



Eni: risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2024

- La resilienza dei risultati finanziari, nonostante un più debole contesto operativo, riflette la solidità del modello di business della Società
- Sono stati compiuti significativi progressi nella realizzazione della strategia di crescita in tutti i business
- L'approccio satellitare è in continuo sviluppo, come dimostra l'investimento da €2,9 mld di KKR in Enilive e la creazione di un nuovo satellite E&P grazie alla combinazione con Ithaca Energy nel Regno Unito
- La manovra di portafoglio progredisce più rapidamente e con migliore valorizzazione delle attività rispetto ai piani
- Eni assicura ritorni competitivi agli azionisti con l'incremento del piano di riacquisto delle azioni a €2 mld

San Donato Milanese, 25 ottobre 2024 - Il Consiglio di Amministrazione di Eni, riunitosi ieri sotto la presidenza di Giuseppe Zafarana, ha approvato i risultati consolidati del terzo trimestre e dei nove mesi 2024. Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"Nel Q3 abbiamo ancora una volta dimostrato la solidità del nostro modello di business grazie a un portafoglio di attività caratterizzate da crescenti vantaggi competitivi, alla rigorosa disciplina adottata nei costi e negli investimenti, e ai continui progressi nell'esecuzione della nostra strategia di crescita e di creazione di valore, conseguendo risultati migliori delle aspettative. Le performance di cassa e di redditività sono state eccellenti in un contesto operativo meno favorevole. Il rapporto di leva è rimasto stabile al 22%, mentre abbiamo accelerato il ritmo di esecuzione dei riacquisti di azioni.

I progressi strategici attraverso il nostro portafoglio sono evidenti. Abbiamo aumentato la produzione upstream e nel contempo stiamo investendo nella successiva fase di crescita, per esempio conseguendo l'approvazione del piano di sviluppo dei nostri grandi progetti in Indonesia. La nostra strategia satellitare è in continuo sviluppo e, in tale ambito, siamo lieti di confermare l'investimento da €2,9 mld da parte del fondo KKR in Enilive, che fa seguito alla transazione analoga che ha riguardato Plenitude nella prima parte dell'anno e dimostra la nostra capacità di attrarre investimenti, confermando il valore che stiamo esprimendo. Nel Regno Unito, abbiamo creato una nuova società satellite in ambito E&P grazie alla combinazione con Ithaca Energy, un ulteriore passo a sostegno della crescita.

Continua inoltre il nostro impegno nella transizione energetica. Nel trimestre abbiamo portato avanti i due progetti chiave di cattura/stoccaggio della CO₂ di Ravenna in Italia e HyNet nel Regno Unito, mentre Plenitude continua a sviluppare la propria capacità di generazione rinnovabile e siamo al lavoro per costruire tre nuove bioraffinerie in Italia, Corea del Sud e Malesia.

Oltre ai traguardi finanziari e progettuali, siamo focalizzati sul miglioramento qualitativo del nostro portafoglio, sull'esplicitazione del valore inespresso dei business e sul mantenimento di una robusta posizione finanziaria. Nell'upstream continuiamo il programma di disinvestimenti e siamo negli stadi finali di valutazione di diverse opzioni di monetizzazione dei nostri recenti successi esplorativi in applicazione del nostro "dual exploration model". Siamo impegnati nell'offrire ai nostri azionisti remunerazioni competitive e, sulla base dei risultati conseguiti, dei progressi strategici realizzati e considerando la previsione di significativa riduzione del rapporto di leva, annunciamo un ulteriore incremento del piano 2024 di riacquisto a €2 mld".

Principali dati operativi e risultati economico-finanziari

II Trim. 2024			III Trim.			Nove mesi		
			2024	2023	var %	2024	2023	var %
1.712	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.661	1.635	2	1.704	1.637	4
3,1	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	gigawatt	3,1	2,5	24	3,1	2,5	24
4.107	Utile operativo proforma adjusted ^(a)	€ milioni	3.400	3.953	(14)	11.623	14.054	(17)
3.185	società consolidate		2.442	3.014	(19)	8.654	11.036	(22)
922	società partecipate rilevanti ^(b)		958	939	2	2.969	3.018	(2)
	Utile operativo proforma adjusted (per settore) ^(a)							
3.532	E&P		3.213	3.397	(5)	10.065	10.028	
334	Global Gas & LNG Portfolio (GGP)		253	153	65	912	2.716	(66)
269	Enilive e Plenitude		317	466	(32)	1.006	1.071	(6)
(102)	Refining, Chimica e Power		(129)	274	..	(187)	488	..
74	Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento		(254)	(337)		(173)	(249)	
3.418	Utile netto ante imposte adjusted ^(a)		2.656	3.265	(19)	9.200	11.919	(23)
1.519	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(c)}		1.271	1.818	(30)	4.372	6.660	(34)
661	Utile (perdita) netto ^(c)		522	1.916	(73)	2.394	4.598	(48)
3.907	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo ^(a)		2.898	3.369	(14)	10.701	12.892	(17)
4.571	Flusso di cassa netto da attività operativa		2.997	3.519	(15)	9.472	10.944	(13)
2.126	Investimenti organici ^(d)		1.995	1.916	4	6.111	6.727	(9)
12.113	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		11.627	8.679		11.627	8.679	
55.219	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		53.478	57.284		53.478	57.284	
0,22	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,22	0,15		0,22	0,15	

(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 26.

(c) Di competenza azionisti Eni.

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

Highlight strategici e finanziari

Continui progressi nella strategia di crescita e nel miglioramento del portafoglio. Conseguite importanti milestone di progetto che alimenteranno la crescita futura

- In Italia è stato avviato nell'offshore siciliano il progetto a gas Argo-Cassiopea, il più grande degli ultimi anni, che si prevede raggiungerà un picco di produzione di 1,5 mld di metri cubi con emissioni nette scope 1&2 pari a zero.
- Approvato dalle autorità indonesiane il piano di sviluppo del Northern Hub che comprende la scoperta di Geng North, e dei giacimenti del Ganal PSC, che contribuiranno a incrementare significativamente il plateau produttivo di Jangkrik, nel Southern Hub.
- Con il varo di due nuove navi galleggianti il progetto Baleine Fase 2 al largo della Costa d'Avorio entrerà in produzione nel rispetto dei tempi pianificati entro la fine del 2024, grazie all'approccio fast-track di Eni, andando a complementare il successo della Fase 1.
- Perfezionata la vendita delle attività nell'onshore della Nigeria.
- Finalizzata la combinazione delle attività oil&gas di Eni nel Regno Unito con Ithaca Energy creando un nuovo satellite geograficamente focalizzato, in linea con i precedenti successi di Vår Energi in Norvegia e Azule in Angola.
- Ottenuta la decisione finale di investimento per la costruzione in Malesia di una bioraffineria dalla capacità di lavorazione di 650 mila tonnellate/anno in joint venture con Petronas ed Euglena. Atteso a breve l'avvio dei lavori di riconversione dell'impianto di Livorno in bioraffineria.
- Eni ha finalizzato il piano di trasformazione, decarbonizzazione e rilancio del business della chimica annunciato a marzo. Sono previsti investimenti nello sviluppo di nuove piattaforme di prodotto in attività downstream a elevato valore quali le rinnovabili, l'economia circolare e i prodotti specializzati, riducendo l'esposizione alla chimica di base, con recupero di profittabilità e ricadute positive sui livelli occupazionali.
- Prima iniezione di CO₂ in giacimento presso il nostro progetto distintivo di Ravenna CCS nell'offshore adriatico. Assegnati dal Governo britannico fondi pubblici per il progetto di trasporto e stoccaggio di CO₂ (T&S) di Liverpool Bay, un fondamentale traguardo per lo sviluppo del progetto HyNet CCS.
- Definita una nuova struttura organizzativa costituita da tre raggruppamenti di business per lo sviluppo ed emersione del valore delle società satellite facendo leva sull'eccellenza operativa e la qualità degli asset^{1:i}): i) "Chief Transition & Financial Officer" con l'obiettivo di valorizzare i business legati alla transizione; ii) "Global Natural Resources" con il compito di massimizzare i margini lungo l'intera catena del valore oil&gas e di anticipare la monetizzazione degli asset tradizionali; iii) "Industrial Transformation" con il compito di accelerare la ristrutturazione dei business downstream e della chimica.

La disciplinata allocazione del capitale sostiene la riduzione del rapporto di leva. Impegno ad assicurare ritorni competitivi agli azionisti con l'aumento del piano 2024 di riacquisto di azioni

- Confermato l'ingresso di KKR nel capitale di Enilive con un investimento di €2,9 mld.
- I recenti successi esplorativi hanno creato significative opportunità di monetizzazione anticipata e realizzazione di valore.
- I progressi della manovra di portafoglio, migliori delle aspettative iniziali, hanno consentito a Eni di accelerare il buyback nel terzo trimestre e di incrementare il piano di buyback 2024 a €2 mld rispetto a €1,6 mld annunciati nel secondo trimestre grazie alla prospettiva di un rapporto di leva di bilancio significativamente inferiore.

Ottenuti solidi risultati grazie all'efficace esecuzione della strategia e alla disciplina finanziaria, nonostante l'indebolimento del prezzo del petrolio, il rafforzamento dell'euro e la flessione dei margini di raffinazione e dei prodotti chimici

- Nel terzo trimestre 2024 conseguito l'utile operativo proforma adjusted di €3,4 mld e l'utile netto adjusted di €1,3 mld. Il flusso di cassa adjusted di €2,9 mld è stato sostenuto dai continui progressi nell'attuazione della strategia della Società, dal contributo dei nuovi progetti, dalla crescita dei business legati alla transizione e dalle azioni di efficienza e di disciplina finanziaria.
- Nel terzo trimestre 2024, il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo proforma adjusted di €3,2 mld sostenuto dalla crescita di nuovi progetti a più elevata redditività, dall'efficace esecuzione e dal controllo dei costi, nonostante l'indebolimento del Brent e l'apprezzamento dell'euro abbiano influenzato sia il confronto con il trimestre dell'anno precedente sia quello sequenziale (-5% e -9%, rispettivamente). Solido livello produttivo (+2% vs. 2023), nonostante il calo sequenziale (-3%) che ha risentito delle manutenzioni nel Mare del Nord, degli uragani nel Golfo del Messico, dei disinvestimenti e della minore attività in Libia.

¹ A seguito dell'approvazione della nuova struttura organizzativa di Eni da parte del CdA il Gruppo prevede di rivedere la propria segment information per il reporting finanziario a partire dal quarto trimestre 2024. Le variazioni previste sono immateriali.

- Nel terzo trimestre 2024 il settore GGP ha conseguito l'utile operativo proforma adjusted di €0,25 mld, +65% rispetto al trimestre 2023, per effetto dell'ottimizzazione del portafoglio gas e GNL.
- Enilive ha conseguito l'utile operativo proforma adjusted di €0,18 mld sostenuto dalla performance del marketing, parzialmente compensata dalla riduzione dei margini dei biocarburanti. Nel terzo trimestre Plenitude ha ottenuto l'utile operativo proforma adjusted di €0,13 mld, in lieve riduzione rispetto al trimestre 2023, per effetto della più accentuata stagionalità del business e della riduzione delle vendite di gas che riflettono il trend della domanda.
- L'utile operativo proforma adjusted di Refining ammonta a €0,03 mld, in riduzione sia nel confronto con il trimestre precedente sia su base sequenziale, a causa del significativo deterioramento dello scenario (il margine SERM in calo di oltre l'80% nel trimestre). La chimica ha registrato ulteriori perdite (€0,2 mld) per effetto dell'ininterrotta contrazione dell'industria a causa della debole domanda, della pressione competitiva e dei costi energetici più elevati in Europa rispetto ad altre geografie.
- Nei nove mesi 2024 il flusso di cassa operativo adjusted prima del capitale circolante è stato pari a €10,7 mld, ampiamente superiore al fabbisogno per gli investimenti organici di €6,1 mld. Il free cash flow organico di €4,6 mld ha finanziato la remunerazione degli Azionisti di €3,4 mld e unitamente agli incassi da dismissione di €1,7 mld ha consentito di contenere l'indebitamento finanziario netto a €12 mld, considerando l'acquisizione di Neptune. Il rapporto di leva di 0,22 è in linea con il secondo trimestre, posizionandosi nell'intervallo obiettivo di 0,15-0,25 del piano 2024-27.

Outlook 2024

E&P conferma l'obiettivo di produzione; revisione al rialzo del risultato GGP. Le società satelliti della transizione sono attese conseguire solidi risultati nonostante un debole mercato, mentre i risultati finanziari della gestione industriale evidenziano un miglioramento rispetto alla precedente previsione a scenario costante

- E&P: la produzione di idrocarburi annuale è prevista a circa 1,70 mln di boe/g alla nuova previsione di prezzo medio del Brent di 83 \$/bbl.
- GGP: l'EBIT proforma adjusted atteso di fine anno è rivisto al rialzo a circa €1,1 mld.
- Enilive e Plenitude:
 - confermato l'EBITDA proforma adjusted di circa €1 mld per ciascun segmento, nonostante un mercato sfavorevole.
 - La capacità rinnovabile installata è prevista attestarsi a 4 GW a fine anno (+30% rispetto all'anno precedente).

Riconfermate le aspettative sui risultati consolidati di Gruppo, al netto degli effetti di scenario, e la previsione di investimenti

- Risultati consolidati allo scenario Eni²: considerando un valore di Brent su base annua rivisto a 83 \$/bbl e le altre variabili (dollaro USA più debole, flessione del SERM, ecc.), il management prevede un EBIT proforma adjusted di Gruppo per l'anno in corso e il CFFO adjusted ante variazione del capitale circolante pari rispettivamente a €14 mld e a €13,5 mld.
- Investimenti organici: attesi ad un valore inferiore di €9 mld. Gli investimenti al netto delle dismissioni sono confermati ad un valore inferiore ai €6 mld su base proforma.

Remunerazione degli Azionisti: previsto un incremento di €0,4 mld del piano di buyback 2024, dividendo interinale confermato a +6% vs 2023

- Prossimo dividendo trimestrale: a seguito dell'approvazione dell'ultima Assemblea degli Azionisti di un dividendo di €1 per azione per l'esercizio 2024, che rappresenta un aumento del 6% rispetto al 2023, la seconda rata trimestrale del 2024 di €0,25 per azione sarà pagata il 20 novembre 2024 con data di stacco cedola il 18 novembre 2024, come deliberato ieri dal Consiglio di Amministrazione.
- Considerando che il piano di dismissione sta procedendo meglio delle nostre aspettative iniziali, Eni conferma l'aumento del piano di buyback 2024, che ora è atteso pari a €2 mld, +25% rispetto alla guidance precedente di €1,6 mld e +80% rispetto al piano annuale originale. Questo incrementerà il ritorno totale di cassa agli azionisti a circa il 38% del CFFO³.

L'accelerazione del piano di dismissioni consentirà una più rapida riduzione del leverage

- Leverage dell'esercizio su base proforma, tenendo conto delle operazioni di portafoglio non ancora completate, atteso verso la parte inferiore di un intervallo 15%-20%.
- Il piano di dismissioni di Gruppo sta procedendo rapidamente e con eccellente visibilità sulla tempistica di realizzazione della maggior parte degli €8 mld di incassi netti previsti nel piano quadriennale.

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 83\$/barile (precedentemente 86 \$/barile); margine SERM 4,7 \$/barile da 6,8 \$/barile; prezzo spot del gas PSV 35 €/MWh (da 33 €/MWh); tasso di cambio medio EUR/USD 1,085 (da 1,075).

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

Segmenti di business: risultati operativi e finanziari

Exploration & Production

Produzione e prezzi

II Trim.			III Trim.			Nove mesi		
2024			2024	2023	var %	2024	2023	var %
84,94	Brent dated	\$/barile	80,18	86,76	(8)	82,79	82,14	1
1,077	Cambio medio EUR/USD		1,098	1,088	1	1,087	1,083	
1.712	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.661	1.635	2	1.704	1.637	4
777	Petrolio	mgl di barili/g	775	758	2	783	765	2
138	Gas naturale	mln di metri cubi/g	131	130	1	137	129	6
57,03	Prezzi medi di realizzo ^(a)	\$/boe	55,95	57,20	(2)	55,74	55,79	
77,25	Petrolio	\$/barile	73,88	79,13	(7)	75,27	73,91	2
257	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	259	240	8	255	258	(1)

(a) I prezzi si riferiscono alle società consolidate.

- Nel terzo trimestre 2024 la produzione di idrocarburi è stata in media di 1,66 mln di boe/giorno in aumento del 2% rispetto al terzo trimestre 2023 (1,7 mln di boe/giorno nei nove mesi, +4% rispetto ai nove mesi 2023) sostenuta dall'acquisizione di Neptune (circa 120 mila boe/giorno), dalla progressiva regimazione dei progetti Baleine in Costa d'Avorio e Coral in Mozambico, nonché dal maggior contributo da Indonesia e Libia. Questi aumenti sono stati mitigati dalla minore produzione dovuta al declino dei campi maturi e dai disinvestimenti.
- La produzione di petrolio è stata di 775 mila barili/giorno nel terzo trimestre 2024, in aumento del 2% rispetto al terzo trimestre 2023 (783 mila barili/giorno nei nove mesi, +2% rispetto al periodo di confronto) principalmente per effetto dell'acquisizione di Neptune e della crescita in Costa d'Avorio, in parte compensate dal declino dei campi maturi e dai disinvestimenti.
- La produzione di gas naturale è stata di 131 mln di metri cubi/giorno nel terzo trimestre 2024, in aumento dell'1% rispetto al terzo trimestre 2023 (137 mln di metri cubi/giorno nei nove mesi, +6%) principalmente per effetto dell'acquisizione di Neptune, della crescita del progetto Coral Floating LNG e del maggior contributo di Libia e Indonesia, compensate dal declino dei campi maturi e dai disinvestimenti.
- I prezzi di realizzo dei liquidi registrano un andamento in linea con il benchmark. I prezzi di realizzo del gas naturale riflettono la composizione del portafoglio di produzione, con circa il 32% indicizzato ai prezzi del Brent, rispetto al 18% indicizzato ai prezzi degli hub europei. La restante quota di volumi di gas prodotti dalla E&P è venduta a prezzi fissi.

Risultati

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2024	(€ milioni)	2024	2023	var %	2024	2023	var %
3.532	Utile operativo proforma adjusted	3.213	3.397	(5)	10.065	10.028	
893	di cui: società partecipate rilevanti	933	777	20	2.818	2.525	12
1.345	Utile (perdita) operativo delle società consolidate	2.215	2.542	(13)	5.779	7.086	(18)
1.294	Esclusione special items	65	78		1.468	417	
2.639	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	2.280	2.620	(13)	7.247	7.503	(3)
2.884	Utile (perdita) ante imposte adjusted	2.503	2.770	(10)	7.867	8.188	(4)
55,7	tax rate (%)	50,1	44,8		53,5	50,0	
1.278	Utile (perdita) netto adjusted	1.248	1.529	(18)	3.656	4.093	(11)
115	Costi di ricerca esplorativa:	113	128	(12)	299	356	(16)
40	costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	54	46		135	165	
75	radiazione di pozzi di insuccesso	59	82		164	191	
1.320	Investimenti tecnici	1.384	1.425	(3)	4.269	5.324	(20)

- Nel terzo trimestre 2024 il settore Exploration & Production ha registrato l'utile operativo proforma adjusted di €3.213 mln, in riduzione del 5% rispetto al terzo trimestre 2023, a causa dei minori prezzi di realizzo dei liquidi che riflettono la

riduzione del prezzo del petrolio in dollari (marker Brent -8% nel trimestre) parzialmente compensati dai maggiori prezzi di realizzo del gas naturale (+8% rispetto al corrispondente periodo del 2023) nonché dalla crescita produttiva e dalle azioni di efficienza. Nei nove mesi 2024, l'utile operativo proforma adjusted di €10.065 mln è in linea con i nove mesi 2023.

- Nel terzo trimestre 2024, il settore ha registrato un utile netto adjusted di €1.248 mln, in riduzione del 18% rispetto al terzo trimestre 2023 principalmente per il minore risultato della gestione industriale, parzialmente compensato dal maggior contributo dalle JV e collegate. L'utile netto adjusted di €3.656 mln nei nove mesi 2024 evidenzia una riduzione dell'11% rispetto ai nove mesi 2023.
- Nel terzo trimestre 2024, il tax rate si attesta a circa il 50%, in aumento di 5 punti percentuali rispetto al terzo trimestre 2023 (nei nove mesi in aumento di circa 4 punti percentuali). Il tax rate del 2024 del settore Exploration & Production riflette l'attuale mix geografico dei profitti con l'incidenza relativamente più elevata dei paesi a maggiore fiscalità e dell'impatto di maggiori costi non deducibili.

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

Sviluppi strategici

- Oltre 1 mld di boe l'incremento del portafoglio esplorativo nei primi nove mesi 2024 grazie al significativo incremento delle risorse esplorative in Indonesia, all'importante scoperta di Calao in Costa d'Avorio, all'attività di appraisal presso il pozzo esplorativo Cronos a Cipro e a una scoperta a olio e gas associato in Messico. Ad agosto è stata avviata la produzione del campo a gas di Argo Cassiopea, il più importante progetto di sviluppo di gas in Italia degli ultimi anni. Il gas è trasportato attraverso un gasdotto sottomarino di 60 km fino all'impianto di trattamento di Gela, per poi essere immesso nella rete nazionale. Il picco produttivo annuo è atteso a 1,5 mld di metri cubi.
- Ad agosto è stata finalizzata la vendita della Nigerian Agip Oil Company Ltd (NAOC Ltd), società interamente controllata da Eni e attiva in Nigeria nell'esplorazione e produzione di idrocarburi onshore, alla società nigeriana Oando. La transazione è in linea con la strategia di ottimizzazione e ribilanciamento del portafoglio upstream. La partecipazione del 5% in SPDC (Shell Production Development Joint Venture) non rientra nel perimetro della transazione e rimarrà nel portafoglio Eni. Le attività nel Paese proseguiranno concentrandosi sugli asset offshore e nel progetto Nigeria LNG, esplorando anche nuove opportunità nel settore degli agri-feedstock.
- Ad agosto, le autorità indonesiane hanno approvato il Piano di Sviluppo (PoD) dei campi di Geng North (North Ganai PSC) e Gehem (Rapak PSC). Lo sviluppo integrato dei due campi creerà un nuovo polo produttivo, denominato Northern Hub, nel bacino del Kutei. Le autorità indonesiane hanno approvato anche il PoD dei campi di Gendalo&Gandang (Ganai PSC). Inoltre, Eni ha ottenuto un'estensione di 20 anni delle licenze IDD denominate Ganai e Rapak dalle autorità del Paese.
- A settembre, Eni e Snam hanno annunciato l'avvio delle attività di iniezione della CO₂ nei giacimenti esauriti dell'offshore Adriatico, relative alla Fase 1 del progetto Ravenna CCS, il primo per la cattura, il trasporto e lo stoccaggio permanente della CO₂ in Italia.
- A ottobre, Eni ha completato l'aggregazione della quasi totalità dei 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 plc. A fronte di tale aggregazione Eni UK riceve azioni ordinarie di Ithaca di nuova emissione rappresentative di una partecipazione pari a circa il 38,7% del capitale sociale di Ithaca.
- A ottobre, il Governo britannico ha assegnato fondi pubblici relativi al progetto di trasporto e stoccaggio di CO₂ (T&S) di Liverpool Bay. Il finanziamento include investimenti per gli emettitori industriali in Track 1 e rappresenta una tappa fondamentale verso la fase esecutiva di HyNet, che sbloccherà ulteriori significativi investimenti nell'area.

Global Gas & LNG Portfolio

Vendite

II Trim. 2024			III Trim.			Nove mesi		
			2024	2023	var %	2024	2023	var %
33	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/MWh	38	34	13	34	43	(21)
32	TTF		35	33	7	31	41	(23)
2	Spread PSV vs. TTF		3	1	..	2	2	
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi						
4,95	Italia		5,09	4,99	2	17,73	17,82	(1)
3,91	Resto d'Europa		4,92	5,32	(8)	15,62	17,34	(10)
0,37	Importatori in Italia		0,16	0,45	(64)	0,95	1,69	(44)
3,54	Mercati europei		4,76	4,87	(2)	14,67	15,65	(6)
0,52	Resto del Mondo		0,78	0,60	30	2,27	1,74	30
9,38	Totale vendite gas ^(a)		10,79	10,91	(1)	35,62	36,90	(3)
2,20	vendite di GNL		2,2	2,0	10	7,1	7,2	(1)

(a) Include vendite intercompany.

- Nel terzo trimestre 2024, le vendite di gas naturale di 10,79 mld di metri cubi sono sostanzialmente invariate rispetto al trimestre 2023 (-1%): i minori volumi venduti agli importatori e nei mercati europei, sono stati compensati da maggiori vendite in Italia e nel Resto del Mondo. In Italia le vendite evidenziano l'incremento del 2% nel trimestre in particolare presso il settore grossista. Nei mercati europei i volumi di gas sono in diminuzione del 2% come risultato delle minori vendite in Francia, Regno Unito e Benelux, bilanciate dai maggiori volumi venduti in Germania. Nei nove mesi 2024, le vendite di gas naturale ammontano a 35,62 mld di metri cubi, in riduzione del 3% rispetto al 2023, a causa dei minori volumi venduti agli importatori e delle minori vendite nei mercati europei (-6% vs. 2023). In Italia, vendite sostanzialmente invariate rispetto al periodo di confronto (-1% vs. 2023).

Risultati

II Trim. 2024			III Trim.			Nove mesi		
	(€ milioni)		2024	2023	var %	2024	2023	var %
334	Utile operativo proforma adjusted		253	153	65	912	2.716	(66)
(9)	di cui: società partecipate rilevanti		8	42	(81)	31	146	(79)
(572)	Utile (perdita) operativo delle società consolidate		(112)	324	..	(794)	1.138	..
915	Esclusione special item		357	(213)		1.675	1.432	
343	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		245	111	..	881	2.570	(66)
360	Utile (perdita) ante imposte adjusted		253	117	..	912	2.605	(65)
48,6	tax rate (%)		42,3	35,9		41,3	27,8	
185	Utile (perdita) netto adjusted		146	75	95	535	1.882	(72)
4	Investimenti tecnici		10	4	150	15	10	50

- Nel terzo trimestre 2024 il settore Global Gas & LNG Portfolio ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €253 mln, includendo il margine operativo della società all'equity SeaCorridor. Rispetto all'analogo periodo di confronto 2023, il risultato aumenta del 65% per effetto di uno scenario maggiormente favorevole e dell'esito positivo di una rinegoziazione/arbitrato. Nei nove mesi 2024, l'utile operativo proforma adjusted di €912 mln è in riduzione del 66% rispetto ai nove mesi 2023 che beneficiavano di effetti one-off legati agli esiti delle negoziazioni/arbitrati e di uno scenario di trading particolarmente favorevole.
- L'utile operativo adjusted delle società controllate del terzo trimestre 2024 registra il beneficio della riclassificazione a imposte di oneri operativi connessi alla componente fiscale della tariffa di trasporto del gas dall'Algeria riscossa e versata dalla JV SeaCorridor per conto del trasportatore.

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

Sviluppi strategici

- Ad ottobre, firmato un contratto di noleggio della nave bunker GNL Avenir Aspiration con Avenir LNG Limited, che consentirà di rafforzare la presenza Eni nel mercato bunkering nel Mediterraneo, in linea con la strategia del Gruppo di commercializzare il crescente portafoglio di GNL e promuovere combustibili più sostenibili.
- Ad ottobre, firmato un Memorandum di Cooperazione con Japan Organization for Metals and Energy Security, con l'obiettivo di promuovere il ruolo del gas e del GNL nel percorso di transizione energetica, prevedendo per Eni opportunità di fornitura di GNL al Giappone e supporto da parte delle istituzioni finanziarie giapponesi al progetto Coral North in Mozambico.

Enilive e Plenitude

Produzioni e vendite

II Trim. 2024			III Trim. 2024			Nove mesi 2024		
			2024	2023	var %	2024	2023	var %
Enilive								
328	Lavorazioni bio	mgl ton	277	325	(15)	952	602	58
88	Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio ^(a)	%	74	87		85	72	
6,36	Totale vendite Enilive	mln ton	6,11	6,22	(2)	17,93	17,11	5
1,90	Vendite rete		2,07	2,01	3	5,75	5,65	2
1,34	di cui: Italia		1,43	1,42	1	4,03	4,00	1
3,79	Vendite extrarete ^(b)		3,44	3,44		10,40	9,44	10
2,87	di cui: Italia		2,64	2,67	(1)	7,98	7,40	8
0,67	Altre vendite		0,60	0,77	(22)	1,78	2,02	(12)
21,0	Quota mercato rete Italia	%	21,0	21,6		21,1	21,3	
Plenitude								
10,1	Clienti retail/business a fine periodo	mln pdf	10,0	10,1	(1)	10,0	10,1	(1)
0,73	Vendite retail e business gas a clienti finali	mld di metri cubi	0,49	0,53	(8)	3,78	4,32	(13)
4,14	Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	terawattora	4,88	4,57	7	13,66	13,38	2
3,1	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	gigawatt	3,1	2,5	24	3,1	2,5	24
1,2	Produzione di energia da fonti rinnovabili	terawattora	1,2	1,0	20	3,5	3,0	17
20,4	Punti di ricarica veicoli elettrici a fine periodo	migliaia	21,0	17,5	20	21,0	17,5	20

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

(b) Coerentemente con la struttura organizzativa di business che gestisce l'attività, a partire dal 2024 nei volumi di vendita extrarete sono rappresentate anche le vendite tramite bunkeraggi, le vendite a società petrolifere e alla chimica. I periodi di confronto sono stati opportunamente riesposti.

Enilive

- Nel terzo trimestre 2024 i **volumi di lavorazione bio** pari a 277 mila tonnellate sono in riduzione del 15% rispetto allo stesso periodo del 2023 e risentono dei minori volumi lavorati presso le bioraffinerie di Venezia e di Chalmette per effetto delle fermate per manutenzione programmata. Nei nove mesi 2024 le lavorazioni bio sono in aumento del 58% rispetto ai nove mesi 2023, grazie al contributo della raffineria di Chalmette.
- Le **vendite rete** ammontano a 2,07 mln di tonnellate nel terzo trimestre 2024, in aumento del 3% rispetto al periodo di confronto: le maggiori vendite di benzine e HVO nel Resto d'Europa sono state compensate dal calo delle vendite di gasolio. Le vendite in Italia sono sostanzialmente invariate. Nei nove mesi 2024, le vendite rete ammontano a 5,75 mln di tonnellate, +2% rispetto al periodo di confronto.
- Le **vendite extrarete** sono pari a 3,44 mln di tonnellate nel terzo trimestre 2024, in linea rispetto al 2023. Positiva performance anche nei nove mesi con 10,40 mln di tonnellate, in aumento del 10% rispetto al periodo di confronto, a seguito delle maggiori vendite di jet fuel principalmente in Italia.

Plenitude

- Al 30 settembre 2024, i **clienti retail/business** ammontano a 10 mln (gas ed energia elettrica), in lieve riduzione rispetto al 30 settembre 2023, a causa della contrazione registrata nei clienti gas, parzialmente compensata dall'aumento della base clienti di energia elettrica.
- Le **vendite retail e business di gas** pari a 0,49 mld di metri cubi nel terzo trimestre 2024, sono in calo dell'8% rispetto allo stesso periodo del 2023, principalmente a causa della riduzione della domanda di mercato. Nei nove mesi 2024 le vendite in calo del 13% ammontano a 3,78 mld di metri cubi, per effetto degli stessi driver commentati nel trend del trimestre.
- Le **vendite retail e business di energia elettrica ai clienti finali** pari a 4,88 TWh nel terzo trimestre 2024 sono in aumento

del 7% rispetto allo stesso periodo del 2023. Nei nove mesi 2024, le vendite di 13,66 TWh sono in lieve aumento rispetto al periodo di confronto.

- Al 30 settembre 2024, la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 3,1 GW, in aumento di circa 0,6 GW rispetto al 30 settembre 2023, principalmente grazie alle acquisizioni effettuate negli Stati Uniti e allo sviluppo organico dei progetti in Italia, Spagna e Regno Unito.
- La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 1,2 TWh nel terzo trimestre 2024, in aumento del 20% rispetto al terzo trimestre 2023 (3,5 TWh nei nove mesi 2024, in aumento del 17% rispetto ai nove mesi 2023), principalmente grazie al positivo contributo degli asset in operation acquisiti e allo start-up dei progetti organici, in parte compensato dai fenomeni naturali avversi in Texas.
- I **punti di ricarica dei veicoli elettrici** installati al 30 settembre 2024 sono pari a 21 mila unità, in aumento del 20% rispetto alle 17,5 mila unità al 30 settembre 2023, grazie allo sviluppo della rete.

Risultati

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2024	(€ milioni)	2024	2023	var %	2024	2023	var %
463	EBITDA proforma adjusted	506	643	(21)	1.565	1.574	(1)
200	Enilive	262	359	(27)	712	821	(13)
263	Plenitude	244	284	(14)	853	753	13
269	Utile operativo proforma adjusted	317	466	(32)	1.006	1.071	(6)
120	Enilive	184	286	(36)	482	626	(23)
(11)	di cui: società partecipate rilevanti	(18)	15		(32)	15	
149	Plenitude	133	180	(26)	524	445	18
539	Utile (perdita) operativo delle società consolidate	262	312	(16)	1.392	264	..
(255)	Esclusione special item	74	139		(345)	792	
284	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	336	451	(25)	1.047	1.056	(1)
245	Utile (perdita) ante imposte adjusted	294	437	(33)	944	1.018	(7)
41,6	tax rate (%)	36,1	30,7		34,4	30,8	
143	Utile (perdita) netto adjusted	188	303	(38)	619	704	(12)
397	Investimenti tecnici	288	205	40	890	572	56

- Nel terzo trimestre 2024, il business **Enilive** ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €184 mln, in calo del 36% rispetto allo stesso periodo del 2023, come conseguenza del deterioramento dei margini dei biocarburanti, che hanno raggiunto i minimi storici, a causa della pressione dovuta alla dinamica dei prezzi spot dell'HVO nell'Unione Europea e al calo del RIN in Nord America (in riduzione di oltre il 50% rispetto al terzo trimestre 2023). I risultati positivi del marketing hanno beneficiato della migliore performance del business retail. Nei nove mesi 2024, Enilive ha riportato un utile operativo proforma adjusted di €482 mln che si confronta con €626 mln dei nove mesi 2023.

Il business ha conseguito un Ebitda proforma adjusted pari a €262 mln, in riduzione del 27% rispetto al terzo trimestre 2023 (€359 mln); la previsione annua è di circa €1 mld. Nei nove mesi 2024 l'Ebitda proforma adjusted è stato di €712 mln, rispetto a €821 mln dei nove mesi 2023.

- Nel terzo trimestre 2024, Plenitude ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €133 mln, in calo del 26% rispetto al terzo trimestre 2023, per effetto della più accentuata stagionalità del business e del peggioramento nel mercato retail del gas, compensato dal ramp-up della capacità installata da fonti rinnovabili e dei relativi volumi (nei nove mesi 2024 l'utile operativo proforma adjusted ammonta a €524 mln, in aumento del 18% rispetto al periodo di confronto pari a €445 mln).

Il business ha conseguito un Ebitda proforma adjusted pari a €244 mln, in calo del 14% rispetto a €284 mln del terzo trimestre 2023. Nei nove mesi 2024, €853 mln, in crescita del 13% rispetto al periodo di confronto (€753 mln).

L'indebitamento finanziario netto di Plenitude, consolidato nei risultati Eni, è pari a €1,7 mld (€2,4 mld al 31 dicembre 2023).

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

Sviluppi strategici

- A luglio, Plenitude ha completato la realizzazione di un nuovo parco eolico onshore da circa 39 MW nel sud Italia. L'impianto è in grado di produrre annualmente 84 GWh di energia elettrica, pari al fabbisogno annuale di oltre 30.000 famiglie.
- A luglio, Petronas, Enilive ed Euglena hanno conseguito la decisione finale di investimento (FID) per costruire una bioraffineria in Malesia. L'avvio della costruzione dell'impianto è previsto nel quarto trimestre 2024. L'impianto avrà una capacità di trattamento di circa 650 mila tonnellate/anno di materie prime per produrre SAF, HVO e bio-nafta.
- Nei mesi di luglio e agosto, Enilive ha firmato in Italia accordi con Itabus, per la fornitura di gasolio HVO a 100 autobus per il trasporto civile, e con Poste Italiane, per la fornitura di biocarburanti ai veicoli di terra e ai mezzi aerei.
- Ad agosto, Enilive e LG Chem hanno raggiunto la decisione finale d'investimento per lo sviluppo di una bioraffineria in Corea del Sud con una capacità di lavorazione di feedstock pari a 400 mila tonnellate/anno, facendo leva sulla tecnologia Ecofining™ di Eni. L'avvio della costruzione della bioraffineria è previsto nel quarto trimestre 2024.
- Ad agosto, Plenitude ha firmato un Power Purchase Agreement (PPA) della durata di 10 anni con Ferriera Valsabbia, un'impresa siderurgica italiana, per la fornitura di energia prodotta al 100% da fonte rinnovabile. L'accordo riguarda l'intera produzione di un impianto eolico di proprietà Plenitude con una capacità di 15 MW.
- A settembre, Enilive ha siglato con Volotea una Lettera di Intenti per la fornitura a lungo termine di SAF tra il 2025 e il 2030 nei 15 aeroporti italiani in cui opera il vettore.
- A settembre, sono state ottenute le autorizzazioni ambientali propedeutiche all'autorizzazione definitiva da parte degli enti competenti per l'avvio della costruzione di una bioraffineria a Livorno.
- A settembre, il progetto Green Volt, partecipato da Plenitude attraverso Vårgrønn, è stato selezionato come unico progetto eolico offshore galleggiante ad aggiudicarsi un contratto nell'ultima asta per le rinnovabili nel Regno Unito ("AR6") il progetto rappresenterà il più grande parco eolico offshore galleggiante al mondo.
- Ad ottobre, Plenitude ha avviato impianti eolici in Spagna con una capacità installata di circa 13 MW e una produzione stimata di 31 GWh/anno nonché la costruzione di un impianto solare con una capacità installata di 220 MW il cui completamento è previsto entro il 2025.

Refining, Chimica e Power

Produzioni e vendite

II Trim. 2024			III Trim.			Nove mesi		
			2024	2023	var %	2024	2023	var %
Refining								
6,4	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(a)	\$/barile	1,7	11,7	(85)	5,6	9,4	(40)
3,09	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	3,29	4,25	(23)	10,46	12,58	(17)
2,72	Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		2,68	2,82	(5)	7,71	7,89	(2)
5,81	Totale lavorazioni in conto proprio		5,97	7,07	(16)	18,17	20,47	(11)
74	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	78	78		78	77	
Chimica								
0,76	Vendite prodotti chimici	mln ton	0,81	0,76	6	2,43	2,34	4
44	Tasso utilizzo impianti	%	52	50		52	53	
Power								
4,18	Produzione termoelettrica	TWh	5,33	5,18	3	14,56	15,52	(6)

(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 terzo trimestre 2024 il **margine di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin)** si è attestato in media a 1,7 \$/barile, rispetto a 11,7 \$/barile del terzo trimestre 2023, dovuto ai ridotti crack spread dei prodotti, impattati negativamente dalla minore domanda, in particolare nei settori industriali e delle costruzioni, e dall'eccesso di capacità (5,6 \$/barile nei nove mesi 2024, in riduzione rispetto a 9,4 \$/barile nei nove mesi 2023, -40%, principalmente per effetto del trend registrato nel secondo trimestre 2024).
- Nel terzo trimestre 2024 le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** in Italia, pari a 3,29 mln di tonnellate, sono in riduzione del 23% rispetto al terzo trimestre 2023 per effetto dei minori volumi lavorati presso la raffineria di Sannazzaro e di Livorno a seguito del nuovo assetto industriale. Nel resto del mondo, le lavorazioni sono in riduzione del 5% rispetto al trimestre 2023, per minori volumi lavorati presso la raffineria partecipata di ADNOC. Nei nove mesi 2024, le lavorazioni evidenziano un calo principalmente in Italia (-17%) per effetto dei driver citati nel commento ai risultati trimestrali.

Chimica

- Le **vendite di prodotti chimici** di 0,81 mln di tonnellate nel terzo trimestre 2024 sono in aumento del 6% rispetto al periodo di confronto. Nei nove mesi 2024 le vendite sono pari a 2,43 mln di tonnellate, +4% rispetto al periodo di confronto.
- I margini sul polietilene e sugli stirenici hanno riportato una riduzione a seguito dei ridotti prezzi delle commodity e delle dinamiche competitive.

Power

- La **produzione termoelettrica** è stata pari a 5,33 TWh nel terzo trimestre 2024, in aumento del 3% rispetto al periodo di confronto, per effetto della positiva performance industriale e del favorevole scenario dell'energia elettrica (14,56 TWh nei nove mesi 2024, in riduzione del 6% a causa dello scenario negativo del mercato power).

Risultati

II Trim. 2024		III Trim.			Nove mesi		
		2024	2023	var %	2024	2023	var %
(€ milioni)							
(102)	Utile operativo proforma adjusted	(129)	274	..	(187)	488	..
98	Refining	31	433	(93)	313	740	(58)
53	di cui: società partecipate rilevanti	36	105	(66)	161	332	(52)
(222)	Chimica	(193)	(198)	3	(583)	(377)	(55)
22	Power	33	39	(15)	83	125	(34)
(152)	Utile (perdita) operativo delle società consolidate	(902)	394	..	(902)	(444)	..
32	Esclusione (utile) perdita di magazzino	521	(287)		291	262	
(35)	Esclusione special item	216	62		263	338	
(155)	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	(165)	169	..	(348)	156	..
(117)	Utile (perdita) ante imposte adjusted	(139)	268	..	(235)	468	..
(77)	Utile (perdita) netto adjusted	(101)	146	..	(145)	294	..
221	Investimenti tecnici	178	142	25	510	436	17

- Nel terzo trimestre 2024, il business **Refining** ha conseguito l'utile operativo proforma adjusted di €31 mln, in calo rispetto al terzo trimestre 2023 a causa dei deboli margini di raffinazione. Il risultato include il contributo di ADNOC R>. Nei nove mesi 2024, il business ha conseguito l'utile operativo proforma adjusted di €313 mln, in calo rispetto al periodo di confronto per effetto dei margini di raffinazione più deboli e delle minori lavorazioni.
- Nel terzo trimestre 2024, il business della **Chimica** gestito da Versalis ha riportato una perdita operativa proforma adjusted pari a €193 mln, in leggera riduzione rispetto alla perdita del terzo 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. Nei nove mesi 2024, la perdita proforma adjusted di €583 mln, (perdita di €377 mln nei nove mesi 2023) riflette condizioni di mercato eccezionalmente avverse.
- Nel terzo trimestre 2024, il business **Power** di produzione di energia elettrica da impianti a gas ha riportato l'utile operativo proforma adjusted di €33 mln, in riduzione del 15% rispetto al terzo trimestre 2023, a causa del calo della domanda da parte del Transmission Operator System (TSO) nell'ambito del mercato dei servizi ancillari. Nei nove mesi 2024, l'utile operativo proforma adjusted di €83 mln, evidenzia una riduzione di €42 mln rispetto ai nove mesi 2023.

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

Sviluppi strategici

- Eni ha finalizzato il piano di trasformazione, decarbonizzazione e rilancio del business della chimica annunciato a marzo, che prevede investimenti di circa €2 mld e la riduzione di circa 1 mln tonnellate delle emissioni CO₂, pari a circa il 40% del totale Versalis. Gli investimenti riguarderanno lo sviluppo di nuove piattaforme di prodotto in attività downstream a elevato valore quali le rinnovabili, l'economia circolare e i mercati in crescita dei prodotti specializzati, dove Versalis ha acquisito un eccellente posizionamento competitivo, riducendo al contempo l'esposizione alla chimica di base. Il piano di trasformazione comprende anche lo sviluppo di attività nella bioraffinazione e nell'accumulo di energia presso gli esistenti siti industriali. Il piano si propone di recuperare la profittabilità con ricadute positive sui livelli occupazionali, allineando il business con la strategia Eni improntata alla tecnologia e focalizzata sulle attività legate alla transizione energetica con vantaggi competitivi.
- A settembre, Versalis, Bridgestone e Gruppo BB&G hanno firmato un accordo finalizzato alla creazione di una filiera circolare per trasformare gli pneumatici a fine uso (PFU) in nuovi pneumatici. L'accordo consentirà lo sviluppo di un modello per la creazione su scala industriale di una filiera sempre più sostenibile.
- A ottobre, in linea con le iniziative di implementazione di economia circolare, dalla collaborazione tra Versalis e Vesta, nasce ReUp, il nuovo brand nel settore dell'arredamento e dell'home decor per la produzione e la commercializzazione di soluzioni in plastica ottenuta in tutto o in parte da fonti rinnovabili o da riciclo.

Risultati di sostenibilità

Tra i principali sviluppi della strategia di Gruppo finalizzata a rendere sempre più sostenibile la performance ESG delle attività industriali del Gruppo si evidenzia:

- In linea con la sua tradizionale attenzione alla salvaguardia della risorsa idrica, Eni ha assunto l'impegno a raggiungere entro il 2035 la positività idrica in almeno il 30% dei propri siti con prelievi maggiori di 0,5 Mm3/anno di acqua dolce in aree a stress idrico e ambisce alla positività idrica al 2050 nei propri siti operati, ispirata ai principi del Net Positive Water Impact proposto dall'iniziativa CEO Water Mandate.
- In occasione dell'evento IEA-COP29 dal tema "Turning Methane Pledges Into Action", Eni ha pubblicato il suo primo rapporto sulle emissioni di metano "Methane Report 2024", che sottolinea l'impegno dell'azienda per la trasparenza e la riduzione delle emissioni globali di metano, ribadendo l'impegno a conseguire emissioni di metano prossime allo zero entro il 2030. Tale obiettivo si fonda sugli importanti risultati raggiunti nel contenimento delle emissioni dirette di metano del Gruppo che si sono più che dimezzate negli ultimi sei anni (2018-2023), mentre l'intensità emissiva di metano nell'Upstream, pari allo 0,06%, colloca Eni tra i leader del settore.
- Rating ESG: nell'aggiornamento annuale (agosto 2024), Moody's ESG Solutions ha ulteriormente migliorato il punteggio e confermato il posizionamento di Eni in fascia Advanced, la migliore della metodologia, per le elevate capacità nella gestione dei rischi ESG.

Risultati di Gruppo

II Trim. 2024	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2024	2023	var %	2024	2023	var %
21.715	Ricavi della gestione caratteristica	20.658	22.319	(7)	65.309	69.095	(5)
1.581	Utile (perdita) operativo	1.360	3.126	(56)	5.611	7.401	(24)
50	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	431	(250)		425	359	
1.554	Esclusione special item ^(a)	651	138		2.618	3.276	
3.185	Utile (perdita) operativo adjusted	2.442	3.014	(19)	8.654	11.036	(22)
922	Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti	958	939	2	2.969	3.018	(2)
4.107	Utile operativo proforma adjusted	3.400	3.953	(14)	11.623	14.054	(17)
3.532	E&P	3.213	3.397	(5)	10.065	10.028	
334	Global Gas & LNG Portfolio (GGP)	253	153	65	912	2.716	(66)
269	Enilive e Plenitude	317	466	(32)	1.006	1.071	(6)
(102)	Refining, Chimica e Power	(129)	274	..	(187)	488	..
74	Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento	(254)	(337)		(173)	(249)	
3.418	Utile (perdita) ante imposte adjusted	2.656	3.265	(19)	9.200	11.919	(23)
1.539	Utile (perdita) netto adjusted	1.292	1.837	(30)	4.429	6.718	(34)
695	Utile (perdita) netto	544	1.935	..	2.476	4.656	(47)
661	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	522	1.916	..	2.394	4.598	(48)
37	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	309	(177)		305	259	
821	Esclusione special item ^(a)	440	79		1.673	1.803	
1.519	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	1.271	1.818	(30)	4.372	6.660	(34)

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

- Nel terzo trimestre 2024 il Gruppo ha conseguito l'**utile operativo proforma adjusted** di €3.400 mln, in calo del 14% rispetto al periodo di confronto pari a circa €550 mln, spiegati dal deterioramento dei margini del business Refining (-€400 mln) e dalla riduzione del 5% nella E&P (-€180 mln rispetto al terzo trimestre 2023) a seguito dei minori prezzi di realizzo in parte compensati dalla crescita produttiva. Nei nove mesi 2024 l'utile operativo proforma adjusted del Gruppo di €11.623 mln è in calo del 17% rispetto ai nove mesi 2023, per effetto dello sfavorevole confronto con il 2023 del settore GGP (-66% rispetto al 2023) che allora registrò un significativo risultato dovuto alle condizioni di mercato particolarmente favorevoli e a proventi una tantum da rinegoziazioni contrattuali, nonché l'ulteriore fase di declino nei business downstream per effetto della debole domanda e pressione competitiva in un contesto di eccesso di offerta. Tale trend è stato in parte compensato dalla resiliente performance della E&P grazie anche all'incremento della produzione (+4%).
- Nel terzo trimestre 2024, l'**utile ante imposte adjusted** di €2.656 mln, in riduzione di €609 mln (-19%) rispetto al trimestre di confronto, riflette il trend dell'utile operativo adjusted e il minor contributo delle JV e associate valutate all'equity.
- Nel terzo trimestre 2024, l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €1.271 mln ha registrato un calo del 30% rispetto al terzo trimestre 2023. Rispetto alla più contenuta riduzione del 19% conseguita a livello di utile ante imposte, la riduzione dell'utile netto adjusted è stata condizionata dall'incremento del tax rate adjusted di gruppo che si è attestato al 51,4% (rispetto al 43,7% del trimestre di confronto) per effetto della maggiore incidenza sul risultato ante imposte consolidato dei paesi esteri in cui opera l'upstream caratterizzati da tax rate significativi, mentre è diminuito il contributo all'utile ante imposte di Gruppo degli altri settori operanti in giurisdizioni OCSE con tax rate più contenuti.
- Gli **special item** dei nove mesi 2024 di €1.673 mln comprendono oneri non monetari relativi a svalutazioni di asset del settore E&P per €980 mln, al netto del relativo effetto fiscale, nell'ambito di un'analisi del portafoglio con revisione delle priorità di spesa diminuendo l'impegno nelle future fasi di sviluppo di asset marginali e maggiore focus sui progetti "core" in coerenza con la strategia, in parte mitigate dal provento relativo a un accordo di ripartizione su basi paritetiche degli oneri ambientali con un operatore italiano e dalla plusvalenza relativa alla cessione degli assets upstream nell'onshore Nigeriano.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

II Trim. 2024	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2024	2023	var. ass.	2024	2023	var. ass.
695	Utile (perdita) netto	544	1.935	(1.391)	2.476	4.656	(2.180)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>							
2.991	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	1.875	1.357	518	6.774	4.518	2.256
(165)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(382)	(11)	(371)	(566)	(429)	(137)
1.456	- dividendi, interessi e imposte	1.263	1.552	(289)	4.428	4.623	(195)
827	Variazione del capitale di esercizio	1.298	(140)	1.438	260	1.154	(894)
546	Dividendi incassati da partecipate	305	342	(37)	1.409	1.682	(273)
(1.483)	Imposte pagate	(1.735)	(1.378)	(357)	(4.554)	(4.767)	213
(296)	Interessi (pagati) incassati	(171)	(138)	(33)	(755)	(493)	(262)
4.571	Flusso di cassa netto da attività operativa	2.997	3.519	(522)	9.472	10.944	(1.472)
(2.021)	Investimenti tecnici	(2.001)	(1.873)	(128)	(5.953)	(6.549)	596
(547)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(76)	(60)	(16)	(2.384)	(1.870)	(514)
399	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	1.059	51	1.008	1.686	540	1.146
(33)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(852)	(278)	(574)	(804)	21	(825)
2.369	Free cash flow	1.127	1.359	(232)	2.017	3.086	(1.069)
11	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	255	355	(100)	135	1.021	(886)
328	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(2.063)	(2.076)	13	(619)	(648)	29
(362)	Rimborso di passività per beni in leasing	(262)	(195)	(67)	(933)	(670)	(263)
(908)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.370)	(1.327)	(43)	(2.856)	(3.335)	479
(48)	Flusso di cassa netto delle obbligazioni perpetue subordinate ibride e interessi	1.549		1.549	1.462	(87)	1.549
29	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(89)	40	(129)	(44)	25	(69)
1.419	VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI	(853)	(1.844)	991	(838)	(608)	(230)
3.907	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	2.898	3.369	(471)	10.701	12.892	(2.191)
II Trim. 2024	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2024	2023	var. ass.	2024	2023	var. ass.
2.369	Free cash flow	1.127	1.359	(232)	2.017	3.086	(1.069)
(362)	Rimborso di passività per beni in leasing	(262)	(195)	(67)	(933)	(670)	(263)
309	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(4)		(4)	(482)		(482)
	Debiti e crediti finanziari società disinvestite		(8)	8		(155)	155
(591)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni ^(a)	(554)	(293)	(261)	(1.275)	(492)	(783)
(908)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.370)	(1.327)	(43)	(2.856)	(3.335)	479
(48)	Flusso di cassa netto delle obbligazioni perpetue subordinate ibride e interessi	1.549		1.549	1.462	(87)	1.549
769	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	486	(464)	950	(2.067)	(1.653)	(414)
362	Rimborsi lease liability	262	195	67	933	670	263
(289)	Accensioni del periodo e altre variazioni	(47)	(368)	321	(723)	(618)	(105)
842	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING	701	(637)	1.338	(1.857)	(1.601)	(256)

(a) 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 (€1.628 milioni e €672 milioni nei nove mesi 2024 e 2023, rispettivamente, €572 milioni e €483 milioni nel terzo trimestre 2024 e 2023, rispettivamente).

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** dei nove mesi 2024 pari a €9.472 mln, include €1.409 mln di dividendi distribuiti dalle partecipate, principalmente da Azule Energy, Vår Energi e ADNOC R>. Ha inoltre beneficiato di un maggiore ammontare di crediti commerciali ceduti in operazioni di factoring con scadenza nei prossimi periodi di riferimento, rispetto al quarto trimestre 2023 (in aumento di circa €0,4 mld).

Il **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted** si ridetermina in €10.701 mln nei nove mesi 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.

Nel terzo trimestre 2024, il flusso di cassa relativo alla voce "Flusso di cassa netto delle obbligazioni perpetue subordinate ibride" include principalmente l'emissione di un bond perpetuo ibrido subordinato (€1,59 mld) da parte di una società del gruppo per finanziare nello specifico la costruzione di unità FLNG da utilizzare in uno dei principali progetti del Gruppo.

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

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2024	(€ milioni)	2024	2023	var. ass.	2024	2023	var. ass.
4.571	Flusso di cassa netto da attività operativa	2.997	3.519	(522)	9.472	10.944	(1.472)
(827)	Variazione del capitale di esercizio	(1.298)	140	(1.438)	(260)	(1.154)	894
377	Esclusione derivati su commodity	488	(152)	640	1.075	1.232	(157)
50	Esclusione (utile) perdita di magazzino	431	(250)	681	425	359	66
4.171	Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo	2.618	3.257	(639)	10.712	11.381	(669)
(264)	(Proventi) oneri straordinari	280	112	168	(11)	1.511	(1.522)
3.907	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	2.898	3.369	(471)	10.701	12.892	(2.191)

I **capex organici** di €6,1 mld nei nove mesi 2024 registrano una riduzione del 9,2% rispetto al periodo di confronto 2023. Al netto di tali capex organici, il flusso di cassa discrezionale ante variazione circolante si ridetermina in €4,6 mld.

Le **acquisizioni al netto dei disinvestimenti** ammontano a circa €0,6 mld. Le acquisizioni sono riferite all'operatore upstream Neptune Energy (€2,3 mld, incluso il debito netto acquisito), asset del business rinnovabili e a una rete di stazioni di servizio in Spagna. Le dismissioni hanno riguardato gli asset E&P nell'onshore della Nigeria, il 10% della partecipazione di Saipem, licenze di produzione in Congo, nonché il versamento in conto 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** nei nove mesi 2024 pari a circa €2 mld è dovuto al flusso di cassa netto da attività operativa adjusted di €10,7 mld, all'emissione del bond ibrido (€1,6 mld) da parte di una società del gruppo, al netto dei fabbisogni del circolante adjusted (circa €1,3 mld), agli investimenti di €6,1 mld, al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni e all'acquisto di azioni proprie di €3,4 mld (€1,1 mld di acquisto azioni e €2,3 mld di pagamento dividendi relativi alla terza e quarta tranche del dividendo 2023 e alla prima tranche del dividendo 2024), all'effetto netto di acquisizioni/disinvestimenti (€0,6 mld), ai debiti verso fornitori in relazione al sostenimento di costi capitalizzati per l'acquisto di impianti e macchinari (€1,6 mld), nonché al pagamento delle rate di leasing e delle cedole dei bond ibridi (€0,9 mld) e ad altre variazioni (€0,3 mld).

Al 18 ottobre 2024, sono state acquistate circa 63 mln di azioni con un esborso di €0,9 mld, nell'ambito del programma di buyback 2024.

Stato patrimoniale riclassificato

	1 gen. 2024	30 Sett. 2024	Var. ass.
(€ milioni)			
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	56.299	57.071	772
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.834	4.648	(186)
Attività immateriali	6.379	6.448	69
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.576	1.514	(62)
Partecipazioni	13.886	13.944	58
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	996	1.002	6
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(2.031)	(1.428)	603
	81.939	83.199	1.260
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	6.186	6.585	399
Crediti commerciali	13.184	9.400	(3.784)
Debiti commerciali	(14.231)	(11.190)	3.041
Attività (passività) tributarie nette	(2.112)	(2.576)	(464)
Fondi per rischi e oneri	(15.533)	(15.363)	170
Altre attività (passività) d'esercizio	(892)	(695)	197
	(13.398)	(13.839)	(441)
Fondi per benefici ai dipendenti	(748)	(693)	55
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	747	1.564	817
CAPITALE INVESTITO NETTO	68.540	70.231	1.691
Patrimonio netto degli azionisti Eni	53.184	51.037	(2.147)
Interessenze di terzi	460	2.441	1.981
Patrimonio netto	53.644	53.478	(166)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	9.560	11.627	2.067
Passività per beni leasing	5.336	5.126	(210)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	14.896	16.753	1.857
COPERTURE	68.540	70.231	1.691
Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,22	
Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,31	
Gearing		0,24	

Al 30 settembre 2024 il **capitale immobilizzato** (€83,2 mld) è aumentato di €1,3 mld rispetto al 1° gennaio 2024 per effetto degli investimenti e dell'acquisizione del Gruppo Neptune Energy. Tali effetti positivi sono stati in parte compensati dalla cessione degli asset onshore nigeriani finalizzata nel mese di agosto 2024, dall'effetto negativo delle differenze cambio (al 30 settembre 2024, cambio puntuale EUR/USD pari a 1,120 rispetto al cambio di 1,105 al 31 dicembre 2023, +1,3%) che hanno ridotto il book value delle attività denominate in dollari, e dagli ammortamenti/svalutazioni e radiazioni di periodo.

Il **patrimonio netto** (€53,5 mld) è sostanzialmente invariato rispetto a fine 2023 per effetto dell'utile netto del periodo (€2,5 mld) e dell'emissione del bond ibrido da parte di una società del Gruppo (€1,6 mld) più che compensati dall'effetto della remunerazione degli azionisti (dividendi distribuiti agli azionisti e riacquisto di azioni proprie per complessivi €3,4 mld), nonché dalle differenze negative di cambio (circa €0,7 mld) che riflettono il deprezzamento del dollaro rispetto all'euro. Le **interessenze di terzi** di €2,4 mld al 30 settembre 2024 includono: i) una partecipazione di minoranza acquisita da un fondo di private equity nel capitale sociale di Plenitude (€0,4 mld); ii) un bond ibrido perpetuo subordinato emesso da una società del Gruppo (€1,6 mld) classificato nel patrimonio netto in considerazione del diritto incondizionato del Gruppo di evitare il trasferimento di liquidità o altre attività finanziarie agli obbligazionisti.

L'**indebitamento finanziario netto**⁴ ante lease liability al 30 settembre 2024 è pari a €11,6 mld, in aumento di circa €2,1 mld rispetto al 1° gennaio 2024. Il **leverage**⁵ – rapporto tra indebitamento finanziario netto ante lease liabilities e patrimonio netto – si attesta a 0,22 al 30 settembre 2024.

⁴ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 29.

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** (al lordo del relativo effetto fiscale) sono rappresentati da oneri netti di €2.618 mln e €651 mln rispettivamente nei nove mesi e nel terzo trimestre 2024, con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** oneri netti di €1.468 mln nei nove mesi 2024 (oneri netti di €65 mln nel terzo trimestre 2024) relativi principalmente a writedown di proprietà in Alaska disponibili per la vendita il cui valore è stato allineato al fair value e di un asset petrolifero a seguito della revisione del profilo delle riserve, nell'ambito di un'analisi del portafoglio con revisione delle priorità di spesa diminuendo l'impegno nelle future fasi di sviluppo di asset marginali e maggiore focus sui progetti "core" in coerenza con la strategia.
- **GGP:** oneri netti di €1.675 mln nei nove mesi 2024 (oneri netti di €357 mln nel terzo trimestre 2024) 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 €1.532 mln e €504 mln nei nove mesi e nel terzo trimestre 2024, rispettivamente) 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 (oneri di €15 mln e proventi di €43 mln nei nove mesi e terzo trimestre 2024, rispettivamente).
- **Enilive e Plenitude:** proventi netti per €429 mln nei nove mesi (oneri netti di €2 mln nel terzo trimestre 2024) relativi principalmente alla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting.
- **Refining, Chimica e Power:** oneri netti di €263 mln nei nove mesi (oneri netti di €216 mln nel terzo trimestre 2024) relativi principalmente al write-off degli investimenti di mantenimento e asset integrity relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi, principalmente nei business Refining e Chimica (€286 mln e €118 mln nei due reporting period, rispettivamente) e altri oneri che sono stati compensati da un provento di €184 mln relativo ad un accordo per la ripartizione dei costi ambientali con un altro operatore, come dettagliato di seguito.
- **Corporate e altre attività:** provento netto di €359 mln nei nove mesi (oneri netti di €11 mln nel terzo trimestre 2024) relativo principalmente all'accordo con un operatore italiano per la ripartizione su base paritaria dei costi ambientali sostenuti presso alcuni siti italiani, gestiti congiuntamente a fine anni Ottanta e inizi anni Novanta dai due partner e presso i quali successivamente sono state condotte attività di bonifica e stanziati dei fondi interamente da parte Eni.

Gli **altri special item** dei nove mesi 2024 includono il provento relativo alla cessione degli asset onshore nigeriani di €0,4 mld e alla vendita della quota del 10% della partecipazione di Eni in Saipem (€0,2 mld).

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al terzo trimestre e ai nove mesi 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 terzo trimestre e nove mesi 2024 e ai relativi comparative period (terzo trimestre e nove mesi 2023 e secondo trimestre 2024). I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 settembre 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 terzo trimestre 2024 e dei nove mesi 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*		
	(\$/bbl)	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 Eni esaminata dalla Direzione presenta la seguente articolazione:

- Exploration&Production "E&P";
- Global Gas & Lng Portfolio "GGP";
- Enilive e Plenitude;
- Raffinazione, 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 a valore aggiunto, 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		
	(€ milioni)	Pubblicato	Riesposto	Pubblicato	Riesposto	Pubblicato	Riesposto	Pubblicato	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)

Ai fini del reporting statutory IFRS, Enilive e Plenitude sono presentati come due distinti reportable segment.

Come anticipato a pag. 2, a seguito della nuova struttura organizzativa che riassegna le principali responsabilità di profitto, l'attuale segment information di Gruppo sarà rivista a partire dal quarto trimestre 2024.

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 terzo trimestre e dei nove mesi 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'accrescimento 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 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)

III 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	2.215	(112)	262	(902)	(163)	60	1.360
Esclusione (utile) perdita di magazzino			72	521		(162)	431
Esclusione special item:							
oneri ambientali (recupero costi da terzi)	16		19	76			111
svalutazioni (riprese di valore) nette	14		2	118	6		140
plusvalenze nette su cessione di asset	(5)		(1)	2			(4)
accantonamenti a fondo rischi				3			3
oneri per incentivazione all'esodo	5		1	5	2		13
derivati su commodity		504	(26)	10			488
differenze e derivati su cambi	(9)	(153)	(1)	6	7		(150)
altro	44	6	8	(4)	(4)		50
Special item dell'utile (perdita) operativo	65	357	2	216	11		651
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	2.280	245	336	(165)	(152)	(102)	2.442
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	933	8	(19)	36			958
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	3.213	253	317	(129)	(152)	(102)	3.400
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(56)		(13)	9	(1)		(61)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(111)	2	(6)	(23)			(138)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(543)	(2)	(4)	4			(545)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	279	8	(29)	17			275
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	2.503	253	294	(139)	(153)	(102)	2.656
Imposte sul reddito (i)	(1.255)	(107)	(106)	38	38	28	(1.364)
Tax rate (%)							51,4
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	1.248	146	188	(101)	(115)	(74)	1.292
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							21
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.271
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							522
Esclusione (utile) perdita di magazzino							309
Esclusione special item							440
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.271

(€ milioni)

III 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	2.542	324	312	394	(161)	(285)	3.126
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(76)	(287)		113	(250)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	54		3	58			115
svalutazioni (riprese di valore) nette	(27)		1	55	7		36
plusvalenze nette su cessione di asset				(4)			(4)
accantonamenti a fondo rischi	14			1	2		17
oneri per incentivazione all'esodo	4		2	1	3		10
derivati su commodity		(313)	209	(48)			(152)
differenze e derivati su cambi	4	8		(6)	(1)		5
altro	29	92		5	(15)		111
Special item dell'utile (perdita) operativo	78	(213)	215	62	(4)		138
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	2.620	111	451	169	(165)	(172)	3.014
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	777	42	15	105			939
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	3.397	153	466	274	(165)	(172)	3.953
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(61)	(5)	(27)	(4)	10		(87)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(94)	1	(2)				(95)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(472)	(32)		(2)			(506)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	211	11	13	103			338
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	2.770	117	437	268	(155)	(172)	3.265
Imposte sul reddito (i)	(1.241)	(42)	(134)	(122)	62	49	(1.428)
Tax rate (%)							43,7
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	1.529	75	303	146	(93)	(123)	1.837
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							19
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.818
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							1.916
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(177)
Esclusione special item							79
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.818

(€ milioni)

Nove mesi 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	5.779	(794)	1.392	(902)	96	40	5.611
Esclusione (utile) perdita di magazzino			84	291		50	425
Esclusione special item:							
oneri ambientali (recupero costi da terzi)	18		23	(35)	(385)		(379)
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.329		9	286	19		1.643
plusvalenze nette su cessione di asset	(6)			4	(1)		(3)
accantonamenti a fondo rischi	9			3	4		16
oneri per incentivazione all'esodo	14		3	12	19		48
derivati su commodity		1.532	(466)	9			1.075
differenze e derivati su cambi	(23)	(46)	(2)	16	9		(46)
altro	127	189	4	(32)	(24)		264
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.468	1.675	(429)	263	(359)		2.618
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	7.247	881	1.047	(348)	(263)	90	8.654
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	2.818	31	(41)	161			2.969
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	10.065	912	1.006	(187)	(263)	90	11.623
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(213)	(4)	(37)	(8)	(115)		(377)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(318)	12	(22)	(53)			(381)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(1.667)	(8)	(3)	13			(1.665)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	833	35	(66)	121			923
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	7.867	912	944	(235)	(378)	90	9.200
Imposte sul reddito (i)	(4.211)	(377)	(325)	90	77	(25)	(4.771)
Tax rate (%)							51,9
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	3.656	535	619	(145)	(301)	65	4.429
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							57
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							4.372
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							2.394
Esclusione (utile) perdita di magazzino							305
Esclusione special item							1.673
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							4.372

(€ milioni)

Nove mesi 2023

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enliva e Plenitude	Refining, Chimica e Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	7.086	1.138	264	(444)	(622)	(21)	7.401
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(98)	262		195	359
Esclusione special item:							
oneri ambientali	90		8	132	174		404
svalutazioni (riprese di valore) nette	182		8	219	16		425
plusvalenze nette su cessione di asset	3			(7)			(4)
accantonamenti a fondo rischi	7			16	10		33
oneri per incentivazione all'esodo	12	1	5	6	16		40
derivati su commodity		374	878	(20)			1.232
differenze e derivati su cambi	17		(1)	18	1		35
altro	106	1.057	(8)	(26)	(18)		1.111
Special item dell'utile (perdita) operativo	417	1.432	890	338	199		3.276
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	7.503	2.570	1.056	156	(423)	174	11.036
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	2.525	146	15	332			3.018
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	10.028	2.716	1.071	488	(423)	174	14.054
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(112)	(6)	(51)	(15)	(111)		(295)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(140)	8	(2)				(134)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(1.588)	(113)		(5)			(1.706)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	797	41	13	327			1.178
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	8.188	2.605	1.018	468	(534)	174	11.919
Imposte sul reddito (i)	(4.095)	(723)	(314)	(174)	152	(47)	(5.201)
Tax rate (%)							43,6
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	4.093	1.882	704	294	(382)	127	6.718
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							58
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							6.660
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							4.598
Esclusione (utile) perdita di magazzino							259
Esclusione special item							1.803
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							6.660

(€ milioni)

Il 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	1.345	(572)	539	(152)	399	22	1.581
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(6)	32		24	50
Esclusione special item:							
oneri ambientali	5		(3)	(134)	(385)		(517)
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.297		7	123	8		1.435
plusvalenze nette su cessione di asset			1	2	(1)		2
accantonamenti a fondo rischi	9				4		13
oneri per incentivazione all'esodo	5		2	5	4		16
derivati su commodity		643	(257)	(9)			377
differenze e derivati su cambi	8	69	(1)	(5)	2		73
altro	(30)	203	2	(17)	(3)		155
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.294	915	(249)	(35)	(371)		1.554
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	2.639	343	284	(155)	28	46	3.185
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	893	(9)	(15)	53			922
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	3.532	334	269	(102)	28	46	4.107
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(59)	(2)	(16)	1	(28)		(104)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(90)	6	(9)	(26)			(119)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(499)	22	1	10			(466)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	304	19	(23)	37			337
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	2.884	360	245	(117)		46	3.418
Imposte sul reddito (i)	(1.606)	(175)	(102)	40	(26)	(10)	(1.879)
Tax rate (%)							55,0
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	1.278	185	143	(77)	(26)	36	1.539
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							20
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.519
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							661
Esclusione (utile) perdita di magazzino							37
Esclusione special item							821
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.519

Analisi degli special item

II Trim. 2024	(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
		2024	2023	2024	2023
(517)	Oneri ambientali (recupero costi da terzi)	111	115	(379)	404
1.435	Svalutazioni (riprese di valore) nette	140	36	1.643	425
2	Plusvalenze nette su cessione di asset	(4)	(4)	(3)	(4)
13	Accantonamenti a fondo rischi	3	17	16	33
16	Oneri per incentivazione all'esodo	13	10	48	40
377	Derivati su commodity	488	(152)	1.075	1.232
73	Differenze e derivati su cambi	(150)	5	(46)	35
155	Altro	50	111	264	1.111
1.554	Special item dell'utile (perdita) operativo	651	138	2.618	3.276
(87)	Oneri (proventi) finanziari	242	(2)	125	(26)
	di cui:				
(73)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	150	(5)	46	(35)
(171)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(316)	(59)	(413)	(766)
	di cui:				
	- plusvalenza SeaCorridor				(824)
(166)	- plusvalenza vendita quota 10% in Saipem			(166)	
	- plusvalenza netta cessione asset onshore Nigeriani	(371)		(371)	
(489)	Imposte sul reddito	(138)	2	(682)	(681)
807	Totale special item dell'utile (perdita) netto	439	79	1.648	1.803
	di competenza:				
821	- azionisti Eni	440	79	1.673	1.803
(14)	- interessenze di terzi	(1)		(25)	

Riconduzione utile operativo proforma adjusted di Gruppo

II Trim. 2024	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2024	2023	var %	2024	2023	var %
2.639	Utile operativo adjusted E&P	2.280	2.620	(13)	7.247	7.503	(3)
893	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	933	777	20	2.818	2.525	12
3.532	Utile operativo proforma adjusted E&P	3.213	3.397	(5)	10.065	10.028	-
343	Utile operativo adjusted GGP	245	111	..	881	2.570	(66)
(9)	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	8	42	(81)	31	146	(79)
334	Utile operativo proforma adjusted GGP	253	153	65	912	2.716	(66)
284	Utile operativo adjusted Enilive e Plenitude	336	451	(25)	1.047	1.056	(1)
(15)	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	(19)	15		(41)	15	
269	Utile operativo proforma adjusted Enilive e Plenitude	317	466	(32)	1.006	1.071	(6)
(155)	Utile operativo adjusted Refining, Chimica e Power	(165)	169	..	(348)	156	..
53	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	36	105	(66)	161	332	(52)
(102)	Utile operativo proforma adjusted Refining, Chimica e Power	(129)	274	..	(187)	488	..
28	Utile operativo adjusted altri settori	(152)	(165)	8	(263)	(423)	38
46	Effetto eliminazione utili interni	(102)	(172)		90	174	
4.107	Utile operativo proforma adjusted di Gruppo^(a)	3.400	3.953	(14)	11.623	14.054	(17)

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

Riconciliazione GAAP vs Non-GAAP del conto economico

III Trimestre					2024	Nove mesi				
Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted		Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(€ milioni)										
1.360	431	801	(150)	2.442	Utile operativo	5.611	425	2.664	(46)	8.654
(346)		92	150	(104)	Proventi/oneri finanziari	(664)		79	46	(539)
634		(316)		318	Proventi/oneri da partecipazioni	1.498		(413)		1.085
(1.104)	(122)	(138)		(1.364)	Imposte sul reddito	(3.969)	(120)	(682)		(4.771)
544	309	439		1.292	Utile netto	2.476	305	1.648		4.429
22		(1)		21	- Interessenze di terzi	82		(25)		57
522	309	440		1.271	Utile netto di competenza azionisti Eni	2.394		1.673		4.372

III Trimestre					2023	Nove mesi				
Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted		Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(€ milioni)										
3.126	(250)	133	5	3.014	Utile operativo	7.401	359	3.241	35	11.036
(120)		3	(5)	(122)	Proventi/oneri finanziari	(363)		9	(35)	(389)
432		(59)		373	Proventi/oneri da partecipazioni	2.038		(766)		1.272
(1.503)	73	2		(1.428)	Imposte sul reddito	(4.420)	(100)	(681)		(5.201)
1.935	(177)	79		1.837	Utile netto	4.656	259	1.803		6.718
19				19	- Interessenze di terzi	58				58
1.916	(177)	79		1.818	Utile netto di competenza azionisti Eni	4.598	259	1.803		6.660

2024					II Trim.				
	Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted				
(€ milioni)									
Utile operativo	1.581	50	1.481	73	3.185				
Proventi/oneri finanziari	(102)		(14)	(73)	(189)				
Proventi/oneri da partecipazioni	593		(171)		422				
Imposte sul reddito	(1.377)	(13)	(489)		(1.879)				
Utile netto	695	37	807		1.539				
- Interessenze di terzi	34		(14)		20				
Utile netto di competenza azionisti Eni	661	37	821		1.519				

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2024	(€ milioni)	2024	2023	var %	2024	2023	var %
6.299	Exploration & Production	5.693	6.004	(5)	17.600	17.569	-
2.603	Global Gas & LNG Portfolio	3.256	3.001	8	10.259	14.689	(30)
7.434	Enilive e Plenitude	7.379	8.246	(11)	23.335	24.548	(5)
14.057	Refining, Chimica e Power	12.208	14.210	(14)	38.863	38.970	-
509	Corporate e altre attività	503	458	10	1.490	1.394	7
(9.187)	Elisioni di consolidamento	(8.381)	(9.600)		(26.238)	(28.075)	
21.715		20.658	22.319	(7)	65.309	69.095	(5)

Costi operativi

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2024	(€ milioni)	2024	2023	var %	2024	2023	var %
17.087	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	16.833	16.944	(1)	51.281	54.051	(5)
25	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	(2)	50	..	74	110	(33)
822	Costo lavoro	818	663	23	2.479	2.203	13
16	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	13	10		48	40	
17.934		17.649	17.657	-	53.834	56.364	(4)

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2024	(€ milioni)	2024	2023	var %	2024	2023	var %
1.569	Exploration & Production	1.482	1.443	3	4.667	4.539	3
58	Global Gas & LNG Portfolio	62	58	7	180	171	5
176	Enilive e Plenitude	177	167	6	517	487	6
72	- Enilive	72	66	9	210	188	12
104	- Plenitude	105	101	4	307	299	3
96	Refining, Chimica e Power	94	77	22	280	224	25
37	Corporate e altre attività	36	32	13	109	98	11
(8)	Effetto eliminazione utili interni	(9)	(8)		(25)	(25)	
1.928	Ammortamenti	1.842	1.769	4	5.728	5.494	4
1.435	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	140	36	..	1.643	425	..
3.363	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	1.982	1.805	10	7.371	5.919	25
70	Radiazioni	57	85	(33)	160	220	(27)
3.433		2.039	1.890	8	7.531	6.139	23

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)

Nove mesi 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	775	34	(71)	81	(28)	791
Dividendi	102	1	3	23	1	130
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	372			7	184	563
Altri proventi (oneri) netti	37	(18)			(5)	14
	1.286	17	(68)	111	152	1.498

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)	1 gen. 2024	30 Sett. 2024	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	28.729	30.141	1.412
- Debiti finanziari a breve termine	7.013	8.275	1.262
- Debiti finanziari a lungo termine	21.716	21.866	150
Disponibilità liquide ed equivalenti	(10.193)	(9.367)	826
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(6.782)	(6.543)	239
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(2.194)	(2.604)	(410)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	9.560	11.627	2.067
Passività per beni in leasing	5.336	5.126	(210)
- di cui working interest Eni	4.856	4.647	(209)
- di cui working interest follower	480	479	(1)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	14.896	16.753	1.857
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	53.644	53.478	(166)
Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,22	
Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,31	

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	30 Sett. 2024	31 Dic. 2023
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	9.367	10.193
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	6.543	6.782
Altre attività finanziarie	988	896
Crediti commerciali e altri crediti	13.547	16.551
Rimanenze	6.585	6.186
Attività per imposte sul reddito	716	460
Altre attività	3.857	5.637
	41.603	46.705
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	57.071	56.299
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.648	4.834
Attività immateriali	6.448	6.379
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.514	1.576
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	12.636	12.630
Altre partecipazioni	1.308	1.256
Altre attività finanziarie	2.618	2.301
Attività per imposte anticipate	4.424	4.482
Attività per imposte sul reddito	141	142
Altre attività	3.960	3.393
	94.768	93.292
Attività destinate alla vendita	2.992	2.609
TOTALE ATTIVITÀ	139.363	142.606
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	4.012	4.092
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	4.263	2.921
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	1.074	1.128
Debiti commerciali e altri debiti	17.472	20.654
Passività per imposte sul reddito	851	1.685
Altre passività	5.148	5.579
	32.820	36.059
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	21.937	21.716
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.052	4.208
Fondi per rischi e oneri	15.363	15.533
Fondi per benefici ai dipendenti	693	748
Passività per imposte differite	5.180	4.702
Passività per imposte sul reddito	24	38
Altre passività	4.388	4.096
	51.637	51.041
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	1.428	1.862
TOTALE PASSIVITÀ	85.885	88.962
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	34.126	32.988
Riserve per differenze cambio da conversione	4.605	5.238
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	7.982	8.515
Azioni proprie	(2.075)	(2.333)
Utile (perdita) netto	2.394	4.771
Totale patrimonio netto di Eni	51.037	53.184
Interessenze di terzi	2.441	460
TOTALE PATRIMONIO NETTO	53.478	53.644
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	139.363	142.606

CONTO ECONOMICO

II Trim. 2024		(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
			2024	2023	2024	2023
21.715	Ricavi della gestione caratteristica		20.658	22.319	65.309	69.095
1.342	Altri ricavi e proventi		358	331	1.933	745
23.057	Totale ricavi		21.016	22.650	67.242	69.840
(17.087)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(16.833)	(16.944)	(51.281)	(54.051)
(25)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti		2	(50)	(74)	(110)
(822)	Costo lavoro		(818)	(663)	(2.479)	(2.203)
(109)	Altri proventi (oneri) operativi		32	23	(266)	64
(1.928)	Ammortamenti		(1.842)	(1.769)	(5.728)	(5.494)
(1.435)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing		(140)	(36)	(1.643)	(425)
(70)	Radiazioni		(57)	(85)	(160)	(220)
1.581	UTILE (PERDITA) OPERATIVO		1.360	3.126	5.611	7.401
1.391	Proventi finanziari		1.650	1.874	4.480	5.070
(1.610)	Oneri finanziari		(2.054)	(2.126)	(5.489)	(5.678)
75	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		117	128	319	253
42	Strumenti finanziari derivati		(59)	4	26	(8)
(102)	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		(346)	(120)	(664)	(363)
350	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		180	357	791	1.048
243	Altri proventi (oneri) su partecipazioni		454	75	707	990
593	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		634	432	1.498	2.038
2.072	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		1.648	3.438	6.445	9.076
(1.377)	Imposte sul reddito		(1.104)	(1.503)	(3.969)	(4.420)
695	Utile (perdita) netto		544	1.935	2.476	4.656
	di competenza:					
661	- azionisti Eni		522	1.916	2.394	4.598
34	- interessenze di terzi		22	19	82	58
	Utile (perdita) per azione (€ per azione)					
0,20	- semplice		0,16	0,57	0,73	1,36
0,19	- diluito		0,16	0,57	0,72	1,35
	Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)					
3.191,4	- semplice		3.160,1	3.290,2	3.184,2	3.324,3
3.254,4	- diluito		3.223,1	3.300,0	3.247,1	3.334,2

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
	2024	2023	2024	2023
Utile (perdita) netto del periodo	544	1.935	2.476	4.656
Componenti non riclassificabili a conto economico		14	(3)	29
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti			8	
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto			1	
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	1	14	(10)	29
Effetto fiscale	(1)		(2)	
Componenti riclassificabili a conto economico	(2.553)	1.097	(944)	666
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(2.383)	1.344	(682)	350
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(280)	(300)	(344)	406
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	28	(36)	(18)	28
Effetto fiscale	82	89	100	(118)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(2.553)	1.111	(947)	695
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	(2.009)	3.046	1.529	5.351
di competenza:				
- azionisti Eni	(1.982)	3.027	1.494	5.293
- interessenze di terzi	(27)	19	35	58

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)		
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2023		55.230
Totale utile (perdita) complessivo	5.351	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.259)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(32)	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(87)	
Acquisto azioni proprie	(1.038)	
Emissione bond convertibile	79	
Imposte su cedole bond ibrido	25	
Altre variazioni	15	
Totale variazioni		2.054
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2023		57.284
di competenza:		
- azionisti Eni		56.847
- interessenze di terzi		437
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2024		53.644
Totale utile (perdita) complessivo	1.529	
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.288)	
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(50)	
Emissione di obbligazioni ibride perpetue	1.610	
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(87)	
Opzione put su Plenitude	(387)	
Acquisto di azioni proprie	(1.117)	
Operazione Plenitude - cessione EIP	588	
Costi emissione obbligazioni ibride perpetue	(25)	
Imposte su cedole bond ibrido	25	
Altre variazioni	36	
Totale variazioni		(166)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2024		53.478
di competenza:		
- azionisti Eni		51.037
- interessenze di terzi		2.441

RENDICONTO FINANZIARIO

II Trim. 2024	(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
		2024	2023	2024	2023
695	Utile (perdita) netto	544	1.935	2.476	4.656
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
1.928	Ammortamenti	1.842	1.769	5.728	5.494
1.435	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	140	36	1.643	425
70	Radiazioni	57	85	160	220
(350)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(180)	(357)	(791)	(1.048)
(165)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(382)	(11)	(566)	(429)
(76)	Dividendi	(45)	(69)	(130)	(161)
(119)	Interessi attivi	(109)	(135)	(347)	(371)
274	Interessi passivi	313	253	936	735
1.377	Imposte sul reddito	1.104	1.503	3.969	4.420
(28)	Altre variazioni	80	(107)	129	(527)
827	Flusso di cassa del capitale di esercizio	1.298	(140)	260	1.154
(466)	- rimanenze	113	(1.025)	(337)	1.038
2.224	- crediti commerciali	1.615	(615)	4.072	5.428
(212)	- debiti commerciali	(1.260)	764	(3.211)	(7.680)
(184)	- fondi per rischi e oneri	(57)	(16)	(358)	(156)
(535)	- altre attività e passività	887	752	94	2.524
(64)	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(64)	(69)	(95)	(46)
546	Dividendi incassati	305	342	1.409	1.682
70	Interessi incassati	69	101	239	254
(366)	Interessi pagati	(240)	(239)	(994)	(747)
(1.483)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.735)	(1.378)	(4.554)	(4.767)
4.571	Flusso di cassa netto da attività operativa	2.997	3.519	9.472	10.944
(2.790)	Flusso di cassa degli investimenti	(2.539)	(2.438)	(8.965)	(8.716)
(1.901)	- attività materiali	(1.884)	(1.806)	(5.605)	(6.357)
(3)	- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(2)		(5)	
(120)	- attività immateriali	(117)	(67)	(348)	(192)
(373)	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(2)		(1.844)	(628)
(174)	- partecipazioni	(74)	(60)	(540)	(1.242)
(20)	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(47)	(54)	(96)	(202)
(199)	- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(413)	(451)	(527)	(95)
588	Flusso di cassa dei disinvestimenti	669	278	1.510	858
3	- attività materiali	6	25	219	67
2	- attività immateriali	17		19	32
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	991	15	991	395
394	- partecipazioni	45	11	457	46
(2)	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	23	7	43	31
191	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	(413)	220	(219)	287
11	Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	255	355	135	1.021
(2.191)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.615)	(1.805)	(7.320)	(6.837)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

II Trim.		III Trim.		Nove mesi	
2024	(€ milioni)	2024	2023	2024	2023
2.070	Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	66	921	3.366	4.971
(1.253)	Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(1.030)	(2.374)	(3.618)	(2.883)
(362)	Rimborso di passività per beni in leasing	(262)	(195)	(933)	(670)
(489)	Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(1.099)	(623)	(367)	(2.736)
(728)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(779)	(790)	(2.274)	(2.299)
(14)	Dividendi pagati ad altri azionisti	(16)	(9)	(45)	(29)
2	Apporti netti di capitale da azionisti terzi	(1)		589	(16)
	Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate	(4)		(4)	(57)
(168)	Acquisto di azioni proprie	(570)	(607)	(1.136)	(1.013)
	Emissioni nette di obbligazioni ibride perpetue	1.549		1.549	
	Altri apporti		79	14	79
(48)	Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni ibride perpetue			(87)	(87)
(990)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(2.146)	(3.598)	(2.946)	(4.740)
29	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(89)	40	(44)	25
1.419	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	(853)	(1.844)	(838)	(608)
8.801	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	10.220	11.417	10.205	10.181
10.220	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	9.367	9.573	9.367	9.573

Investimenti tecnici

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2024	(€ milioni)	2024	2023	var %	2024	2023	var %
1.320	Exploration & Production	1.384	1.425	(3)	4.269	5.324	(20)
102	di cui: - ricerca esplorativa	67	203	(67)	347	569	(39)
1.208	- sviluppo di idrocarburi	1.304	1.213	8	3.893	4.724	(18)
4	Global Gas & LNG Portfolio	10	4	..	15	10	50
397	Enilive e Plenitude	288	205	40	890	572	56
88	- Enilive	98	81	21	219	189	16
309	- Plenitude	190	124	53	671	383	75
221	Refining, Chimica e Power	178	142	25	510	436	17
130	- Refining	113	77	47	300	254	18
65	- Chimica	53	41	29	158	110	44
26	- Power	12	24	(50)	52	72	(28)
81	Corporate e altre attività	149	104	43	286	218	31
(2)	Elisioni di consolidamento	(8)	(7)		(17)	(11)	
2.021	Investimenti tecnici ^(a)	2.001	1.873	7	5.953	6.549	(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 (€572 milioni e €483 milioni nel terzo trimestre 2024 e 2023, rispettivamente, €1.628 milioni e €672 milioni nei nove mesi 2024 e nei nove mesi 2023, rispettivamente).

Nei nove mesi 2024 gli investimenti di €5.953 mln (€6.549 mln nei nove mesi 2023) evidenziano un decremento del 9% rispetto al periodo di confronto, in particolare:

- nel settore Exploration & Production, gli investimenti sono relativi principalmente allo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€3.893 mln) in particolare in Costa d'Avorio, Congo, Italia, Egitto, Iraq, Libia, Algeria, Kazakhstan e Emirati Arabi Uniti;
- nel settore Enilive e Plenitude, gli investimenti Plenitude (€671 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 (€219 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 relativi all'attività di raffinazione tradizionale in Italia (€300 mln), per la nuova bioraffineria di Livorno, per l'attività di mantenimento e stay-in-business e nel business della chimica (€158 mln) per progetti di economia circolare e asset integrity;
- gli investimenti nel settore Corporate sono principalmente relativi alle attività di CCUS e i progetti di agribusiness (€123 mln).

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

II Trim. 2024			III Trim.		Nove mesi	
			2024	2023	2024	2023
64	Italia	(mgl di boe/giorno)	60	68	64	70
248	Resto d'Europa		225	172	247	175
318	Africa Settentrionale		299	286	309	284
295	Egitto		277	313	288	323
300	Africa Sub-Sahariana		309	308	304	295
156	Kazakhstan		150	147	157	158
197	Resto dell'Asia		204	187	202	182
131	America		134	144	130	142
3	Australia e Oceania		3	10	3	8
1.712	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}		1.661	1.635	1.704	1.637
391	- di cui società in Joint Venture e collegate		380	330	388	325
146	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	138	135	426	401

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

II Trim. 2024			III Trim.		Nove mesi	
			2024	2023	2024	2023
26	Italia	(mgl di barili/giorno)	27	28	27	29
135	Resto d'Europa		127	105	135	103
121	Africa Settentrionale		114	117	118	122
62	Egitto		61	67	62	69
168	Africa Sub-Sahariana		175	172	174	169
112	Kazakhstan		107	105	111	112
87	Resto dell'Asia		94	87	90	86
66	America		70	77	66	75
	Australia e Oceania					
777	Produzione di petrolio e condensati		775	758	783	765
209	- di cui società in Joint Venture e collegate		205	183	210	178

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

II Trim. 2024			III Trim.		Nove mesi	
			2024	2023	2024	2023
6	Italia	(mln di metri cubi/giorno)	5	6	5	6
17	Resto d'Europa		15	10	17	11
29	Africa Settentrionale		28	25	28	24
35	Egitto		32	37	34	37
19	Africa Sub-Sahariana		20	20	19	19
6	Kazakhstan		6	6	7	7
16	Resto dell'Asia		16	15	17	14
10	America		9	10	10	10
-	Australia e Oceania		-	1	-	1
138	Produzione di gas naturale		131	130	137	129
27	- di cui società in Joint Venture e collegate		26	22	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 119 mila boe/giorno nel terzo trimestre 2024 e 2023, rispettivamente, 125 e 125 mila boe/giorno nel nove mesi 2024 e 2023, rispettivamente e 125 mila boe/giorno nel secondo trimestre 2024).