

Eni: risultati del primo trimestre 2024

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

IV Trim. 2023			I Trim.		
			2024	2023	var %
84,05	Brent dated	\$/barile	83,24	81,27	2
1,075	Cambio medio EUR/USD		1,086	1,073	1
41	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/MWh	29	57	(49)
4,3	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	8,7	11,0	(21)
1.708	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.741	1.661	5
3.755	Utile operativo proforma adjusted ^(a)		4.116	5.867	(30)
2.769	- società consolidate		3.027	4.641	(35)
986	- società partecipate rilevanti ^(b)		1.089	1.226	(11)
	Dettaglio per settore di attività	€ milioni			
3.320	E&P		3.320	3.831	(13)
717	Global Gas & LNG Portfolio (GGP)		325	1.420	(77)
168	Enilive e Plenitude		420	270	56
(87)	Refining, Chimica e Power		44	223	(80)
(363)	Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento		7	123	(94)
3.189	Utile netto ante imposte adjusted^(a)		3.126	4.981	(37)
1.662	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(c)}		1.582	2.907	(46)
0,50	per azione - diluito (€)		0,48	0,86	
173	Utile (perdita) netto^(c)		1.211	2.388	(49)
0,05	per azione - diluito (€)		0,37	0,70	
3.606	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo ^(a)		3.896	5.291	(26)
4.175	Flusso di cassa netto da attività operativa		1.904	2.982	(36)
2.433	Investimenti organici ^(d)		1.990	2.214	(10)
10.899	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		12.882	7.796	65
53.644	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		55.109	55.553	(1)
0,20	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,23	0,14	

(a) Per la definizione dei risultati adjusted vedi nota sulle Non-GAAP measure vedi pagine 20 e successive.

(b) Per le principali JV/collegate vedi "Riconduzione utile operativo proforma adjusted di Gruppo" a pagina 25.

(c) Di competenza azionisti Eni.

(d) Esclude acquisizioni del controllo di business o di quote di minoranza ed altri item non organici.

San Donato Milanese, 24 aprile 2024 - Il Consiglio di Amministrazione di Eni, riunitosi ieri sotto la presidenza di Giuseppe Zafarana, ha approvato i risultati consolidati del primo trimestre 2024 (non sottoposti a revisione contabile). Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato: "Nel primo trimestre 2024 abbiamo accelerato il processo di trasformazione del nostro portafoglio facendo leva sulle diverse piattaforme di crescita del valore, sia nei business tradizionali che in quelli legati alla transizione energetica. Grazie al perfezionamento dell'acquisizione di Neptune Energy e all'annunciata operazione di fusione delle attività UK con Ithaca Energy, rafforzeremo l'Upstream con una maggiore presenza nei paesi OCSE e crescente incidenza della produzione gas; inoltre, l'investimento del fondo EIP in Plenitude, ad un valore implicito di oltre €10 mld, conferma l'elevato potenziale del nostro segmento rinnovabili e retail. Continuiamo a realizzare ottimi risultati operativi grazie alle nostre competenze distintive nell'esplorazione e nello sviluppo: la rilevante scoperta esplorativa in Costa d'Avorio aumenterà le opzioni di creazione di valore nel lungo termine in termini sia di risorse addizionali sia di possibile anticipata monetizzazione; il modello di sviluppo "accelerato" ha consentito di effettuare il primo carico di gas liquefatto dal progetto Congo LNG a distanza di appena un anno dalla decisione d'investimento. I risultati finanziari del trimestre sono stati eccellenti, con un forte contributo della E&P grazie all'incremento della produzione del 5% rispetto all'anno precedente e la continua crescita di Plenitude ed Enilive. I €4,1 mld di Ebit proforma adjusted del trimestre si traducono in €1,6 mld di profitti netti. Il flusso di cassa operativo al netto delle variazioni del circolante è stato di €3,9 mld, il doppio della spesa per investimenti organici, consentendoci di mantenere il leverage di 0,23 ben all'interno del nostro intervallo obiettivo, nonostante l'esborso per l'acquisizione di Neptune Energy. Questi risultati, insieme all'esecuzione efficiente dei nostri programmi di crescita nell'upstream e di sviluppo profittevole dei business legati alla transizione energetica, nonché alla cattura delle fasi favorevoli dello scenario, segnano una traiettoria di superamento delle previsioni economico-finanziarie di budget. Sulla base del nostro scenario aggiornato, le nostre aspettative sono di un flusso di cassa operativo di oltre €14 mld e, in linea con la nostra politica di distribuzione, prevediamo di incrementare il piano 2024 di buy-back del 45% a €1,6 mld."

Highlight finanziari del primo trimestre 2024

Dal primo trimestre 2024 i risultati di Eni sono presentati secondo una modalità che meglio riflette la gestione industriale e la strategia di trasformazione del Gruppo. L'informativa finanziaria per settore di attività pone maggiore enfasi sulla misura di risultato dell'utile operativo proforma rettificato, "EBIT proforma adjusted"¹, che incorpora l'EBIT in quota Eni delle joint venture JV/collegate. Enilive e Plenitude, i business dedicati alla decarbonizzazione della domanda retail, sono raggruppati in un segmento di reporting dedicato, anche al fine di evidenziarne la crescente importanza per il Gruppo.

- Lo scenario del primo trimestre 2024 è stato caratterizzato dalla flessione dei prezzi del gas naturale (circa -50% rispetto al primo trimestre 2023 la flessione del prezzo spot ai principali hub europei) che ha condizionato i risultati della nostra catena del valore del gas, mentre il prezzo del greggio di riferimento Brent ha registrato una sostanziale stabilità a 83 \$/bbl in media nel trimestre. I margini di raffinazione hanno evidenziato una ripresa rispetto al quarto trimestre 2023, tuttavia sono diminuiti rispetto al primo trimestre 2023. In tale scenario, Eni ha conseguito ottimi risultati con un EBIT proforma adjusted di €4,12 mld, un utile netto di €1,58 mld e un flusso di cassa a costi di rimpiazzo adjusted (prima delle variazioni del circolante) di €3,9 mld, indice di una robusta gestione industriale che poggia sulle capacità esecutive, la crescita, il valore degli attivi e la disciplina finanziaria.
- Nel primo trimestre 2024, E&P ha conseguito €3,32 mld di EBIT proforma adjusted grazie alla crescita della produzione (1,74 mln boe/g, +5% rispetto al primo trimestre 2023), trainata dall'entrata a regime di nuovi giacimenti e dall'acquisizione di Neptune Energy. Tale crescita e la costante attenzione all'efficienza, hanno consentito di conseguire risultati resilienti (in riduzione di appena il 13% rispetto al primo trimestre 2023), nonostante l'indebolimento dei prezzi di realizzo del gas naturale.
- Nel primo trimestre 2024, GGP ha conseguito €0,33 mld di EBIT proforma adjusted, in linea con le aspettative del management che scontavano minori opportunità di trading a causa della riduzione sia dei prezzi sia della volatilità rispetto all'anno precedente.
- Nel primo trimestre 2024, il nuovo settore di attività Enilive e Plenitude ha contribuito in maniera sostanziale ai risultati di Gruppo con €0,42 di EBIT proforma adjusted (circa +60% rispetto al primo trimestre 2023). Enilive ha conseguito €0,18 mld di EBIT proforma adjusted (+30%) grazie alle maggiori lavorazioni delle bioraffinerie e alla positiva performance dell'attività di commercializzazione. Plenitude ha registrato €0,24 mld di EBIT proforma adjusted, l'80% in più rispetto all'anno precedente, trainato dai maggiori margini delle commodity che hanno beneficiato di un favorevole scenario prezzi e dalla migliore performance del retail nei mercati internazionali nonché dall'entrata in esercizio di nuova capacità rinnovabile e relative produzioni.
Nel primo trimestre 2024, l'EBITDA proforma adjusted di Enilive di €0,25 mld (+27%) e l'EBITDA proforma adjusted di Plenitude di €0,35 mld (circa +50%) sono risultati entrambi in linea con le previsioni del management.
- Nel primo trimestre 2024, il business Refining ha registrato solidi risultati, con €0,2 mld di EBIT proforma adjusted sostenuto da remunerativi margini di raffinazione e dall'affidabilità degli impianti in Europa. Il business della Chimica gestito da Versalis ha conseguito una perdita operativa proforma adjusted di €0,17 mld a causa delle avverse condizioni macroeconomiche e degli svantaggi di costo degli impianti europei rispetto ad altre geografie. Tuttavia, la costante attenzione a ottimizzare i costi ha consentito di migliorare il risultato di circa €70 mln su base sequenziale.
- L'utile netto adjusted del primo trimestre 2024 è stato di €1,58 mld con un tax rate consolidato di circa il 49%.

Risultati proforma adjusted

(€ milioni)

I trimestre 2024

	Risultato consolidato di Gruppo	Partecipazioni rilevanti	Proforma di Gruppo consolidato	di cui:			
				Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive e Plenitude	Refining, Chimica e Power
Utile (perdita) operativo adjusted	3.027	1.089	4.116	3.320	325	420	44
Oneri finanziari e imposte	(1.740)	(778)	(2.518)	(2.190)	(121)	(132)	(11)
Utile netto delle società partecipate rilevanti	311	311					
Utile (perdita) netto adjusted	1.598		1.598	1.130	204	288	33
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi	16		16				
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	1.582		1.582				

¹ Per la riconciliazione di tali misure di risultato non previste dai principi contabili internazionali "Non-GAAP measures" con le corrispondenti misure calcolate in osservanza dei GAAP, v. pagine 20 e successive. Per le principali JV/collegate si veda pagina 25.

- Nel primo trimestre 2024 il flusso di cassa netto da attività operativa al costo di rimpiazzo adjusted (prima delle variazioni del capitale circolante) è stato di €3,9 mld, superiore ai fabbisogni per gli investimenti organici pari a €2 mld, generando pertanto un flusso di cassa disponibile su base organica (free cash flow) di €1,9 mld. Il free cash flow è stato utilizzato per remunerare gli azionisti attraverso il pagamento dei dividendi e il riacquisto di azioni (€1,2 mld complessivamente) e per finanziare l'acquisizione strategica di Neptune Energy Group (€2,3 mld) e di asset del business rinnovabili in USA (€0,2 mld), al netto dei proventi dalla cessione della quota minoritaria del 7,6% di Plenitude al fondo EIP (circa €0,6 mld) e di asset non strategici nella E&P (€0,2 mld).
- L'indebitamento finanziario netto ex-IFRS 16 al 31 marzo 2024 è pari a €12,9 mld; il leverage è pari a 0,23.
- A marzo 2024 è stata distribuita la terza delle quattro tranches del dividendo relativo all'esercizio 2023 pari a €0,24 per azione per un totale di €0,8 mld. La quarta tranche del dividendo 2023 di €0,23 per azione è prevista in pagamento il prossimo 22 maggio.
- Al 5 marzo 2024, il programma di buy-back 2023 è stato concluso con l'acquisto, nel periodo maggio '23 – marzo '24, di 153,5 mln di azioni proprie per un costo complessivo di €2.200 mln (€24,5 mln di azioni, pari a €363 mln nel primo trimestre 2024).

Principali sviluppi di business

Exploration & Production

- In data 23 aprile 2024, Eni ha raggiunto un accordo per aggregare i propri asset di esplorazione e produzione situati in UK, esclusi quelli situati nell'East Irish Sea e quelli legati ai progetti CCUS, agli asset di Ithaca Energy, compiendo un passo strategico nel rafforzamento significativo della propria presenza nello UK Continental Shelf. A fronte di tale aggregazione Eni UK riceverà nuove azioni ordinarie del capitale sociale di Ithaca in modo che, al completamento dell'operazione, Eni UK deterrà una partecipazione pari al 38,5% del capitale sociale di Ithaca. L'operazione avrà efficacia a partire dal 30 giugno 2024, con completamento previsto nel terzo trimestre 2024, subordinatamente al rilascio delle necessarie autorizzazioni regolatorie e di altre condizioni tipiche per operazioni di questa natura. L'operazione permetterà di creare sin da subito un Gruppo aggregato più ampio e più solido, con una produzione nel 2024 superiore ai 100.000 boe/g e un potenziale di crescita organica della produzione unrisksed fino a 150.000 boe/g a partire dall'inizio del prossimo decennio. L'operazione replica il successo delle precedenti business combination effettuate da Eni in ambito upstream, in applicazione del proprio modello di business satellitare distintivo.
- Nel primo trimestre 2024 la produzione di idrocarburi è aumentata del 5% a 1,74 mln di boe/g per effetto dell'acquisizione di Neptune Energy, incluse le attività in Norvegia acquisite da Vår Energi, dell'entrata a regime del progetto Baleine in Costa d'Avorio e del Mozambico.
- Nel primo trimestre 2024 l'attività esplorativa ha ottenuto nuovamente eccellenti risultati con 435 mln di boe di nuove risorse, grazie alla scoperta di Calao nel blocco CI-205 (Eni 90%) al largo della Costa d'Avorio e all'estensione della scoperta di Cronos nel Blocco 6 operato, al largo di Cipro.
- La business combination con Neptune Energy, d'intesa con la collegata Vår Energi, completata nel gennaio 2024, è caratterizzata da un eccezionale disegno strategico e operativo, grazie alla complementarità con il portafoglio Eni di asset e di presenze geografiche, rafforzando la posizione del Gruppo in paesi chiave quali Indonesia, Algeria e Regno Unito ed è coerente con i nostri piani di crescita del business del gas naturale al fine di approvvigionare i mercati e i clienti con energia affidabile, competitiva e a contenute emissioni.
- A febbraio, un anno dopo la decisione finale di investimento, il progetto Congo FLNG ha avviato le consegne di GNL ai mercati internazionali, rendendo la Repubblica del Congo un nuovo esportatore nel panorama globale di questo combustibile.
- Nel mese di marzo, in linea con la strategia di Eni di valorizzazione e razionalizzazione del portafoglio upstream, è stata finalizzata la cessione a Perenco delle partecipazioni di Eni in diversi permessi di produzione in Congo.

Enilive e Plenitude

- A gennaio, Enilive e LG Chem sulla base dell'accordo preliminare di settembre 2023, hanno firmato un accordo di joint venture che rappresenta un ulteriore passo avanti verso la decisione finale di investimento per la costruzione di una nuova bioraffineria in Corea del Sud. L'obiettivo è di completare l'impianto entro il 2026 e trattare circa 400mila tonnellate/anno di materie prime biogeniche utilizzando la tecnologia Ecofining™ di Eni.
- A gennaio, firmata una Lettera d'Intenti tra Enilive e Ryanair per una fornitura a lungo termine di carburante sostenibile per l'aviazione in alcuni aeroporti in Italia in cui opera la compagnia aerea. Questo accordo consentirà a Ryanair di avere accesso a fino a 100 mila tonnellate di Sustainable Aviation Fuel (SAF) tra il 2025 e il 2030.
- Una terza bioraffineria in Italia sarà realizzata a Livorno con una capacità prevista di 500 mila tonnellate/anno di HVO diesel, VVO nafta e bio-GPL attraverso la riconfigurazione dell'hub esistente e avvio atteso nel 2026.
- A febbraio, Plenitude ha avviato le operazioni presso l'impianto fotovoltaico di Ravenna Ponticelle, con una capacità installata di 6 MW.
- A marzo, Plenitude ed Energy Infrastructure Partners (EIP) hanno finalizzato l'accordo per l'ingresso di EIP nel capitale sociale di Plenitude attraverso un aumento di capitale riservato di circa €0,6 mld pari a circa il 7,6% del capitale sociale della società.
- A marzo, Eni ha firmato un accordo con Fincantieri e RINA, multinazionale di ispezione, certificazione e consulenza ingegneristica, per sviluppare iniziative per la transizione energetica, mirando alla decarbonizzazione del settore marittimo.
- Ad aprile, è stata avviata la costruzione del parco fotovoltaico di Renopool in Spagna, con una capacità di generazione progettuale di 330 MW, la più grande unità fotovoltaica mai realizzata dalla società. L'installazione fotovoltaica genererà 660 GWh all'anno e includerà sette impianti fotovoltaici e una sottostazione elettrica.

Refining, Chimica e Power

- La raffinazione prosegue il processo di decarbonizzazione con la decisione finale di investimento per convertire l'impianto tradizionale di Livorno in una bioraffineria seguendo lo stesso modello di successo adottato a Gela e a Venezia. Lo start-up delle nuove linee di bioraffinazione è atteso per il 2026 e il polo sarà trasferito a Enilive. Il progetto è in attesa di autorizzazioni ufficiali e include la costruzione di un'unità di pretrattamento di materie prime biogeniche, un impianto Ecofining™ e una struttura per la produzione di idrogeno dal gas naturale.
- Ad aprile, Versalis ha perfezionato l'acquisizione del 100% di Tecnofilm S.p.A., azienda specializzata nel settore compounding. L'operazione è in linea con la strategia di Versalis volta a rafforzare la quota di mercato nei segmenti ad alto valore aggiunto.

Decarbonizzazione, Sostenibilità e Tecnologia

- A gennaio, Eni ha avviato la realizzazione di un nuovo sistema di elaborazione dati, HPC6, con l'obiettivo di aumentare significativamente la capacità di calcolo dagli attuali 70 PFlops/s a oltre 600 PFlops/s. Una volta completato, HPC6 sarà uno dei più potenti supercomputer al mondo dedicati alle applicazioni industriali, rafforzando la leadership di Eni nel calcolo industriale ad alte prestazioni e consolidando la sua posizione di azienda high-tech a supporto della transizione energetica.
- A marzo, Eni ha ricevuto l'autorizzazione, in forma di un Development Consent Order (DCO), dal Dipartimento per la Sicurezza Energetica e Net Zero (DESNZ) del Regno Unito per la costruzione, messa in opera e riconversione dell'infrastruttura HyNet North West relativa al trasporto e stoccaggio di CO₂ nell'ambito del progetto HyNet CCS cluster.
- A marzo, Eni ha rinnovato la propria adesione alla MIT Energy Initiative (MITEI), in qualità di Membro Fondatore fino alla fine del 2027, proseguendo nel proprio impegno per la ricerca nel campo delle energie low carbon. L'accordo conferma il ruolo centrale che Eni assegna all'innovazione e alla ricerca come driver per il raggiungimento degli obiettivi di breve, medio e lungo periodo nella strategia di decarbonizzazione della società.

Outlook 2024

Il Gruppo ha aggiornato le seguenti previsioni operative e finanziarie per l'esercizio 2024 come di seguito descritto:

- E&P: la produzione annua di idrocarburi è confermata in un intervallo di 1,69 -1,71 mln di boe/g assumendo un prezzo del Brent rivisto a 86 \$/bbl.
- GGP: confermata la previsione di EBIT proforma adjusted di €0,8 mld.
- Enilive e Plenitude:
 - confermata la previsione di EBITDA proforma adjusted di €1 mld per ciascun business;
 - capacità installata di energia rinnovabile prevista a 4 GW a fine 2024, più circa 2 GW di progetti organici in costruzione.
- Risultati consolidati: allo scenario aggiornato², le previsioni annuali di EBIT proforma adjusted e di flusso di cassa adjusted prima della variazione del circolante sono riviste al rialzo a oltre €14 mld.
- Investimenti organici: attesi a circa €9 mld in linea con la previsione originaria. Includendo gli attesi sviluppi del piano di dismissioni, gli investimenti al netto degli incassi sono attesi nell'intervallo €7 - 8 mld, confermando la previsione originaria.
- Remunerazione degli Azionisti: piano di acquisto di azioni proprie è adesso previsto in rialzo a €1,6 mld con un incremento del 45% rispetto a €1,1 mld comunicato nel Capital Market Update di marzo. Questa variazione è in linea con la politica di remunerazione che attribuisce il 30-35% del flusso di cassa da attività operativa³ attraverso dividendi e buyback e che prevede di destinare all'acquisto di azioni proprie fino al 60% dei flussi di cassa incrementali rispetto alle previsioni del management, e soggetta all'approvazione dell'Assemblea degli Azionisti il prossimo 15 maggio 2024 di un piano di acquisto fino a €3,5 mld. L'Assemblea degli Azionisti è attesa approvare anche il dividendo 2024 di €1 per azione, che rappresenta un aumento del 6% rispetto al 2023, con pagamento in quattro tranches a partire da settembre 2024.
- Prossimo dividendo trimestrale: come deliberato dal Consiglio di Amministrazione il 4 aprile 2024, l'ultima rata trimestrale del dividendo 2023 di €0,23 per azione sarà pagata il 22 maggio 2024, con stacco cedola il 20 maggio 2024.

Le prospettive e gli obiettivi sopra descritti sono dichiarazioni previsionali basate sulle informazioni ad oggi disponibili e sulle valutazioni del management e sono soggette ai potenziali rischi e incertezze dello scenario e ad altri fattori (v. disclaimer a pagina 19).

² Lo scenario aggiornato 2024 è: Brent 86 \$/barile (precedentemente 80 \$/barile); margine SERM 6,8 \$/barile da 6,6 \$/barile; prezzo spot del gas PSV 33 €/MWh (da 31 €/MWh); tasso di cambio medio EUR/USD 1,075 (da 1,08).

³ Su base adjusted, prima della variazione del capitale circolante.

Analisi per segmento di business

Exploration & Production

Produzione e prezzi

IV Trim.			I Trim.		
2023			2024	2023	var %
Produzioni					
781	Petrolio	mgl di barili/g	797	780	2
137	Gas naturale	mln di metri cubi/g	140	130	8
1.708	Idrocarburi	mgl di boe/g	1.741	1.661	5
Prezzi medi di realizzo ^(a)					
77,53	Petrolio	\$/barile	74,53	72,86	2
255	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	249	285	(13)
57,48	Idrocarburi	\$/boe	54,16	57,06	(5)

(a) I prezzi si riferiscono alle società consolidate.

- Nel primo trimestre 2024 la produzione media di idrocarburi è stata di 1,74 milioni di boe/giorno in aumento del 5% rispetto al primo trimestre '23. La produzione è stata sostenuta dall'acquisizione di Neptune (circa 120 mila boe/g), dall'entrata a regime del progetto Baleine in Costa d'Avorio e del Mozambico. Questi aumenti sono stati in parte impattati dalla minore produzione dovuta al declino dei campi maturi. Nel confronto sequenziale, la produzione è in aumento di circa il 2% per gli stessi driver descritti in precedenza.
- La produzione di petrolio è stata di 797 mila barili/g nel primo trimestre 2024, in aumento del 2% rispetto al primo trimestre 2023, principalmente per effetto dell'acquisizione di Neptune e la crescita in Costa d'Avorio, in parte compensate dal declino dei campi maturi.
- La produzione di gas naturale è stata di 140 mln di metri cubi/g nel quarto trimestre 2024, in aumento dell'8% rispetto al primo trimestre 2023 principalmente per effetto dell'acquisizione di Neptune e del ramp-up del progetto Coral Floating LNG, in parte compensate dal declino dei campi maturi.
- I prezzi di realizzo dei liquidi registrano un andamento sostanzialmente in linea con il benchmark. I prezzi di realizzo del gas naturale riflettono la composizione del portafoglio di produzione, con circa il 15% direttamente indicizzato ai prezzi degli hub europei.

Risultati

IV Trim.		I Trim.		
2023	(€ milioni)	2024	2023	var %
3.320	Utile operativo proforma adjusted	3.320	3.831	(13)
889	<i>di cui: società partecipate rilevanti</i>	992	1.025	(3)
1.463	Utile (perdita) operativo delle società consolidate	2.219	2.720	(18)
968	Esclusione special items	109	86	27
2.431	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	2.328	2.806	(17)
2.871	Utile (perdita) ante imposte adjusted	2.480	3.076	(19)
50,4	<i>tax rate (%)</i>	54,4	49,9	
1.423	Utile (perdita) netto adjusted	1.130	1.540	(27)
	I risultati includono:			
331	Costi di ricerca esplorativa:	71	73	(3)
40	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	41	57	
291	- radiazione di pozzi di insuccesso	30	16	
1.809	Investimenti tecnici	1.565	1.784	(12)

- Nel primo trimestre '24 il settore Exploration & Production ha registrato l'EBIT proforma adjusted di €3.320 mln che evidenzia con una riduzione di appena il 13% rispetto al primo trimestre '23, l'ottima tenuta del business. Il confronto con il primo trimestre 2023 risente della flessione dei prezzi del gas in tutte le aree geografiche, con la conseguente ricaduta sui prezzi di realizzo della produzione indicizzati ai mercati spot, in particolare in Europa, nonché dell'apprezzamento del tasso di cambio EUR/USD (+1%). Tali effetti negativi sono stati in parte assorbiti dai maggiori prezzi del petrolio in dollari (marker Brent +2% nel trimestre), dalla crescita della produzione e dalle azioni di efficienza.
- Nel primo trimestre '24, il settore ha registrato un utile netto adjusted di €1.130 mln, con un calo di circa il 27% rispetto al primo trimestre '23 principalmente a causa del debole scenario.
- Nel primo trimestre '24 il tax rate aumenta di 4,5 punti percentuali rispetto al periodo di confronto per effetto: (i) dell'impatto della riduzione dei prezzi del gas; e (ii) di un meno favorevole mix geografico dei profitti (incremento incidenza sull'ante imposte dei paesi a maggiore fiscalità).

Per il commento agli special item del settore si rinvia al paragrafo "Special item" nella sezione Risultati di gruppo.

Global Gas & LNG Portfolio

Vendite

IV Trim.			I Trim.		
2023			2024	2023	var %
41	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/MWh	29	57	(49)
41	TTF		27	54	(49)
0	Spread PSV vs. TTF		2	3	(44)
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi			
6,58	Italia		7,69	7,10	8
6,50	Resto d'Europa		6,79	7,22	(6)
0,60	di cui: Importatori in Italia		0,42	0,62	(32)
5,90	Mercati europei		6,37	6,60	(3)
0,53	Resto del Mondo		0,97	0,52	87
13,61	Totale vendite gas ^(a)		15,45	14,84	4
2,4	di cui: vendite di GNL		2,7	2,7	

(a) Include vendite intercompany.

- Nel primo trimestre 2024 le vendite di gas naturale di 15,45 mld di metri cubi sono aumentate del 4% rispetto allo stesso periodo del 2023, in particolare grazie alle maggiori vendite in Italia (+8%). Nei mercati esteri i volumi di gas sono sostanzialmente invariati rispetto al primo trimestre 2023, le maggiori vendite nella Penisola Iberica e Germania sono state compensate dai minori volumi commercializzati in Turchia e Francia.

Risultati

IV Trim.			I Trim.		
2023		(€ milioni)	2024	2023	var %
717	Utile operativo proforma adjusted		325	1.420	(77)
40	di cui: società partecipate rilevanti		32	48	(33)
1.293	Utile (perdita) operativo delle società consolidate		(110)	275	
(616)	Esclusione special item		403	1.097	(63)
677	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		293	1.372	(79)
692	Utile (perdita) ante imposte adjusted		299	1.384	(78)
29	tax rate (%)		32	28	
491	Utile (perdita) netto adjusted		204	999	(80)
6	Investimenti tecnici		1		

- Nel primo trimestre 2024 il settore Global Gas & LNG Portfolio ha conseguito un EBIT proforma adjusted di €325 mln, includendo il margine operativo delle società all'equity, principalmente SeaCorridor. La significativa riduzione rispetto al primo trimestre 2023 è conseguenza di uno scenario prezzi significativamente meno positivo (PSV e TTF in riduzione di circa il 50% rispetto al primo trimestre del 2023) e della ridotta volatilità, che hanno condizionato le attività di trading e di ottimizzazione.

Per il commento agli special item del settore si rinvia al paragrafo "Special item" nella sezione Risultati di gruppo.

Enilive e Plenitude

Produzioni e vendite

IV Trim. 2023			I Trim.		
			2024	2023	var %
Enilive					
265	Lavorazioni bio	mgl ton	352	136	159
72	Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio ^(a)	%	94	59	
1,86	Vendite rete in Europa	mln ton	1,78	1,75	2
1,32	di cui: Italia		1,26	1,25	1
21,7	Quota mercato rete Italia	%	21,4	21,4	
2,06	Vendite extrarete in Europa	mln ton	1,88	1,83	3
1,58	di cui: Italia		1,45	1,42	2
Plenitude					
10,1	Clients retail/business a fine periodo	mln pdf	10,1	10,1	
1,74	Vendite retail e business gas	mld di metri cubi	2,56	2,91	(12)
4,60	Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	terawattora	4,64	4,62	
3,0	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	gigawatt	3,0	2,3	30
0,99	Produzione di energia da fonti rinnovabili	terawattora	1,11	0,99	12
19,0	Punti di ricarica veicoli elettrici a fine periodo	migliaia	19,6	14,7	33

(a) Ricalcolato sulla base della capacità effettiva dell'impianto.

Enilive

- Nel primo trimestre 2024 i **volumi di lavorazione bio** pari a 352 mila tonnellate sono più che raddoppiati rispetto all'analogo periodo del 2023 ed hanno beneficiato del contributo della bioraffineria di Chalmette e dei maggiori volumi lavorati presso le bioraffinerie di Gela e di Venezia trainati dalla maggiore disponibilità dell'impianto presso Gela e dalla continua ottimizzazione Ecofining™ presso Venezia.
- Le **vendite rete Europa** ammontano a 1,78 milioni di tonnellate nel primo trimestre 2024, in aumento del 2% rispetto al periodo di confronto, per le maggiori vendite di benzine a seguito dell'incremento dei consumi. Le vendite in Italia sono state sostanzialmente in linea.
- Le **vendite extrarete Europa** sono pari a 1,88 milioni di tonnellate nel primo trimestre 2024, in aumento del 3% rispetto al 2023, a seguito di maggiori vendite di jet fuel, principalmente in Italia.

Plenitude

- Al 31 marzo 2024, i **clients retail/business** ammontano a 10,1 mln (gas ed energia elettrica), in linea rispetto al 31 marzo 2023.
- Le **vendite retail e business di gas** pari a 2,56 mld di metri cubi nel primo trimestre 2024, sono in calo del 12% rispetto allo stesso periodo del 2023, principalmente a causa della riduzione della domanda di mercato che riflette anche le più miti condizioni climatiche.
- Le **vendite retail e business di energia elettrica ai clienti finali** pari a 4,64 TWh nel primo trimestre 2024 sono sostanzialmente in linea rispetto allo stesso periodo del 2023.
- Al 31 marzo 2024, la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 3 GW, in aumento di circa 0,7 GW rispetto al 31 marzo 2023, principalmente grazie alle acquisizioni effettuate negli Stati Uniti e in Spagna e allo sviluppo organico dei progetti in Italia, Spagna, Kazakhstan e Regno Unito.
- La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 1,11 TWh nel primo trimestre 2024, in aumento del 12% rispetto al primo trimestre 2023, principalmente grazie al positivo contributo degli asset e all'entrata in esercizio dei progetti sviluppati organicamente.
- I **punti di ricarica dei veicoli elettrici** installati al 31 marzo 2024 sono pari a 19,6 migliaia di unità, in aumento del 33% rispetto alle 14,7 migliaia di unità al 31 marzo 2023.

Risultati

IV Trim.		I Trim.		
2023	(€ milioni)	2024	2023	var %
354	EBITDA proforma adjusted	596	430	39
181	- Enilive	250	197	27
173	- Plenitude	346	233	48
168	Utile operativo proforma adjusted	420	270	56
98	- Enilive	178	138	29
(19)	di cui: società partecipate rilevanti	(3)		
70	- Plenitude	242	132	83
(258)	Utile (perdita) operativo delle società consolidate	591	(198)	..
445	Esclusione special item	(164)	468	
187	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	427	270	58
155	Utile (perdita) ante imposte adjusted	405	259	56
34	tax rate (%)	29	29	
102	Utile (perdita) netto adjusted	288	184	57
472	Investimenti tecnici	205	176	16

- Nel primo trimestre 2024 il business **Enilive** ha conseguito l'EBIT proforma adjusted di €178 mln, in aumento del 29% rispetto al primo trimestre 2023, riflettendo il miglioramento della performance underlying derivante dall'ottimizzazione degli asset. Nella bioraffinazione, raddoppiate le lavorazioni grazie alla nuova capacità e ai maggiori tassi di utilizzo degli impianti, nonché alla massimizzazione del pretrattamento di materie prime competitive che hanno più che compensato la pressione sui margini a seguito del prezzo spot HVO in Europa e dei minori costi delle certificazioni RIN (Renewable Identification Number) nel Nord America. I solidi risultati del Marketing hanno beneficiato della maggior domanda, in particolare nel segmento extrarete (jet fuel e gasolio) e della valorizzazione del mercato captive.

Il business ha conseguito un EBITDA proforma adjusted pari a €250 mln, in aumento del 27% rispetto al primo trimestre 2023 (€197 mln) confermando la previsione annua di €1 mld. Enilive è ben posizionata per capitalizzare l'aumento atteso della domanda nella seconda metà del 2024, sostenuta da nuovi obblighi normativi nei Paesi Bassi e dal potenziale impatto del Regolamento Europeo anti-dumping, nonché dalla più stringente policy in California.

- Nel primo trimestre 2024 **Plenitude** ha conseguito l'EBIT proforma adjusted di €242 mln, in aumento dell'83% rispetto al primo trimestre 2023, grazie ai maggiori margini retail, sostenuti dalla minore volatilità dello scenario, e dal miglioramento della performance nei mercati internazionali, nonché l'entrata in esercizio di capacità rinnovabile e i relativi volumi.

Il business ha conseguito un EBITDA proforma adjusted pari a €346 mln, in aumento del 48% rispetto al primo trimestre 2023 (€233 mln).

Per il commento agli special item del settore si rinvia al paragrafo "Special items" nella sezione Risultati di gruppo.

Refining, Chimica e Power

Produzioni e vendite

IV Trim. 2023			I Trim.		
			2024	2023	var %
Refining					
4,3	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(a)	\$/barile	8,7	11,0	(21)
4,30	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	4,08	4,24	(4)
2,62	Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		2,31	2,47	(6)
6,92	Totale lavorazioni in conto proprio		6,39	6,71	(5)
78	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	81	77	
Chimica					
0,8	Vendite prodotti chimici	mln ton	0,9	0,8	12
48	Tasso utilizzo impianti	%	57	52	
Power					
5,14	Produzione termoelettrica	terawattora	5,05	5,27	(4)

(a) Dal 1° gennaio 2024 il margine indicatore è calcolato con una metodologia aggiornata che riflette il nuovo assetto industriale, legato essenzialmente alla trasformazione del sito di Livorno e alle azioni di ottimizzazioni delle utilities, nonché le dinamiche evolutive del mercato dei greggi, incorporando una selezione sia ad alto che a basso tenore di zolfo.

Refining

- Nel primo trimestre 2024 il **margine di raffinazione indicatore Eni** (Standard Eni Refining Margin) si è attestato in media a 8,7 \$/barile, rispetto a 11 \$/barile nel primo trimestre 2023, dovuto ai minori crack spread dei prodotti.
- Nel primo trimestre 2024 le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** in Italia, pari a 4,08 mln di tonnellate, sono in riduzione del 4% rispetto al primo trimestre 2023 per effetto dei minori volumi lavorati presso la raffineria di Livorno, a seguito del nuovo assetto industriale. Nel resto del mondo, le lavorazioni sono in diminuzione del 6% rispetto al primo trimestre 2023, a causa dei minori volumi processati presso la raffineria di Adnoc a seguito delle fermate programmate.

Chimica

- Le **vendite di prodotti chimici** nel primo trimestre 2024 pari a 0,9 mln di tonnellate, sono in aumento rispetto al periodo di confronto grazie ai maggiori volumi venduti di intermedi.
- Nel primo trimestre 2024 il **margine del cracker** è in calo rispetto allo stesso periodo del 2023. Anche i margini sul polietilene e sugli stirenici hanno riportato una riduzione rispetto al primo trimestre 2023, a seguito dei ridotti prezzi delle commodity e delle dinamiche competitive.

Power

- La **produzione termoelettrica** è stata pari a 5,05 TWh nel primo trimestre 2024, in riduzione del 4% rispetto al periodo di confronto, a causa dello scenario negativo.

Risultati

IV Trim.		I Trim.		
2023	(€ milioni)	2024	2023	var %
(87)	Utile operativo proforma adjusted	44	223	(80)
109	- Refining	184	278	(34)
76	di cui: società partecipate rilevanti	72	153	(53)
(237)	- Chimica	(168)	(109)	(54)
41	- Power	28	54	(48)
(1.423)	Utile (perdita) operativo delle società consolidate	152	(380)	
365	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(262)	338	
895	Esclusione special item	82	112	
(163)	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	(28)	70	
(80)	Utile (perdita) ante imposte adjusted	21	224	(91)
80	tax rate (%)	..	24	
(16)	Utile (perdita) netto adjusted	33	171	(81)
242	Investimenti tecnici	111	111	

- Nel primo trimestre 2024 il business **Refining** ha conseguito l'EBIT proforma adjusted di €184 mln, in riduzione del 34% rispetto al primo trimestre 2023 a causa dei minori margini di raffinazione in tutte le geografie e delle minori lavorazioni. Il risultato include il contributo di Adnoc R>.
- Nel primo trimestre 2024 il business della **Chimica** gestito da Versalis ha riportato una perdita operativa proforma adjusted pari a €168 mln, in aumento rispetto al primo trimestre 2023. Tale risultato riflette il calo della domanda in tutti i segmenti di business dovuto al rallentamento macroeconomico e ai maggiori costi di produzione in Europa che hanno ridotto la competitività delle produzioni di Versalis rispetto ai competitors americani ed asiatici in un contesto di eccesso di offerta.
- Nel primo trimestre 2024 il business **Power** di produzione di energia elettrica da impianti a gas ha riportato l'EBIT proforma adjusted di €28 mln, in riduzione del 48% rispetto al primo trimestre 2023, a causa della riduzione dello scenario prezzi dell'energia e al calo della domanda da parte del Transmission Operator System (TSO) nell'ambito del mercato dei servizi ancillari.

Per il commento agli special item del settore si rinvia al paragrafo "Special items" nella sezione Risultati di gruppo.

Risultati consolidati e proforma di Gruppo

IV Trim.		I Trim.		
2023	(€ milioni)	2024	2023	var %
24.622	Ricavi della gestione caratteristica	22.936	27.185	(16)
856	Utile (perdita) operativo	2.670	2.513	6
203	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(56)	357	
1.710	Esclusione special item ^(a)	413	1.771	
2.769	Utile (perdita) operativo adjusted	3.027	4.641	(35)
986	Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti	1.089	1.226	(11)
3.755	Utile operativo proforma adjusted	4.116	5.867	(30)
3.320	E&P	3.320	3.831	(13)
717	Global Gas & LNG Portfolio (GGP)	325	1.420	(77)
168	Enilive e Plenitude	420	270	56
(87)	Refining, Chemicals and Power	44	223	(80)
(363)	Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento	7	123	(94)
3.189	Utile (perdita) ante imposte adjusted	3.126	4.981	(37)
1.682	Utile (perdita) netto adjusted	1.598	2.926	(45)
204	Utile (perdita) netto	1.237	2.407	(49)
173	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	1.211	2.388	(49)
143	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(41)	255	
1.346	Esclusione special item ^(a)	412	264	
1.662	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	1.582	2.907	(46)

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

- Nel primo trimestre 2024 il Gruppo ha conseguito l'**EBIT proforma adjusted** di €4.116 mln con una riduzione del 30% rispetto al primo trimestre 2023 a seguito del minor risultato conseguito da GGP (in riduzione del 77% a €325 mln) dovuto alle straordinarie condizioni di mercato che hanno caratterizzato il trimestre di confronto, e del risultato del business E&P (in riduzione del 13% a €3.320 mln) per effetto della flessione del prezzo del gas naturale. I risultati sono stati condizionati anche dal minor utile del settore Refining, Chimica e Power (in riduzione di €179 mln) causato dai minori margini di raffinazione a livello internazionale e dalla flessione dei margini dei prodotti petrolchimici. Questi impatti negativi sono stati in parte compensati dalla performance di Enilive e Plenitude (in aumento del 56% a €420 mln) a seguito del positivo andamento nei mercati retail dei carburanti e dell'energia, dell'entrata a regime di nuova capacità rinnovabile e dei relativi volumi di produzione.
- Nel primo trimestre 2024 l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** è stato di €1.582 mln in riduzione di €1.325 mln rispetto al primo trimestre 2023 (-46%) per effetto del minor utile operativo e dei minori risultati delle partecipate che riflettono il deterioramento dello scenario del gas naturale e dei prodotti.
- **Tax rate consolidato:** il tax rate consolidato adjusted del primo trimestre 2024 è aumentato di circa 8 punti percentuali rispetto al primo trimestre 2023 (circa 49%), a seguito di un mix dei profitti per aree geografiche e per settore di attività meno favorevole (in termini di aumento della quota di reddito imponibile nei Paesi con un'aliquota fiscale più elevata, che riflette una riduzione dell'utile imponibile delle controllate italiane) e dell'impatto del calo dei prezzi del gas nell'Exploration & Production.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

IV Trim.		I Trim.		
2023	(€ milioni)	2024	2023	var. ass.
204	Utile (perdita) netto	1.237	2.407	(1.170)
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>			
3.263	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	1.908	1.171	737
(12)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(19)	(408)	389
973	- dividendi, interessi e imposte	1.709	1.302	407
657	Variazione del capitale di esercizio	(1.865)	(293)	(1.572)
573	Dividendi incassati da partecipate	558	560	(2)
(1.516)	Imposte pagate	(1.336)	(1.540)	204
33	Interessi (pagati) incassati	(288)	(217)	(71)
4.175	Flusso di cassa netto da attività operativa	1.904	2.982	(1.078)
(2.666)	Investimenti tecnici	(1.931)	(2.119)	188
(722)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(1.761)	(645)	(1.116)
56	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	228	445	(217)
(369)	Altre variazioni relative all'attività di investimento ^(a)	81	(212)	293
474	Free cash flow	(1.479)	451	(1.930)
1.173	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa ^(a)	(131)	752	(883)
963	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	1.116	(139)	1.255
(293)	Rimborso di passività per beni in leasing	(309)	(247)	(62)
(1.547)	Flusso di cassa del capitale proprio	(578)	(781)	203
(51)	Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(39)	(39)	
(87)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	16	(32)	48
632	VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI	(1.404)	(35)	(1.369)
3.606	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	3.896	5.291	(1.395)
IV Trim.		I Trim.		
2023	(€ milioni)	2024	2023	var. ass.
474	Free cash flow	(1.479)	451	(1.930)
(293)	Rimborso di passività per beni in leasing	(309)	(247)	(62)
(234)	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(787)		(787)
	Debiti e crediti finanziari società disinvestite		(147)	147
(569)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni ^(b)	(130)	(7)	(123)
(1.547)	Flusso di cassa del capitale proprio	(578)	(781)	203
(51)	Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(39)	(39)	
(2.220)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	(3.322)	(770)	(2.552)
293	Rimborsi lease liability	309	247	62
(730)	Accensioni del periodo e altre variazioni	(387)	(134)	(253)
(2.657)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING	(3.400)	(657)	(2.743)

(a) Per effetto della riclassifica dal 1 gennaio 2024 di alcuni finanziamenti concessi a società non consolidate da capitale immobilizzato a crediti finanziari, i relativi movimenti di periodo sono stati coerentemente riclassificati da altre attività di investimento a altre attività di finanziamento.

(b) Include debiti verso fornitori classificati come finanziari per effetto del differimento dei termini di pagamento in relazione al sostenimento di costi capitalizzati per l'acquisto di impianti e macchinari (€272 milioni e €85 milioni nel primo trimestre 2024 e 2023, rispettivamente).

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo trimestre 2024 pari a €1.904 mln, include €558 mln di dividendi distribuiti dalle partecipate, principalmente da Azule Energy, Vår Energi e Adnoc R>. I fabbisogni finanziari del capitale circolante sono stati pari a circa €2 mld, riflettendo la stagionalità delle vendite di gas che comporta generalmente la massima esposizione per crediti commerciali alla fine del primo trimestre, il rallentamento nelle iniziative di ottimizzazione del circolante, la ricostituzione delle scorte di prodotti che erano state utilizzate nel trimestre precedente in relazione all'andamento di mercato, nonché sfasamenti temporali nell'incasso delle chiamate fondi nei confronti dei partners in iniziative petrolifere operate e di crediti verso le first party per il recupero dei costi. Tali fabbisogni sono stati parzialmente compensati dal versamento anticipato a dicembre 2023 delle accise sui carburanti di competenza dei primi mesi del 2024.

Il **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** si ridetermina in €3.896 mln nel primo trimestre 2024, al netto delle seguenti componenti: l'utile/perdita di magazzino olio e prodotti, la differenza temporanea tra il valore del magazzino gas calcolato in base al metodo del costo medio ponderato e la misura interna di performance del management che utilizza il magazzino quale leva di ottimizzazione dei margini, il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting, o ripartiti proporzionalmente per competenza.

La riconduzione del **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** al flusso di cassa netto da attività operativa è riportata di seguito:

IV Trim.		I Trim.		
2023	(€ milioni)	2024	2023	var. ass.
4.175	Flusso di cassa netto da attività operativa	1.904	2.982	(1.078)
(657)	Variazione del capitale di esercizio	1.865	293	1.572
23	Esclusione derivati su commodity	210	1.247	(1.037)
203	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(56)	357	(413)
3.744	Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo	3.923	4.879	(956)
(138)	Accantonamenti straordinari su crediti e altri oneri	(27)	412	(439)
3.606	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	3.896	5.291	(1.395)

I **capex organici** di €1,99 mld nel primo trimestre 2024 registrano una riduzione del 10,1% rispetto al periodo di confronto 2023. Al netto di tali capex organici, il flusso di cassa discrezionale ante variazione circolante si ridetermina in €1,9 mld.

Le **acquisizioni al netto dei disinvestimenti** ammontano a circa €1,7 mld, riferite principalmente a Neptune Energy (€2,3 mld, incluso il debito netto acquisito) e ad asset del business rinnovabili di Plenitude, in parte compensate dalla cessione a Perenco delle licenze di produzione in Congo, nonché dal contributo di capitale a Plenitude di €0,6 mld grazie alla finalizzazione dell'accordo con il fondo EIP, che ha acquisito una partecipazione di minoranza pari al 7,6%.

L'incremento dell'indebitamento ante IFRS 16 pari a circa €3,3 mld è dovuto al flusso di cassa netto da attività operativa adjusted di €3,9 mld, agli investimenti di €2 mld, ai fabbisogni di circolante (circa €2 mld), al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni e all'acquisto di azioni proprie di €1,2 mld, all'effetto netto di acquisizioni/disinvestimenti (€1,7 mld), nonché al pagamento delle rate di leasing e delle cedole dei bond ibridi (€0,3 mld).

Stato patrimoniale riclassificato

	31 Dic. 2023	Riclassifica a crediti finanziari ^(a)	1 gen. 2024	31 Mar. 2024	Var. ass.
(€ milioni)					
Capitale immobilizzato					
Immobili, impianti e macchinari	56.299		56.299	59.996	3.697
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.834		4.834	4.891	57
Attività immateriali	6.379		6.379	6.407	28
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.576		1.576	1.596	20
Partecipazioni	13.886		13.886	14.777	891
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	2.335	(1.339)	996	1.073	77
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(2.031)		(2.031)	(2.314)	(283)
	83.278	(1.339)	81.939	86.426	4.487
Capitale di esercizio netto					
Rimanenze	6.186		6.186	6.283	97
Crediti commerciali	13.184		13.184	13.195	11
Debiti commerciali	(14.231)		(14.231)	(12.728)	1.503
Attività (passività) tributarie nette	(2.112)		(2.112)	(3.436)	(1.324)
Fondi per rischi e oneri	(15.533)		(15.533)	(16.508)	(975)
Altre attività (passività) d'esercizio	(892)		(892)	393	1.285
	(13.398)		(13.398)	(12.801)	597
	(748)		(748)	(782)	(34)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	747		747	562	(185)
CAPITALE INVESTITO NETTO	69.879	(1.339)	68.540	73.405	4.865
Patrimonio netto degli azionisti Eni	53.184		53.184	54.244	1.060
Interessenze di terzi	460		460	865	405
Patrimonio netto	53.644		53.644	55.109	1.465
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	10.899	(1.339)	9.560	12.882	3.322
Passività per beni leasing	5.336		5.336	5.414	78
- di cui working interest Eni	4.856		4.856	4.934	78
- di cui working interest follower	480		480	480	
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	16.235	(1.339)	14.896	18.296	3.400
COPERTURE	69.879	(1.339)	68.540	73.405	4.865
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,20			0,23	
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,30			0,33	
Gearing	0,23			0,25	

(a) Dal 1° gennaio 2024, in relazione alla strategia Eni di modello satellitare che prevede la crescente autonomia delle società non consolidate, i finanziamenti concessi ad alcune JV, in precedenza classificati come capitale immobilizzato, sono stati riclassificati nella voce crediti finanziari (a lungo termine) in funzione dell'esposizione al rischio credito della controparte. Tali crediti sono stati portati in detrazione dei debiti finanziari lordi ai fini della definizione dell'indebitamento finanziario netto e calcolo del leverage. La riclassifica è stata eseguita come rettifica del saldo iniziale dello stato patrimoniale 2024.

Al 31 marzo 2024 il **capitale immobilizzato** (€86,4 mld) è aumentato di €4,5 mld rispetto al 1° gennaio 2024 per effetto degli investimenti, dell'acquisizione del Gruppo Neptune Energy, dell'effetto positivo delle differenze cambio (al 31 marzo 2024, cambio puntuale EUR/USD pari a 1,081 rispetto al cambio di 1,105 al 31 dicembre 2023, -2,2%) che hanno incrementato il book value delle attività denominate in dollari, al netto degli ammortamenti/svalutazioni e radiazioni di periodo.

Il **capitale di esercizio netto** (-€12,8 mld) è aumentato di €0,6 mld rispetto al 1° gennaio 2024 per effetto della variazione del fair value degli strumenti derivati e del decremento del saldo tra crediti e debiti commerciali (€1,5 mld), in parte compensati dalle maggiori attività (passività) tributarie (+€1,3 mld) per effetto principalmente del versamento anticipato a dicembre 2023 delle accise sui carburanti di competenza dei primi mesi del 2024.

Il **patrimonio netto** (€55,1 mld) si incrementa di €1,5 mld rispetto al 1° gennaio 2024 per effetto dell'utile netto del periodo (€1,2 mld), delle differenze positive di cambio (circa €1,1 mld) che riflettono l'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro. Tali fenomeni sono stati in parte compensati dall'effetto dei dividendi distribuiti agli azionisti e dal riacquisto di azioni proprie (€1,2 mld).

L'**indebitamento finanziario netto**⁴ ante lease liability al 31 marzo 2024 è pari a €12,9 mld, in aumento di circa €3,3 mld rispetto al 1° gennaio 2024.

Il **leverage**⁵ – rapporto tra indebitamento finanziario netto ante lease liabilities e patrimonio netto – si attesta a 0,23 al 31 marzo 2024.

⁴ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 28.

⁵ In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione indicatori alternativi di performance alle pag. 20 e seguenti del presente comunicato stampa.

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** del primo trimestre 2024 sono rappresentati da oneri netti di €413 mln, con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** oneri netti di €109 mln, relativi principalmente ad oneri straordinari e imposte sulla proprietà a seguito dell'acquisizione di Neptune (€83 mln) e alle svalutazioni per perdite su crediti (€30 mln).
- **G&P:** oneri netti di €403 mln rappresentati principalmente dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting o vendite a termine di gas di portafoglio per le quali non è prevista la own use exemption (oneri di €385 mln) e dalla differenza tra la valorizzazione delle rimanenze gas a costo medio ponderato prevista dagli IFRS e quella gestionale che tiene conto delle dinamiche di invaso e svaso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate e inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (proventi di €27 mln).
- **Enilive e Plenitude:** proventi netti per €182 mln nell'esercizio 2023 relativi principalmente alla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting.
- **Refining, Chimica e Power:** oneri netti di €82 mln relativi principalmente al write-off degli investimenti di mantenimento e asset integrity relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi, principalmente nel business Refining e Chimica (€31 mln e €14 mln, rispettivamente), oneri ambientali (€23 mln) e la riclassifica nell'utile operativo adjusted del saldo positivo di €15 mln derivante dalle differenze cambio e derivati.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al primo trimestre 2024 è stato redatto su base volontaria in ottemperanza a quanto stabilito dall'art. 82-ter del Regolamento Emittenti (delibera CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni) nell'ambito di una policy aziendale di regolare informativa sulle performance finanziarie e operative della Compagnia rivolta al mercato e agli investitori in linea con il comportamento dei principali peer che pubblicano un reporting trimestrale. Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al primo trimestre 2024, al primo e primo trimestre 2024. I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 marzo 2024 e al 31 dicembre 2023. Le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie, laddove non diversamente indicato, sono state redatte conformemente ai criteri di rilevazione e valutazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standard (IFRS), emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002. I criteri di rilevazione e valutazione adottati nella preparazione dei risultati del primo trimestre 2024 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione Finanziaria Annuale 2023 alla quale si rinvia.

Dal 1° gennaio 2024, il margine di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining margin – SERM) è stato calcolato con una metodologia aggiornata che riflette il nuovo assetto industriale un assetto industriale, legato essenzialmente alla trasformazione del sito di Livorno e alle azioni di ottimizzazioni delle utilities, nonché le dinamiche evolutive del mercato dei greggi, incorporando una selezione sia ad alto che a basso tenore di zolfo. I valori riesposti del SERM per i trimestri 2023 e la guidance per il 2024 sono riportati nella tabella seguente.

2023	I trimestre		II trimestre		III trimestre		IV trimestre		Previsione anno 2024*	
	Metodologia precedente	Metodologia aggiornata	Metodologia precedente	Metodologia aggiornata	Metodologia precedente	Metodologia aggiornata	Metodologia precedente	Metodologia aggiornata	Metodologia precedente	Metodologia aggiornata
Standard Eni Refining Margin (SERM)	11,2	11,0	6,6	5,5	14,7	11,7	8,1	4,3	8,1	6,6

(*) Fornita in occasione del Capital Market Update dello scorso marzo.

Criteri di redazione

Dal 1° gennaio 2024, la segment information statutory Eni presenta la seguente articolazione:

- Exploration&Production "E&P";
- Global Gas & Lng Portfolio "GGP";
- Enilive e Plenitude;
- Raffinazione "Revt", chimica gestita da Versalis e Power (produzione di energia elettrica da centrali turbogas);
- Corporate, società finanziarie, società di supporto al business, attività CCS e business agri.

L'aggregazione di Enilive (bioraffinazione e vendita retail di prodotti per la mobilità sostenibile) e Plenitude (vendita retail di commodity energetiche e servizi, produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili e gestione rete di colonnine di ricarica per EV) in un unico reporting segment è motivata dal fatto che i due business "exhibit similar economic characteristics", hanno un'attività retail prevalente ("customer-facing segments") con ampie opportunità di cross-selling, dal comune disegno strategico di decarbonizzare le emissioni di CO₂ dei clienti e dall'appetibilità da parte di capitali dedicati.

L'attività Power considerata la minore significatività in proporzione alle principali grandezze economiche e patrimoniali di Gruppo è stata aggregata con i settori operativi con i quali presenta le maggiori comunanze industriali.

Di seguito è riportata la nuova segment information relativa all'utile operativo adjusted per i periodi comparativi 2023:

2023	I trimestre		II trimestre		III trimestre		IV trimestre	
	Publicato	Riesposto	Publicato	Riesposto	Publicato	Riesposto	Publicato	Riesposto
Utile (perdita) operativo adjusted	4.641	4.641	3.381	3.381	3.014	3.014	2.769	2.769
di cui: E&P	2.806	2.806	2.077	2.077	2.620	2.620	2.431	2.431
GGP	1.372	1.372	1.087	1.087	111	111	677	677
Enilive, Refining e Chimica	154		87		401		(87)	
- Enilive	138		202		271		117	
- Refining	125		(45)		328		33	
- Chimica	(109)		(70)		(198)		(237)	
Plenitude & Power	186		165		219		111	
- Plenitude	132		133		180		70	
- Power	54		32		39		41	
Enilive e Plenitude		270		335		451		187
- Enilive		138		202		271		117
- Plenitude		132		133		180		70
Refining, Chimica e Power		70		(83)		169		(163)
- Refining		125		(45)		328		33
- Chimica		(109)		(70)		(198)		(237)
- Power		54		32		39		41
Corporate ed altre attività	(151)	(151)	(107)	(107)	(165)	(165)	(228)	(228)
Effetto eliminazione utili interni	274	274	72	72	(172)	(172)	(135)	(135)

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, Francesco Esposito, 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") 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, Rome, Piazzale Enrico Mattei, 1
Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i.v.
Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588
Tel.: +39 0659821 - Fax: +39 0659822141

Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati del primo trimestre 2024 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo eni.com.

Alternative performance indicators (Non-GAAP measures)

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 che il management valuta straordinari o non correlati alla gestione industriale (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni e le riprese di valore di asset, le plusvalenze da cessione di immobilizzazioni materiali ed immateriali e di partecipazioni, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura dei rischi commodity/cambio privi dei requisiti formali per l'hedge accounting o per la "own use exemption" e per analogia gli effetti valutativi relativi ad attività/passività nell'ambito di relazioni di "natural hedge" dei rischi summenzionati, nonché le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Corrispondentemente è considerata avere natura "special" anche la componente di risultato della valutazione a equity delle partecipazioni in joint venture e imprese collegate per la quota riferibile ai suddetti oneri e proventi (after tax). 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. Analogamente a quanto previsto per gli special item, è oggetto di esclusione il profit or loss on stock incluso nei risultati dalle imprese partecipate valutate all'equity.

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 measure.

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'accretion 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.

Utile operativo proforma adjusted

In relazione al crescente contributo delle JV/associates ed anche in connessione con il modello satellitare Eni, è stata definita la misura di risultato "utile operativo proforma adjusted" che integra la quota Eni dei loro margini operativi.

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. Inoltre, le differenze e derivati in cambi 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, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. Sono classificati tra gli special item gli effetti contabili dei derivati su commodity valutati a fair value in aggiunta a quelli privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, anche quelli non ammessi alla "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri. Analogamente sono classificati come special items gli effetti valutativi relativi ad attività/passività impiegate in una relazione di natural hedge di un rischio mercato, quali le differenze di cambio da allineamento maturate su debiti in valuta i cui flussi di rimborso sono assicurati da entrate in valuta altamente probabili. Sia la componente di fair value sospesa relativa ai derivati su commodity e altri strumenti sia le componenti maturate saranno imputate ai risultati di futuri reporting period al manifestarsi del sottostante.

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.

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.

Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo

Flusso di cassa netto da attività operativa prima della variazione del capitale di esercizio, escludendo l'utile/perdita di magazzino e certe componenti straordinarie, quali accantonamenti straordinari per perdite su crediti, nonché in considerazione dell'elevata volatilità dei mercati la variazione del fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, compresi quelli non ammessi alla "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri.

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, delle attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico, nonché dei crediti finanziari a breve termine non strumentali all'attività operativa. Assumono la qualificazione di strumentali all'attività operativa le attività finanziarie funzionali allo svolgimento delle operations.

Riconciliazione risultati Non-GAAP vs. risultati GAAP

(€ milioni)

I Trimestre 2024

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive e Plenitude	Refining, Chimica e Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	2.219	(110)	591	152	(140)	(42)	2.670
Esclusione (utile) perdita di magazzino			18	(262)		188	(56)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	(3)		7	23			27
svalutazioni (riprese di valore) nette	18			45	5		68
plusvalenze nette su cessione di asset	(1)						(1)
oneri per incentivazione all'esodo	4			2	13		19
derivati su commodity		385	(183)	8			210
differenze e derivati su cambi	(22)	38		15			31
altro	113	(20)	(6)	(11)	(17)		59
Special item dell'utile (perdita) operativo	109	403	(182)	82	1		413
Utile (perdita) operativo adjusted (a)	2.328	293	427	(28)	(139)	146	3.027
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	992	32	(7)	72			1.089
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	3.320	325	420	44	(139)	146	4.116
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(98)	(2)	(8)	(18)	(86)		(212)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(117)	4	(7)	(4)			(124)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(625)	(28)		(1)			(654)
Utile (perdita) netto delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	250	8	(14)	67			311
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	2.480	299	405	21	(225)	146	3.126
Imposte sul reddito (i)	(1.350)	(95)	(117)	12	65	(43)	(1.528)
<i>Tax rate (%)</i>							48,9
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	1.130	204	288	33	(160)	103	1.598
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							16
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.582
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							1.211
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(41)
Esclusione special item							412
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.582

(€ milioni)

I Trimestre 2023

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive e Plenitude	Refining, Chimica e Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	2.720	275	(198)	(380)	(158)	254	2.513
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(1)	338		20	357
Esclusione special item:							
oneri ambientali	17			17			34
svalutazioni (riprese di valore) nette	1		2	52	4		59
plusvalenze nette su cessione di asset	9						9
oneri per incentivazione all'esodo	6		1	3	8		18
derivati su commodity		722	474	51			1.247
differenze e derivati su cambi	2	(18)		16	1		1
altro	51	393	(8)	(27)	(6)		403
Special item dell'utile (perdita) operativo	86	1.097	469	112	7		1.771
Utile (perdita) operativo adjusted (a)	2.806	1.372	270	70	(151)	274	4.641
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	1.025	48		153			1.226
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	3.831	1.420	270	223	(151)	274	5.867
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(42)	2	(11)	3	(85)		(133)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(27)	1					(26)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(686)	(39)		(2)			(727)
Utile (perdita) netto delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	312	10		151			473
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	3.076	1.384	259	224	(236)	274	4.981
Imposte sul reddito (i)	(1.536)	(385)	(75)	(53)	70	(76)	(2.055)
Tax rate (%)							41,3
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	1.540	999	184	171	(166)	198	2.926
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							19
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.907
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							2.388
Esclusione (utile) perdita di magazzino							255
Esclusione special item							264
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							2.907

(€ milioni)

IV trimestre 2023

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive e Plenitude	Refining, Chimica e Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	1.463	1.293	(258)	(1.423)	(321)	102	856
Esclusione (utile) perdita di magazzino			75	365		(237)	203
Esclusione special item:							
oneri ambientali	(9)		28	206	19		244
svalutazioni (riprese di valore) nette	855	(1)	13	494	16		1.377
plusvalenze nette su cessione di asset	(1)			(2)	(4)		(7)
accantonamenti a fondo rischi			8	(5)	3		6
oneri per incentivazione all'esodo	28	3	17	27	43		118
derivati su commodity		(277)	264	36			23
differenze e derivati su cambi	45	(105)	3	4	2		(51)
altro	50	(236)	37	135	14		
Special item dell'utile (perdita) operativo	968	(616)	370	895	93		1.710
Utile (perdita) operativo adjusted (a)	2.431	677	187	(163)	(228)	(135)	2.769
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	889	40	(19)	76			986
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	3.320	717	168	(87)	(228)	(135)	3.755
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	84	7	(13)	10	(86)		2
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(46)	7					(39)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(487)	(39)		(3)			(529)
Utile (perdita) netto delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	356	8	(19)	73			418
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	2.871	692	155	(80)	(314)	(135)	3.189
Imposte sul reddito (i)	(1.448)	(201)	(53)	64	97	34	(1.507)
Tax rate (%)							47,3
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	1.423	491	102	(16)	(217)	(101)	1.682
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							20
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.662
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							173
Esclusione (utile) perdita di magazzino							143
Esclusione special item							1.346
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.662

Analisi degli special item

IV Trim. 2023		(€ milioni)	I Trim. 2024 2023	
244	Oneri ambientali		27	34
1.377	Svalutazioni (riprese di valore) nette		68	59
(7)	Plusvalenze nette su cessione di asset		(1)	9
6	Accantonamenti a fondo rischi			
118	Oneri per incentivazione all'esodo		19	18
23	Derivati su commodity		210	1.247
(51)	Differenze e derivati su cambi		31	1
	Altro		59	403
1.710	Special item dell'utile (perdita) operativo		413	1.771
56	Oneri (proventi) finanziari		(30)	1
	di cui:			
51	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo		(31)	(1)
68	Oneri (proventi) su partecipazioni		74	(729)
	di cui:			
(10)	- plusvalenza SeaCorridor			(824)
(499)	Imposte sul reddito		(55)	(779)
1.335	Totale special item dell'utile (perdita) netto		402	264
	di competenza:			
1.346	- azionisti Eni		412	264
(11)	- interessenze di terzi		(10)	

Riconduzione utile operativo proforma adjusted di Gruppo

IV Trim. 2023		(€ milioni)	I Trim. 2024 2023 var %		
2.431	Utile operativo adjusted E&P		2.328	2.806	(17)
889	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti		992	1.025	(3)
3.320	Utile operativo proforma adjusted E&P		3.320	3.831	(13)
677	Utile operativo adjusted GGP		293	1.372	(79)
40	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti		32	48	(33)
717	Utile operativo proforma adjusted GGP		325	1.420	(77)
187	Utile operativo adjusted Enilive e Plenitude		427	270	58
(19)	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti		(7)		
168	Utile operativo proforma adjusted Enilive e Plenitude		420	270	56
(163)	Utile operativo adjusted Refining, Chimica e Power		(28)	70	..
76	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti		72	153	(53)
(87)	Utile operativo proforma adjusted Refining, Chimica e Power		44	223	(80)
(228)	Utile operativo adjusted altri settori		(139)	(151)	8
(135)	Effetto eliminazione utili interni		146	274	
3.755	Utile operativo proforma adjusted di Gruppo^(a)		4.116	5.867	(30)

(a) Le principali partecipazioni rilevanti sono Vår Energi, Azule Energy, Mozambique Rovuma Venture, SeaCorridor, Adhoc R> e St. Bernard Renewables LLC.

Riconciliazione GAAP vs Non-GAAP del conto economico

2024		I Trim.			
	Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(€ milioni)					
Utile operativo	2.670	(56)	382	31	3.027
Proventi/oneri finanziari	(216)		1	(31)	(246)
Proventi/oneri da partecipazioni	271		74		345
Imposte sul reddito	(1.488)	15	(55)		(1.528)
Utile netto	1.237	(41)	402		1.598
- Interessenze di terzi	26		(10)		16
Utile netto di competenza azionisti Eni	1.211		412		1.582

2023		I Trim.			
	Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(€ milioni)					
Utile operativo	2.513	357	1.770	1	4.641
Proventi/oneri finanziari	(124)		2	(1)	(123)
Proventi/oneri da partecipazioni	1.192		(729)		463
Imposte sul reddito	(1.174)	(102)	(779)		(2.055)
Utile netto	2.407	255	264		2.926
- Interessenze di terzi	19				19
Utile netto di competenza azionisti Eni	2.388		264		2.907

2023		IV Trim.			
	Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(€ milioni)					
Utile operativo	856	203	1.761	(51)	2.769
Proventi/oneri finanziari	(110)		5	51	(54)
Proventi/oneri da partecipazioni	406		68		474
Imposte sul reddito	(948)	(60)	(499)		(1.507)
Utile netto	204	143	1.335		1.682
- Interessenze di terzi	31		(11)		20
Utile netto di competenza azionisti Eni	173				1.662

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

IV Trim.		I Trim.		
2023	(€ milioni)	2024	2023	var %
6.334	Exploration & Production	5.608	6.001	(7)
5.450	Global Gas & LNG Portfolio	4.400	7.944	(45)
8.306	Enilive e Plenitude	8.522	9.094	(6)
13.878	Refining, Chimica e Power	12.598	12.339	2
578	Corporate e altre attività	478	441	8
(9.924)	Elisioni di consolidamento	(8.670)	(8.634)	
24.622		22.936	27.185	(16)

Costi operativi

IV Trim.		I Trim.		
2023	(€ milioni)	2024	2023	var %
19.785	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	17.361	21.976	(21)
139	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	51	108	(53)
933	Costo lavoro	839	794	6
218	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	19	18	6
20.857		18.251	22.878	(20)

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

IV Trim.		I Trim.		
2023	(€ milioni)	2024	2023	var %
1.609	Exploration & Production	1.616	1.552	4
62	Global Gas & LNG Portfolio	60	50	20
180	Enilive e Plenitude	164	155	6
99	Refining, Chimica e Power	90	70	29
44	Corporate e altre attività	36	33	9
(9)	Effetto eliminazione utili interni	(8)	(8)	
1.985	Ammortamenti	1.958	1.852	6
1.377	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	68	59	15
3.362	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	2.026	1.911	6
315	Radiazioni	33	32	3
3.677		2.059	1.943	6

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)							
I Trimestre 2024	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive e Plenitude	Refining, Chimica e Power	Corporate e altre attività		Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	194	8	(15)	68	6		261
Dividendi	9						9
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni					18		18
Altri proventi (oneri) netti		(12)	(15)	68	(5)		(17)
	203	(4)	(15)	68	19		271

Leverage e indebitamento finanziario netto

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

(€ milioni)	31 Dic. 2023	Riclassifica crediti finanziari	1 gen. 2024	31 Mar. 2024	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	28.729		28.729	31.003	2.274
- Debiti finanziari a breve termine	7.013		7.013	8.330	1.317
- Debiti finanziari a lungo termine	21.716		21.716	22.673	957
Disponibilità liquide ed equivalenti	(10.193)		(10.193)	(8.783)	1.410
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(6.782)		(6.782)	(7.404)	(622)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(855)	(1.339)	(2.194)	(1.934)	260
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	10.899	(1.339)	9.560	12.882	3.322
Passività per beni in leasing	5.336		5.336	5.414	78
- di cui working interest Eni	4.856		4.856	4.934	78
- di cui working interest follower	480		480	480	
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	16.235	(1.339)	14.896	18.296	3.400
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	53.644		53.644	55.109	1.465
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,20			0,23	
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,30			0,33	

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31 Mar. 2024	31 Dic. 2023
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	8.783	10.193
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	7.404	6.782
Altre attività finanziarie	596	896
Crediti commerciali e altri crediti	17.223	16.551
Rimanenze	6.283	6.186
Attività per imposte sul reddito	380	460
Altre attività	4.810	5.637
	45.479	46.705
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	59.996	56.299
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.891	4.834
Attività immateriali	6.407	6.379
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.596	1.576
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	13.506	12.630
Altre partecipazioni	1.271	1.256
Altre attività finanziarie	2.432	2.301
Attività per imposte anticipate	4.676	4.482
Attività per imposte sul reddito	158	142
Altre attività	3.953	3.393
	98.886	93.292
Attività destinate alla vendita	2.167	2.609
TOTALE ATTIVITÀ	146.532	142.606
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	5.454	4.092
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.876	2.921
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	1.177	1.128
Debiti commerciali e altri debiti	19.482	20.654
Passività per imposte sul reddito	1.700	1.685
Altre passività	5.852	5.579
	36.541	36.059
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	22.673	21.716
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.237	4.208
Fondi per rischi e oneri	16.508	15.533
Fondi per benefici ai dipendenti	782	748
Passività per imposte differite	4.931	4.702
Passività per imposte sul reddito	40	38
Altre passività	4.106	4.096
	53.277	51.041
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	1.605	1.862
TOTALE PASSIVITÀ	91.423	88.962
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	36.786	32.988
Riserve per differenze cambio da conversione	6.344	5.238
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	7.219	8.515
Azioni proprie	(1.321)	(2.333)
Utile (perdita) netto	1.211	4.771
Totale patrimonio netto di Eni	54.244	53.184
Interessenze di terzi	865	460
TOTALE PATRIMONIO NETTO	55.109	53.644
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	146.532	142.606

CONTO ECONOMICO

IV Trim.		I Trim.	
2023	(€ milioni)	2024	2023
24.622	Ricavi della gestione caratteristica	22.936	27.185
354	Altri ricavi e proventi	233	193
24.976	Totale ricavi	23.169	27.378
(19.785)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(17.361)	(21.976)
(139)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(51)	(108)
(933)	Costo lavoro	(839)	(794)
414	Altri proventi (oneri) operativi	(189)	(44)
(1.985)	Ammortamenti	(1.958)	(1.852)
(1.377)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing	(68)	(59)
(315)	Radiazioni	(33)	(32)
856	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	2.670	2.513
2.347	Proventi finanziari	1.439	2.007
(2.435)	Oneri finanziari	(1.825)	(2.181)
31	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	127	66
(53)	Strumenti finanziari derivati	43	(16)
(110)	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(216)	(124)
288	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	261	358
118	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	10	834
406	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	271	1.192
1.152	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	2.725	3.581
(948)	Imposte sul reddito	(1.488)	(1.174)
204	Utile (perdita) netto	1.237	2.407
	di competenza:		
173	- azionisti Eni	1.211	2.388
31	- interessenze di terzi	26	19
	Utile (perdita) per azione (€ per azione)		
0,05	- semplice	0,37	0,71
0,05	- diluito	0,37	0,70
	Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)		
3.242,8	- semplice	3.201,3	3.345,4
3.306,1	- diluito	3.264,6	3.351,7

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

	I Trim.	
	2024	2023
(€ milioni)		
Utile (perdita) netto del periodo	1.237	2.407
Componenti non riclassificabili a conto economico	(5)	
<i>Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI</i>	<i>(5)</i>	
Componenti riclassificabili a conto economico	1.201	(565)
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	<i>1.105</i>	<i>(1.011)</i>
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	<i>106</i>	<i>571</i>
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	<i>19</i>	<i>41</i>
<i>Effetto fiscale</i>	<i>(29)</i>	<i>(166)</i>
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	1.196	(565)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	2.433	1.842
di competenza:		
- azionisti Eni	2.405	1.823
- interessenze di terzi	28	19

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2023	55.230
Totale utile (perdita) complessivo	1.842
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.472)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(39)
Imposte su cedole Bond ibrido	11
Altre variazioni	(19)
Totale variazioni	323
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 marzo 2023	55.553
di competenza:	
- azionisti Eni	55.082
- interessenze di terzi	471
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2024	53.644
Totale utile (perdita) complessivo	2.433
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(767)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(15)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(39)
Acquisto di azioni proprie	(363)
Operazione Plenitude - cessione EIP	588
Imposte su cedole bond ibrido	11
Altre variazioni	(383)
Totale variazioni	1.465
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 marzo 2024	55.109
di competenza:	
- azionisti Eni	54.244
- interessenze di terzi	865

RENDICONTO FINANZIARIO

IV Trim. 2023	(€ milioni)	I Trim.	
		2024	2023
204 Utile (perdita) netto		1.237	2.407
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>		
1.985	Ammortamenti	1.958	1.852
1.377	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	68	59
315	Radiazioni	33	32
(288)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(261)	(358)
(12)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(19)	(408)
(94)	Dividendi	(9)	(9)
(146)	Interessi attivi	(119)	(104)
265	Interessi passivi	349	241
948	Imposte sul reddito	1.488	1.174
(173)	Altre variazioni	77	(439)
657	Flusso di cassa del capitale di esercizio	(1.865)	(293)
754	- rimanenze	16	1.597
(2.106)	- crediti commerciali	233	3.612
2.857	- debiti commerciali	(1.739)	(6.301)
253	- fondi per rischi e oneri	(117)	(148)
(1.101)	- altre attività e passività	(258)	947
47	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	33	25
573	Dividendi incassati	558	560
205	Interessi incassati	100	64
(172)	Interessi pagati	(388)	(281)
(1.516)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.336)	(1.540)
4.175 Flusso di cassa netto da attività operativa		1.904	2.982
(3.688)	Flusso di cassa degli investimenti	(3.636)	(3.015)
(2.382)	- attività materiali	(1.820)	(2.064)
	- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing		
(284)	- attività immateriali	(111)	(55)
(649)	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(1.469)	(524)
(73)	- partecipazioni	(292)	(121)
(186)	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(29)	(71)
(114)	- variazione debiti relativi all'attività di investimento	85	(180)
(13)	Flusso di cassa dei disinvestimenti	253	484
55	- attività materiali	210	30
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		380
1	- partecipazioni	18	35
1	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	22	6
(70)	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	3	33
1.173	Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(131)	752
(2.528) Flusso di cassa netto da attività di investimento		(3.514)	(1.779)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

IV Trim.		I Trim.	
2023	(€ milioni)	2024	2023
	Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	1.230	2.002
(278)	Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(1.335)	(152)
(293)	Rimborso di passività per beni in leasing	(309)	(247)
1.241	Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	1.221	(1.989)
(747)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(767)	(765)
(7)	Dividendi pagati ad altri azionisti	(15)	
	Apporti netti di capitale da azionisti terzi	588	(16)
(3)	Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate		
(790)	Acquisto di azioni proprie	(398)	
	Altri apporti	14	
(51)	Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue	(39)	(39)
(928)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	190	(1.206)
(87)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	16	(32)
632	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	(1.404)	(35)
9.573	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	10.205	10.181
10.205	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	8.801	10.146

Investimenti tecnici

IV Trim.		I Trim.		
2023	(€ milioni)	2024	2023	var %
1.809	Exploration & Production	1.565	1.784	(12)
215	di cui: - ricerca esplorativa	178	211	(16)
1.569	- sviluppo di idrocarburi	1.381	1.562	(12)
6	Global Gas & LNG Portfolio	1		..
472	Enilive e Plenitude	205	176	16
218	- Enilive	33	46	(28)
254	- Plenitude	172	130	32
242	Refining, Chimica e Power	111	111	
134	- Refining	57	66	(14)
77	- Chimica	40	26	54
31	- Power	14	19	(26)
145	Corporate e altre attività	56	49	14
(8)	Elisioni di consolidamento	(7)	(1)	
2.666	Investimenti tecnici ^(a)	1.931	2.119	(9)

(a) I costi capitalizzati per l'acquisto di impianti e macchinari i cui fornitori hanno concesso dilazioni di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario sono rilevati nelle altre variazioni del rendiconto finanziario riclassificato e non sono riportati nella tabella (€272 milioni e €85 milioni nel primo trimestre 2024 e 2023).

Nel primo trimestre 2024 gli investimenti di €1.931 mln (€2.119 mln nel primo trimestre 2023) evidenziano un decremento del 9% rispetto al periodo di confronto, in particolare:

- nel settore Exploration & Production, gli investimenti sono principalmente legati allo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€1.381 mln) in particolare in Congo, Costa d'Avorio, Egitto, Italia, Messico, Algeria, Iraq e Stati Uniti;
- nel settore Enilive e Plenitude, gli investimenti Plenitude (€172 mln) sono relativi principalmente allo sviluppo del business delle rinnovabili, acquisizione di nuovi clienti nonché attività di sviluppo di infrastrutture di rete per veicoli elettrici, mentre gli investimenti Enilive (€33 mln) sono relativi all'attività di bioraffinazione, di biometano, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente, interventi per obblighi di legge e stay-in-business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa;
- nel settore Refining, Chimica e Power sono principalmente legati l'attività di raffinazione tradizionale in Italia (€57 mln) relativi ad attività di mantenimento e stay-in-business e nel business della chimica (€40 mln) su economia circolare e asset integrity;
- gli investimenti nel settore Corporate sono principalmente relativi alle attività di CCUS e i progetti di agribusiness (€35 mln).

Exploration & Production

IV Trim. 2023		I Trim.	
		2024	2023
66	Italia (mgl di boe/giorno)	66	75
182	Resto d'Europa	269	180
352	Africa Settentrionale	310	295
303	Egitto	293	332
307	Africa Sub-Sahariana	304	292
178	Kazakhstan	165	166
185	Resto dell'Asia	205	174
129	America	126	141
6	Australia e Oceania	3	6
1.708	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}	1.741	1.661
337	- di cui società in Joint Venture e collegate	394	325
145	Produzione venduta ^(a) (mln di boe)	142	131

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2023		I Trim.	
		2024	2023
28	Italia (mgl di barili/giorno)	28	31
113	Resto d'Europa	143	102
134	Africa Settentrionale	120	131
63	Egitto	63	69
174	Africa Sub-Sahariana	179	172
122	Kazakhstan	114	118
83	Resto dell'Asia	89	84
64	America	61	73
	Australia e Oceania		
781	Produzione di petrolio e condensati	797	780
187	- di cui società in Joint Venture e collegate	215	176

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2023		I Trim.	
		2024	2023
6	Italia (mln di metri cubi/giorno)	6	6
10	Resto d'Europa	19	12
32	Africa Settentrionale	28	24
35	Egitto	34	39
20	Africa Sub-Sahariana	18	18
8	Kazakhstan	7	7
15	Resto dell'Asia	17	13
10	America	10	10
1	Australia e Oceania	1	1
137	Produzione di gas naturale	140	130
22	- di cui società in Joint Venture e collegate	26	22

(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 (125 e 127 mila boe/giorno nel I Trimestre 2024 e 2023, rispettivamente e 131 mila boe/giorno nel quarto trimestre 2023).