	14.048
Patrimonio netto	51.073		51.073
Leverage	0,16		0,28

(€ milioni)	I semestre 2019		
	Rendiconto finanziario		
	ante IFRS 16	effetti IFRS 16	risultati GAAP
Flusso di cassa netto da attività operativa (FFO)	6.320	292	6.612
Investimenti tecnici	(4.341)	105	(4.236)
Free Cash Flow (FCF)	2.007	397	2.404
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento (CFFF)	(2.188)	(397)	(2.585)
Flusso di cassa netto del periodo (CASH FLOW)	(301)		(301)

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, acquisto di azioni proprie, allocazione dei flussi di cassa futuri generati dalla gestione, evoluzione della struttura finanziaria, performance gestionali future, obiettivi di crescita delle produzioni e delle vendite, esecuzione dei progetti. I forward-looking statements hanno per loro natura una componente di rischio e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza. In relazione alla stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi e all'andamento delle variabili esogene che influenzano la gestione operativa di Eni, quali i prezzi e i margini degli idrocarburi e dei prodotti derivati, l'utile operativo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto del trimestre non possono essere estrapolati su base annuale.

* * *

Contatti societari

Ufficio Stampa: Tel. +39.0252031875 - +39.0659822030

Numero verde azionisti (dall'Italia): 800940924

Numero verde azionisti (dall'estero): +80011223456

Centralino: +39.0659821

ufficio.stampa@eni.com

segreteria societaria.azionisti@eni.com

investor.relations@eni.com

Sito internet: www.eni.com

* * *

Eni

Società per Azioni Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i.v.

Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588

Tel.: +39 0659821 - Fax: +39 0659822141

Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 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)

II Trimestre 2019

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	2.136	95	(52)	(152)	204	2.231
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(42)		(32)	(74)
Esclusione special item:						
oneri ambientali			45	(9)		36
svalutazioni (riprese di valore) nette	10		270			280
plusvalenze nette su cessione di asset	(17)		(1)			(18)
accantonamenti a fondo rischi	(12)		20	(2)		6
oneri per incentivazione all'esodo	2	3	(1)	(1)		3
derivati su commodity		(94)	8			(86)
differenze e derivati su cambi	5	7	(3)			9
altro	16	35	(196)	37		(108)
Special item dell'utile (perdita) operativo	4	(49)	142	25		122
Utile (perdita) operativo adjusted	2.140	46	48	(127)	172	2.279
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(79)	(2)	(4)	(188)		(273)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	86	(6)	(14)	8		74
Imposte sul reddito ^(a)	(1.415)	(17)	(22)	(5)	(58)	(1.517)
Tax rate (%)	65,9	44,7				72,9
Utile (perdita) netto adjusted	732	21	8,00	(312)	114	563
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						1
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						562
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						424
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(52)
Esclusione special item						190
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						562

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

II Trimestre 2018

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

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

I semestre 2019

	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	4.425	453	226	(295)	(60)	4.749
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(444)		98	(346)
Esclusione special item:						
oneri ambientali			85	(9)		76
svalutazioni (riprese di valore) nette	22		287	2		311
plusvalenze nette su cessione di asset	(20)		(3)			(23)
accantonamenti a fondo rischi	(12)		20	(2)		6
oneri per incentivazione all'esodo	3	3	1	2		9
derivati su commodity		(215)	4			(211)
differenze e derivati su cambi	6	40	1			47
altro	24	137	(184)	38		15
Special item dell'utile (perdita) operativo	23	(35)	211	31		230
Utile (perdita) operativo adjusted	4.448	418	(7)	(264)	38	4.633
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(203)	(11)		(331)		(545)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	148	1	7	17		173
Imposte sul reddito ^(a)	(2.590)	(122)	(33)	63	(21)	(2.703)
Tax rate (%)	59,0	29,9				63,4
Utile (perdita) netto adjusted	1.803	286	(33)	(515)	17	1.558
<i>di cui:</i>						
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi						4
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						1.554
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni						1.516
Esclusione (utile) perdita di magazzino						(244)
Esclusione special item						282
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni						1.554

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

I semestre 2018

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

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

I 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
<i>di cui:</i>						
- 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.

Analisi degli special item

I Trim. 2019	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2019	2018	2019	2018
40	Oneri ambientali	36	101	76	152
31	Svalutazioni (riprese di valore) nette	280	73	311	102
(5)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(18)	(424)	(23)	(425)
	Accantonamenti a fondo rischi	6	278	6	345
6	Oneri per incentivazione all'esodo	3	(1)	9	5
(125)	Derivati su commodity	(86)	(110)	(211)	(177)
38	Differenze e derivati su cambi	9	56	47	40
123	Altro	(108)	211	15	218
108	Special item dell'utile (perdita) operativo	122	184	230	260
(36)	Oneri (proventi) finanziari	43	(47)	7	(27)
	<i>di cui:</i>				
(38)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	(9)	(56)	(47)	(40)
2	Oneri (proventi) su partecipazioni	25	(319)	27	(315)
	<i>di cui:</i>				
	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		(321)		(321)
18	Imposte sul reddito		(119)	18	(120)
	<i>di cui:</i>				
	- svalutazione netta imposte anticipate imprese italiane	9	(73)	9	(73)
18	- fiscalità su special item dell'utile operativo e altro	(9)	(46)	9	(47)
92	Totale special item dell'utile (perdita) netto	190	(301)	282	(202)

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

I Trim. 2019	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2019	2018	var %	2019	2018	var %
5.674	Exploration & Production	5.850	6.351		11.524	11.824	(3)
14.008	Gas & Power	13.153	13.035	1	27.161	26.777	1
5.391	Refining & Marketing e Chimica	6.140	6.425		11.531	11.991	(4)
4.441	- Refining & Marketing	5.163	5.228		9.604	9.661	(1)
1.037	- Chimica	1.104	1.343	(18)	2.141	2.615	(18)
(87)	- Elisioni	(127)	(146)		(214)	(285)	
367	Corporate e altre attività	399	383	4	766	744	3
(6.900)	Elisioni di consolidamento	(7.102)	(8.055)		(14.002)	(15.265)	
18.540		18.440	18.139	2	36.980	36.071	3

Costi operativi

I Trim. 2019	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2019	2018	var %	2019	2018	var %
13.416	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	13.375	13.616	(2)	26.791	26.448	1
89	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	157	118	33	246	232	6
774	Costo lavoro	779	707	10	1.553	1.551	0
6	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	3	(1)		9	5	
14.279		14.311	14.441	(1)	28.590	28.231	1

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

I Trim. 2019	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2019	2018	var %	2019	2018	var %
1.603	Exploration & Production	1.711	1.558		3.314	3.198	4
117	Gas & Power	101	106	(5)	218	197	11
118	Refining & Marketing e Chimica	118	100	18	236	197	20
96	- Refining & Marketing	96	76	26	192	152	26
22	- Chimica	22	24	(8)	44	45	(2)
37	Corporate e altre attività	37	15	..	74	29	..
(8)	Effetto eliminazione utili interni	(8)	(8)		(16)	(15)	
1.867	Ammortamenti	1.959	1.771	11	3.826	3.606	6
31	Svalutazioni (riprese di valore) nette	280	73	..	311	102	..
1.898	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	2.239	1.844	21	4.137	3.708	12
40	Radiazioni	138	15	..	178	21	..
1.938		2.377	1.859	28	4.315	3.729	16

Proventi (oneri) su partecipazioni

I semestre 2019	Exploration & Production	Gas & Power	Refining & Marketing e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	61	1	(13)	3	52
Dividendi	69		20		89
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	2		2		4
Altri proventi (oneri) netti		1			1
	132	2	9	3	146

Leverage e indebitamento finanziario netto

Il "leverage" misura il grado di indebitamento della società ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi. Il management Eni utilizza il leverage per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

31 Mar. 2019		30 Giu. 2019	31 Dic. 2018	Var. ass.
	(€ milioni)			
25.789	Debiti finanziari e obbligazionari	25.300	25.865	(565)
6.664	- <i>Debiti finanziari a breve termine</i>	6.344	5.783	561
19.125	- <i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	18.956	20.082	(1.126)
(10.254)	Disponibilità liquide ed equivalenti	(10.554)	(10.836)	282
(6.759)	Titoli held for trading	(6.670)	(6.552)	(118)
(98)	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(207)	(188)	(19)
8.678	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing	7.869	8.289	(420)
5.818	Passività per beni in leasing	5.722		5.722
3.811	- di cui working interest Eni	3.724		3.724
2.007	- di cui working interest follower	1.998		1.998
14.496	Indebitamento finanziario netto	13.591	8.289	5.302
52.776	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	51.006	51.073	(67)
0,16	Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,15	0,16	(0,01)
0,27	Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,27	0,16	0,11

Leverage pro-forma

	Misura di bilancio	Quota di lease liabilities di competenza di joint operator	Misura pro-forma
(€ milioni)			
Indebitamento finanziario netto	13.591	1.998	11.593
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	51.006		51.006
Leverage pro-forma	0,27		0,23

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)

	30 Giu. 2019	31 Dic. 2018
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	10.554	10.836
Attività finanziarie destinate al trading	6.670	6.552
Altre attività finanziarie correnti	328	300
Crediti commerciali e altri crediti	14.057	14.101
Rimanenze	4.569	4.651
Attività per imposte sul reddito correnti	162	191
Attività per altre imposte correnti	515	561
Altre attività correnti	3.029	2.258
	39.884	39.450
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	61.430	60.302
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.488	
Attività immateriali	3.154	3.170
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.427	1.217
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	6.180	7.044
Altre partecipazioni	928	919
Altre attività finanziarie non correnti	1.317	1.253
Attività per imposte anticipate	3.935	3.931
Altre attività non correnti	868	792
	84.727	78.628
Attività destinate alla vendita	272	295
TOTALE ATTIVITÀ	124.883	118.373
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	2.274	2.182
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	4.070	3.601
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	870	
Debiti commerciali e altri debiti	15.306	16.747
Passività per imposte sul reddito correnti	473	440
Passività per altre imposte correnti	2.311	1.432
Altre passività correnti	5.269	3.980
	30.573	28.382
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	18.956	20.082
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.852	
Fondi per rischi e oneri	12.344	11.886
Fondi per benefici ai dipendenti	1.173	1.117
Passività per imposte differite	4.379	4.272
Altre passività non correnti	1.538	1.502
	43.242	38.859
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	62	59
TOTALE PASSIVITÀ	73.877	67.300
PATRIMONIO NETTO		
Interessenze di terzi	57	57
Patrimonio netto di Eni:		
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	37.787	36.702
Riserve per differenze cambio da conversione	6.925	6.605
Altre riserve	1.349	1.672
Azioni proprie	(633)	(581)
Acconto sul dividendo		(1.513)
Utile (perdita) netto	1.516	4.126
Totale patrimonio netto di Eni	50.949	51.016
TOTALE PATRIMONIO NETTO	51.006	51.073
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	124.883	118.373

CONTO ECONOMICO

I Trim. 2019	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2019	2018	2019	2018
RICAVI					
18.540	Ricavi della gestione caratteristica	18.440	18.139	36.980	36.071
261	Altri ricavi e proventi	383	703	644	838
18.801	Totale ricavi	18.823	18.842	37.624	36.909
COSTI OPERATIVI					
(13.416)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(13.375)	(13.616)	(26.791)	(26.448)
(89)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(157)	(118)	(246)	(232)
(774)	Costo lavoro	(779)	(707)	(1.553)	(1.551)
(66)	Altri proventi (oneri) operativi	96	97	30	89
(1.867)	Ammortamenti	(1.959)	(1.771)	(3.826)	(3.606)
(31)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali	(280)	(73)	(311)	(102)
(40)	Radiazioni	(138)	(15)	(178)	(21)
2.518	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	2.231	2.639	4.749	5.038
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI					
1.266	Proventi finanziari	154	1.545	1.420	2.349
(1.545)	Oneri finanziari	(484)	(1.626)	(2.029)	(2.714)
62	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	16	23	78	17
(19)	Strumenti finanziari derivati	(2)	(339)	(21)	(273)
(236)		(316)	(397)	(552)	(621)
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI					
76	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(24)	356	52	401
21	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	73	50	94	73
97		49	406	146	474
2.379	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	1.964	2.648	4.343	4.891
(1.284)	Imposte sul reddito	(1.539)	(1.391)	(2.823)	(2.686)
1.095	Utile (perdita) netto	425	1.257	1.520	2.205
Di cui:					
1.092	- azionisti Eni	424	1.252	1.516	2.198
3	- interessenze di terzi	1	5	4	7
Utile (perdita) per azione sull'utile netto di competenza degli azionisti Eni (€ per azione)					
0,30	- semplice	0,12	0,35	0,42	0,61
0,30	- diluito	0,12	0,35	0,42	0,61

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
	2019	2018	2019	2018
Utile (perdita) netto del periodo	425	1.257	1.520	2.205
Componente riclassificabili a conto economico	(685)	2.425	(76)	1.385
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	(583)	2.201	320	1.194
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	(153)	338	(564)	278
<i>Quota di pertinenza delle "altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	7	(31)	5	(20)
<i>Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile (perdita) complessivo</i>	44	(83)	163	(67)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(685)	2.425	(76)	1.385
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	(260)	3.682	1.444	3.590
di competenza:				
- azionisti Eni	(261)	3.677	1.440	3.583
- interessenze di terzi	1	5	4	7

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2018	48.324
Totale utile (perdita) complessivo	3.590
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.440)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Totale variazioni	2.147
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2018	50.471
di competenza:	
- azionisti Eni	50.418
- interessenze di terzi	53
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	1.444
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.476)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Acquisto azioni proprie	(52)
Rimborso terzi azionisti	(1)
Altre variazioni	25
Totale variazioni	(63)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2019	51.006
di competenza:	
- azionisti Eni	50.949
- interessenze di terzi	57

RENDICONTO FINANZIARIO

I Trim. 2019	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2019	2018	2019	2018
1.095	Utile (perdita) netto	425	1.257	1.520	2.205
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
1.867	Ammortamenti	1.959	1.771	3.826	3.606
31	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali e immateriali	280	73	311	102
40	Radiazioni	138	15	178	21
(76)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	24	(356)	(52)	(401)
(5)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(21)	(417)	(26)	(418)
(21)	Dividendi	(68)	(56)	(89)	(79)
(34)	Interessi attivi	(38)	(57)	(72)	(100)
253	Interessi passivi	268	137	521	276
1.284	Imposte sul reddito	1.539	1.391	2.823	2.686
45	Altre variazioni	(59)	169	(14)	299
	Variazioni del capitale di esercizio:				
(189)	- rimanenze	87	(369)	(102)	(181)
(2.158)	- crediti commerciali	2.289	1.009	131	(907)
424	- debiti commerciali	(1.297)	(350)	(873)	(255)
(55)	- fondi per rischi e oneri	25	(442)	(30)	(338)
388	- altre attività e passività	(48)	550	340	1.005
(1.590)	<i>Flusso di cassa del capitale di esercizio</i>	<i>1.056</i>	<i>398</i>	<i>(534)</i>	<i>(676)</i>
47	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(12)	1	35	36
530	Dividendi incassati	625	95	1.155	100
14	Interessi incassati	18	4	32	25
(230)	Interessi pagati	(256)	(142)	(486)	(328)
(1.153)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.363)	(1.250)	(2.516)	(2.134)
2.097	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.515	3.033	6.612	5.220
	Investimenti:				
(2.179)	- attività materiali	(1.930)	(1.879)	(4.109)	(4.386)
(60)	- attività immateriali	(67)	(82)	(127)	(116)
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite				(15)
(30)	- partecipazioni	(21)	(94)	(51)	(116)
(3)	- titoli	(5)		(8)	
(48)	- crediti finanziari	(39)	(33)	(87)	(200)
87	- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(107)	328	(20)	320
(2.233)	<i>Flusso di cassa degli investimenti</i>	<i>(2.169)</i>	<i>(1.760)</i>	<i>(4.402)</i>	<i>(4.513)</i>
	Disinvestimenti:				
6	- attività materiali	20	1.011	26	1.017
	- attività immateriali		5		5
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		146		178
	- partecipazioni	12	32	12	61
	- titoli	5	2	5	7
32	- crediti finanziari	24	54	56	132
	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	95	482	95	434
38	<i>Flusso di cassa dei disinvestimenti</i>	<i>156</i>	<i>1.732</i>	<i>194</i>	<i>1.834</i>
(65)	<i>Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa ^(a)</i>	<i>(57)</i>	<i>206</i>	<i>(122)</i>	<i>(59)</i>
(2.260)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(2.070)	178	(4.330)	(2.738)

^(a) Dal 2019 Eni presenta in una voce dedicata del rendiconto finanziario l'investimento netto (investimenti meno disinvestimenti) in attività finanziarie destinate al trading e in crediti finanziari a breve rappresentativi di impieghi temporanei di eccedenze di liquidità, entrambi portati a deduzione delle passività finanziarie ai fini della determinazione della posizione finanziaria netta di Gruppo in base allo schema Consob. In precedenza i flussi relativi a tali asset erano rappresentati rispettivamente nei flussi di investimento/disinvestimento relativi a titoli e crediti finanziari. L'identificazione di una voce dedicata consente una più agevole riconciliazione tra il rendiconto finanziario statutory e quello riclassificato che spiega la variazione della posizione finanziaria netta nella Relazione sulla Gestione, poiché la differenza tra i due schemi di rendiconto è data dall'investimento netto in questi asset (considerato all'interno del flusso di cassa da attività di finanziamento in quello riclassificato). Per consentire un confronto omogeneo, il rendiconto finanziario dei comparative periods è stato coerentemente riclassificato.

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

I Trim. 2019	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2019	2018	2019	2018
26	Assunzione di debiti finanziari non correnti	995	407	1.021	918
(381)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(1.355)	(81)	(1.736)	(1.649)
(230)	Rimborso di passività per beni in leasing	(167)		(397)	
145	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(93)	(411)	52	(243)
(440)		(620)	(85)	(1.060)	(974)
	Apporti netti (Rimborsi) di capitale proprio da terzi	(1)		(1)	
	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(1.475)	(1.439)	(1.475)	(1.440)
	Dividendi pagati ad altri azionisti	(3)	(3)	(3)	(3)
	Acquisto di azioni proprie	(46)		(46)	
(440)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.145)	(1.527)	(2.585)	(2.417)
(1)	Effetto della variazione dell'area di consolidamento (inserimento/esclusione di imprese divenute rilevanti/irrilevanti)			(1)	
9	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(6)	31	3	12
(595)	Flusso di cassa netto del periodo	294	1.715	(301)	77
10.855	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo ^(a)	10.260	5.725	10.855	7.363
10.260	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	10.554	7.440	10.554	7.440

^(a) Nel primo semestre 2019, le disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo comprendono €19 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".

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

I Trim. 2019	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2019	2018	2019	2018
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti					
	Attività correnti				2
	Attività non correnti		1		24
	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)				(1)
	Passività correnti e non correnti		7		(1)
	Effetto netto degli investimenti		8		24
	Bargain purchase		(8)		(8)
	Totale prezzo di acquisto				16
	<i>a dedurre:</i>				
	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					
	Attività correnti		13		52
	Attività non correnti		189		198
	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)		18		18
	Passività correnti e non correnti		(55)		(71)
	Effetto netto dei disinvestimenti		165		197
	Plusvalenza (minusvalenza) per disinvestimenti		(6)		(6)
	Totale prezzo di vendita		159		191
	<i>a dedurre:</i>				
	Disponibilità liquide ed equivalenti		(13)		(13)
	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		146		178

Investimenti tecnici

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2019	(€ milioni)	2019	2018	var %	2019	2018	var %
2.068	Exploration & Production	1.740	1.757	(1)	3.808	4.189	(9)
366	- acquisto di riserve proved e unproved	6	11	(45)	372	723	(49)
82	- costi geologici e geofisici	64	64		146	128	14
143	- ricerca esplorativa	170	96	77	313	161	94
1.467	- sviluppo	1.490	1.572	(5)	2.957	3.158	(6)
10	- altro	10	14	(29)	20	19	5
42	Gas & Power	57	55	4	99	97	2
188	Refining & Marketing e Chimica	229	199	15	417	324	29
171	- Refining & Marketing	208	157	32	379	257	47
17	- Chimica	21	42	(50)	38	67	(43)
27	Corporate e altre attività	37	17	..	64	28	..
(4)	Elisioni di consolidamento	(2)	(3)		(6)	(8)	
2.321	Investimenti tecnici	2.061	2.025	2	4.382	4.630	(5)
82	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività operativa	64	64		146	128	14
2.239	Esborsi nel flusso di cassa netto da attività di investimento	1.997	1.961	2	4.236	4.502	(6)

Nel semestre gli investimenti tecnici di €4.236 milioni (€4.502 milioni nel semestre 2018) hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€2.957 milioni) in particolare in Egitto, Nigeria, Ghana, Libia, Messico, Indonesia e Stati Uniti. L'acquisto di riserve proved e unproved di €372 milioni riguarda l'acquisto di riserve in Alaska e in Algeria;

- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€341 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 (€38 milioni);

- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas (€81 milioni).

Gli esborsi rilevati nel flusso di cassa netto dell'attività operativa di €146 milioni riguardano i costi per prospezioni e studi geologici e geofisici nell'ambito dell'attività esplorativa contabilizzati nei costi operativi.

Performance di sostenibilità

		I Sem.		
		2019	2018	var %
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,28	0,30	(6,7)
Emissioni GHG/produzione lorda di idrocarburi (100% operata) ^(a)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	20,94	21,22	(1,3)
Emissioni dirette di gas serra (GHG) ^(a)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	20,86	21,24	(1,8)
- di cui: CO ₂ eq da combustione e da processo		16,38	16,51	(0,8)
CO ₂ eq da flaring		3,09	3,24	(4,6)
CO ₂ eq da venting		1,03	0,97	6,2
CO ₂ eq fuggitive da metano		0,36	0,52	(30,8)
Oil spill operativi (>1 barile)	(migliaia di barili)	0,68	0,71	(4,5)
% acqua di formazione reiniettata	(%)	61	60	1,7

(a) Le emissioni di GHG da venting di metano sono state revisionate a seguito dell'affinamento della metodologia di stima, in linea con metodologie internazionali sviluppate nell'ambito della Partnership CCAC OGMP. Il periodo di confronto di questa categoria emissiva è stata pertanto rivista al fine di garantire la coerenza degli indici di performance rispetto agli obiettivi di riduzione dei GHG comunicati da Eni.

- **TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)** della forza lavoro (0,28): conferma l'impegno Eni nella sensibilizzazione e diffusione della cultura della sicurezza, raggiungendo una riduzione del 6,7% rispetto allo stesso periodo del 2018.
- **Emissioni dirette di GHG:** 20,86 milioni tCO₂ eq. in riduzione dell'1,8% rispetto al primo semestre 2018, principalmente nel settore upstream e nella chimica.
- **Emissioni da combustione e da processo:** in diminuzione dello 0,8% a 16,38 milioni tCO₂ eq. per effetto essenzialmente delle fermate degli stabilimenti Versalis di Priolo e Porto Marghera.
- **Emissioni da flaring** del settore E&P: -4,6% principalmente grazie al contributo della configurazione di zero flaring in Turkmenistan avviata nel secondo semestre 2018 e all'ottimizzazione della gas injection di East Hub in Angola.
- **Emissioni fuggitive da metano:** -30,8% beneficiando della valorizzazione delle campagne di monitoraggio ed attività di manutenzione effettuate nel settore upstream nel secondo semestre 2018 e della campagna in corso su Zohr.
- **Oil spill operativi:** in riduzione del 4,5% grazie alle misure tecniche adottate da Eni.
- **Acqua di formazione reiniettata** del settore E&P: confermato il trend di miglioramento con una percentuale del 61% grazie al mantenimento delle buone performance in Ecuador e all'aumento dell'efficienza di re-iniezione nei campi in Congo.

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2019			II Trim.		I Sem.	
			2019	2018	2019	2018
1.832	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)(c)}	(mgl di boe/giorno)	1.825	1.863	1.829	1.865
131	Italia		122	142	127	143
169	Resto d'Europa		145	186	157	201
372	Africa Settentrionale		386	417	379	430
334	Egitto		344	290	339	275
362	Africa Sub-Sahariana ^(c)		398	354	380	351
148	Kazakhstan		120	135	134	137
180	Resto dell'Asia		178	176	179	164
107	America		106	144	106	143
29	Australia e Oceania		26	19	28	21
152	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	149	159	301	316

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2019			II Trim.		I Sem.	
			2019	2018	2019	2018
887	Produzione di petrolio e condensati	(mgl di barili/giorno)	867	881	877	883
56	Italia		52	63	54	64
102	Resto d'Europa		86	108	94	120
164	Africa Settentrionale		175	150	170	150
71	Egitto		73	81	72	79
252	Africa Sub-Sahariana		266	247	259	249
96	Kazakhstan		76	89	86	88
84	Resto dell'Asia		79	80	82	66
60	America		57	62	58	65
2	Australia e Oceania		3	1	2	2

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2019			II Trim.		I Sem.	
			2019	2018	2019	2018
146	Produzione di gas naturale	(mln di metri cubi/giorno)	148	152	147	152
12	Italia		11	12	11	12
10	Resto d'Europa		9	12	10	13
32	Africa Settentrionale		33	41	32	43
41	Egitto		42	32	41	30
17	Africa Sub-Sahariana		20	17	19	16
8	Kazakhstan		7	7	8	8
15	Resto dell'Asia		15	15	15	15
7	America		7	13	7	12
4	Australia e Oceania		4	3	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 (120 e 110 mila boe/giorno nel secondo trimestre 2019 e 2018, rispettivamente, 119 e 105 mila boe/giorno nel primo semestre 2019 e 2018, rispettivamente e 118 mila boe/giorno nel primo trimestre 2019).

(c) Il dato include 30 mila e 15 mila boe/giorno cumulati, prevalentemente gas, rispettivamente nel secondo trimestre e nel semestre (2,8 milioni di boe) per i quali il buyer, società petrolifera di stato, ha corrisposto il prezzo senza ritirare i volumi sottostanti in applicazione della clausola take-or-pay nell'ambito di un contratto di fornitura long-term ed è altamente probabile che il buyer non eserciti il diritto di prelievo dei volumi prepagati (make-up) nei termini contrattuali. Il corrispettivo ricevuto è stato rilevato nei financial statements come un ricavo in base allo IFRS 15 avendo Eni perfezionato la propria performance obligation.

Gas & Power

Vendite di gas naturale

I Trim. 2019		II Trim.			I Sem.		
(mld di metri cubi)		2019	2018	var %	2019	2018	var %
10,77	ITALIA	9,69	9,77	(1)	20,46	20,96	(2)
2,55	- Grossisti	1,93	2,57	(25)	4,48	5,25	(15)
2,52	- PSV e borsa	3,63	3,52	3	6,15	6,49	(5)
1,32	- Industriali	1,30	1,21	7	2,62	2,42	8
0,35	- PMI e terziario	0,14	0,16	(13)	0,49	0,47	4
0,40	- Termoelettrici	0,65	0,42	55	1,05	0,74	42
2,01	- Residenziali	0,61	0,55	11	2,62	2,66	(2)
1,62	- Autoconsumi	1,43	1,34	7	3,05	2,93	4
10,56	VENDITE INTERNAZIONALI	8,11	8,31	(2)	18,67	19,56	(5)
8,00	Resto d'Europa	5,97	6,14	(3)	13,97	15,42	(9)
1,02	- Importatori in Italia	1,10	0,49	..	2,12	1,38	54
6,98	- Mercati europei	4,87	5,65	(14)	11,85	14,04	(16)
1,21	<i>Penisola Iberica</i>	1,00	1,06	(6)	2,21	2,33	(5)
0,45	<i>Germania/Austria</i>	0,39	0,26	50	0,84	1,13	(26)
0,91	<i>Benelux</i>	0,88	1,63	(46)	1,79	2,91	(38)
0,49	<i>Regno Unito</i>	0,41	0,45	(9)	0,90	1,23	(27)
1,77	<i>Turchia</i>	1,27	1,44	(12)	3,04	3,44	(12)
1,71	<i>Francia</i>	0,84	0,76	11	2,55	2,72	(6)
0,44	<i>Altro</i>	0,08	0,05	60	0,52	0,28	86
2,56	Resto del Mondo	2,14	2,17	(1)	4,70	4,14	14
21,33	TOTALE VENDITE GAS MONDO	17,80	18,08	(2)	39,13	40,52	(3)
2,70	<i>di cui: vendite di GNL</i>	2,20	2,70	(19)	4,90	5,40	(9)