



Eni: risultati del quarto trimestre e dell'esercizio 2024

- I risultati del 4° trimestre confermano la solidità del modello aziendale Eni, fondato sulla disciplina nei costi e negli investimenti.
- I risultati operativi e finanziari del Gruppo nel 2024 superano le attese iniziali grazie all'efficace esecuzione della strategia.
- Gli investimenti di KKR in Enilive e di EIP in Plenitude confermano l'appetibilità dei satelliti Eni focalizzati sulla transizione in un anno di solidi progressi strategici.
- Il rapporto d'indebitamento "proforma" del Gruppo si attesta al 15%, grazie ai rapidi progressi della manovra di portafoglio.
- Assicurati ritorni agli azionisti di oltre €5 mld grazie ai risultati industriali e all'azione di rientro del debito.

San Donato Milanese, 27 febbraio 2025 - Il Consiglio di Amministrazione di Eni, riunitosi ieri sotto la presidenza di Giuseppe Zafarana, ha approvato i risultati consolidati del quarto trimestre e dell'esercizio 2024 (non sottoposti a revisione contabile). Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"Nel 2024, crescita e creazione di valore hanno raggiunto un livello di eccellenza, supportati dalla nostra struttura finanziaria e dalla disciplina nei costi. La nostra posizione di leadership nell'industria è frutto della competitività del portafoglio di attività e del coerente disegno gestionale e finanziario del modello satellitare, che ha concretizzato oltre €21 mld di valore d'impresa nel corso dell'anno.

Continuiamo a estrarre valore dal nostro portafoglio di risorse, con E&P che ha conseguito un incremento del 3% nella produzione di gas e petrolio guidato dagli avvisi di progetti organici e dall'integrazione di Neptune. Ne abbiamo accresciuto il valore attraverso la creazione di un nuovo satellite geograficamente focalizzato in combinazione con Ithaca Energy nel Mare del Nord, portando nel contempo avanti la dismissione di attività mature e non strategiche. La nostra esplorazione ha proseguito nel proprio percorso di risultati di assoluto rilievo, con 1,2 mld di boe di nuove risorse, che costituiscono la base per lo sviluppo futuro e aprono opportunità di monetizzazione anticipata delle scoperte, in linea con il nostro dual model. Il business della chimica, impattato dalle debolezze strutturali dell'industria europea, ha avviato un processo di ristrutturazione e di trasformazione che farà leva sulle nostre competenze tecnologiche nel costruire business caratterizzati da vantaggi competitivi nella transizione energetica e nell'economia circolare.

Plenitude ed Enilive hanno entrambe conseguito gli obiettivi annuali in termini di EBITDA, nonostante il contesto di mercato sfidante, evidenziando il valore del nostro approccio focalizzato sul lungo termine. I risultati operativi sono stati eccellenti, come evidenziano la crescita della capacità installata di rinnovabili e delle lavorazioni. Applicando il nostro consolidato modello satellitare, stiamo avanzando nella realizzazione dei progetti CCS in Italia e nel Regno Unito, ponendo le basi per la creazione di un nuovo satellite legato alla transizione, facendo leva sulle nostre competenze distintive e sul posizionamento dei nostri asset.

Questi eccellenti progressi strategici e operativi hanno consentito di realizzare €14,3 mld di utile operativo proforma adjusted e €13,6 mld di flusso di cassa adjusted, entrambi ben superiori alle nostre previsioni.

Dopo aver finanziato €8,8 mld di investimenti organici, livello minore rispetto alle stime iniziali, la gestione ha reso disponibile un avanzo pari a circa €5 mld, in grado di coprire la remunerazione degli azionisti, che comprende un dividendo incrementato rispetto al 2023 e un ritmo accelerato nel programma di riacquisto di azioni proprie quasi raddoppiato a €2 mld. Inoltre, le nostre operazioni di portafoglio hanno consentito di trarre un minimo storico nel rapporto d'indebitamento attestatosi su base proforma al 15%, che ci assicura la flessibilità finanziaria per continuare a investire nel business e a remunerare i nostri azionisti attraverso i cicli dell'industria."

Principali dati operativi e risultati economico-finanziari

III Trim. 2024			IV Trim.			Esercizio		
			2024	2023	var %	2024	2023	var %
1.661	Produzione di idrocarburi	mgj di boe/g	1.716	1.708	1	1.707	1.655	3
3,1	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	gigawatt	4,1	3,0	37	4,1	3,0	37
3.400	Utile operativo proforma adjusted ^(a)	€ milioni	2.699	3.755	(28)	14.322	17.809	(20)
2.442	società consolidate		1.694	2.769	(39)	10.348	13.805	(25)
958	società partecipate rilevanti ^(b)		1.005	986	2	3.974	4.004	(1)
	Utile operativo proforma adjusted (per settore) ^(a)							
3.259	E&P		2.780	3.339	(17)	13.022	13.538	(4)
286	Global Gas & LNG Portfolio (GGP) e Power		279	758	(63)	1.274	3.599	(65)
306	Enilive e Plenitude		133	161	(17)	1.143	1.253	(9)
(192)	Refining e Chimica		(275)	(134)	..	(713)	46	..
(259)	Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento		(218)	(369)		(404)	(627)	
2.656	Utile netto ante imposte adjusted ^(a)		1.932	3.189	(39)	11.132	15.108	(26)
1.271	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(c)}		892	1.662	(46)	5.264	8.322	(37)
522	Utile (perdita) netto ^(c)		247	173	43	2.641	4.771	(45)
2.898	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo ^(a)		2.889	3.606	(20)	13.590	16.498	(18)
2.997	Flusso di cassa netto da attività operativa		3.620	4.175	(13)	13.092	15.119	(13)
1.995	Investimenti organici ^(d)		2.693	2.433	11	8.804	9.160	(4)
11.627	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		12.175	10.899		12.175	10.899	
53.478	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		55.691	53.644		55.691	53.644	
0,22	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,22	0,20		0,22	0,20	
	Leverage proforma ^(e)		0,15			0,15		

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

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

(c) Di competenza azionisti Eni.

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

(e) Considera gli incassi delle operazioni definite nel 2024 non ancora finalizzate relative alle cessioni della quota di Enilive, seconda tranche di Plenitude e ulteriori transazioni.

Highlight strategici e finanziari

Nel quarto trimestre Eni ha realizzato ulteriori progressi nella strategia di crescita e generazione di valore facendo leva sul portafoglio di asset e sul modello satellitare, confermando il distintivo vantaggio competitivo del gruppo nella transizione.

- Nel quarto trimestre '24, produzione di idrocarburi pari a 1,72 mln boe/g (su base annua a 1,71 mln boe/g, +3%) assicurando ai mercati forniture energetiche affidabili e competitive.
- Avviata a dicembre, in linea con i piani, la fase II del Progetto a olio Baleine, al largo della Costa d'Avorio, grazie alla rapidità di esecuzione e allo sviluppo per fasi che hanno consentito di ridurre i tempi di commercializzazione.
- Anche il progetto Congo FLNG avanza speditamente verso il completamento atteso a fine 2025, con il varo della nave galleggiante di produzione di GNL Nguya che consentirà di incrementare la capacità di liquefazione del progetto fino a 3 MTPA dagli attuali 0,6 MTPA.
- L'esplorazione continua a registrare eccellenti risultati con 1,2 mld di risorse aggiunte nell'anno, segnando l'avvio di una nuova fase di crescita del gas grazie alle rilevanti scoperte nell'offshore dell'Indonesia e di Cipro.
- Nel 2024, capacità installata da fonti rinnovabili in aumento del 37% a 4,1 GW; lavorazioni bio in crescita del 29%. Avviato in Sicilia il primo impianto per la produzione di bio-jet.
- Enilive e Plenitude hanno conseguito entrambe l'obiettivo di EBITDA annuale, complessivamente pari a €1,9 mld.
- Gli investimenti strategici del 2024 di KKR in Enilive con l'acquisizione del 25% e di EIP in Plenitude, con l'incremento della partecipazione al 10%, per un ammontare complessivo di €3,1 mld, confermano l'appetibilità del nostro modello satellitare con la costituzione di entità focalizzate sulla transizione in grado di attrarre capitali specializzati per finanziare la loro crescita indipendente, al contempo esplicitando valore per Eni. Nel febbraio 2025, in linea con l'accordo della prima operazione, è stato concordato con KKR l'aumento della propria partecipazione in Enilive del 5% fino a raggiungere complessivamente il 30%, rafforzando ulteriormente l'opportunità di investimento per i nostri satelliti legati alla transizione.
- In linea con i precedenti successi di Vår Energi e di Azule Energy, è stato costituito un nuovo satellite nell'upstream attraverso la combinazione del portafoglio di attività a olio e a gas di Eni e di Ithaca Energy nel Regno Unito, al fine di massimizzare le opzioni di crescita e i ritorni.
- La leadership tecnologica del gruppo Eni sarà potenziata attraverso il nuovo sistema di super calcolo HPC6 (High-Performance Computing 6) che si colloca tra i migliori cinque al mondo e primo nel settore.
- Facendo leva sulla significativa scoperta del Blocco 6 nell'offshore di Cipro, nel febbraio 2025 è stato firmato un importante accordo per esportare il gas cipriota in Europa attraverso l'Egitto.

L'accelerazione del programma di valorizzazione del portafoglio e il maggior contributo rispetto a quanto pianificato hanno consentito di distribuire agli azionisti €5,1 mld di cassa attraverso i dividendi e l'esecuzione di un programma di acquisto di azioni proprie quasi raddoppiato a €2 mld, completato all'80%.

- Il rapporto d'indebitamento proforma si attesta al 15% beneficiando dei prossimi incassi dalle cessioni della quota del 25% di Enilive a KKR (€2,9 mld) e della seconda tranche di Plenitude a EIP (circa €0,2 mld) nonché di ulteriori transazioni in corso.
- I recenti successi esplorativi hanno creato significative opportunità di monetizzazione anticipata e di esplicitazione di valore.

I risultati del quarto trimestre riflettono i progressi della nostra strategia e la continua disciplina finanziaria.

- Nel quarto trimestre 2024 è stato conseguito l'utile operativo proforma adjusted¹ di €2,7 mld e l'utile netto adjusted di €0,9 mld. Il flusso di cassa adjusted di €2,9 mld è stato sostenuto dai continui progressi nell'attuazione della strategia, dal contributo dei nuovi progetti e dalla disciplina finanziaria.
- Nel quarto trimestre 2024 il settore Exploration & Production ha conseguito l'utile operativo proforma adjusted di €2,8 mld sostenuto dall'apporto di barili a più elevata redditività dei nuovi progetti, dall'efficace esecuzione e dal controllo dei costi, nonostante l'indebolimento del Brent abbia influenzato sia il confronto con il trimestre dell'anno precedente sia quello sequenziale (-17% e -15%, rispettivamente). Solido livello produttivo nel trimestre, in crescita del 3% su base sequenziale (invariato rispetto al trimestre di confronto) beneficiando della maggiore attività in Kazakhstan e Libia, del ramp-up produttivo dei nuovi progetti in Costa d'Avorio, Congo e Mozambico nonostante la finalizzazione di alcuni disinvestimenti.
- Nel quarto trimestre 2024 l'utile operativo proforma adjusted del settore GGP e Power è stato stabile a €0,28 mld.
- Enilive ha conseguito l'EBITDA proforma adjusted di €0,14 mld sostenuto dalla performance del marketing, parzialmente compensata dalla riduzione dei margini dei biocarburanti. Nel quarto trimestre Plenitude ha ottenuto l'EBITDA proforma adjusted di €0,21 mld, grazie alla solida performance dell'attività retail.

¹ Come anticipato nel comunicato stampa sui risultati del terzo trimestre, sono state apportate modifiche non significative ai reporting segment per riflettere la nuova organizzazione efficace a partire da questo trimestre, cioè Power aggregato al settore GGP e l'attività di trading oil inclusa in E&P. Maggiori dettagli sono forniti nella sezione "Criteri di redazione" a pag. 17.

- Il business Refining ha conseguito una perdita operativa proforma adjusted di €0,04 mld, in peggioramento sia su base sequenziale sia nel confronto con lo stesso periodo dell'anno precedente, a causa del deterioramento dei margini dei prodotti e delle minori lavorazioni. La chimica ha registrato una perdita di €0,23 mld in linea con i precedenti trimestri risentendo dell'ininterrotta contrazione dell'industria europea a causa della debole domanda, della pressione competitiva e dei costi energetici più elevati rispetto ad altre geografie.
- Su base annua, il gruppo ha conseguito pienamente le previsioni di utile (+€1,7 mld a scenario costante, con €14,3 mld di utile proforma adjusted) grazie al contributo della E&P, alla performance di GGP superiore del 40% rispetto alla guidance iniziale e ai significativi contributi di Enilive/Plenitude in uno scenario sfavorevole.
- Nell'esercizio 2024 il flusso di cassa operativo adjusted prima del capitale circolante è stato pari a €13,6 mld superiore alle previsioni (+€1,0 mld), ampiamente eccedente il fabbisogno per gli investimenti organici di €8,8 mld, anch'esso in riduzione rispetto alla guidance di €9 mld. Il free cash flow organico di circa €5 mld ha sostanzialmente finanziato la remunerazione degli azionisti di €5,1 mld e unitamente agli incassi netti da dismissione di €0,2 mld ha consentito di contenere l'indebitamento finanziario netto a €12,2 mld, che sconta l'acquisizione di Neptune (€2,4 mld) a inizio anno.

Outlook 2025

Le prospettive del business e i principali target industriali e finanziari a breve/medio e lungo termine saranno illustrati nella Strategy Presentation prevista alle ore 14.00 nella giornata odierna. Il contenuto del Capital Markets Update sarà diffuso con un comunicato stampa emesso in giornata prima della conference call, disponibile sul sito web di Eni (eni.com), e secondo le altre modalità previste dai listing standard.

Segmenti di business: risultati operativi e finanziari

Exploration & Production

Produzione e prezzi

III Trim. 2024			IV Trim.			Esercizio		
			2024	2023	var %	2024	2023	var %
80,18	Brent dated	\$/barile	74,69	84,05	(11)	80,76	82,62	(2)
1,098	Cambio medio EUR/USD		1,067	1,075	(1)	1,082	1,081	
1.661	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.716	1.708	1	1.707	1.655	3
775	Petrolio	mgl di barili/g	786	781	1	784	769	2
131	Gas naturale	mln di metri cubi/g	138	137	1	137	131	5
55,95	Prezzi medi di realizzo ^(a)	\$/boe	54,46	57,48	(5)	55,43	56,23	(1)
73,88	Petrolio	\$/barile	69,02	77,53	(11)	73,64	74,87	(2)
259	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	260	255	2	256	257	(1)

(a) I prezzi si riferiscono alle società consolidate.

- Nel quarto trimestre 2024 la produzione di idrocarburi è stata in media di 1,72 mln di boe/giorno (1,71 mln di boe/giorno nell'anno). La produzione è aumentata del 3% rispetto al 2023 per effetto della crescita organica e della piena integrazione di Neptune, scontando la cessione delle attività in Nigeria, Alaska e Congo nell'ambito del piano di valorizzazione del portafoglio E&P. La crescita organica è stata alimentata dalla progressiva regimazione del progetto Baleine in Costa d'Avorio, in Congo e in Mozambico, nonché dai maggiori contributi di Messico e Libia.
- La produzione di petrolio è stata di 786 mila barili/giorno nel quarto trimestre 2024, in aumento dell'1% rispetto al quarto trimestre 2023 (784 mila barili/giorno nell'anno, +2% vs. 2023) per effetto principalmente dell'acquisizione di Neptune e della crescita in Costa d'Avorio, Messico e Libia. Questi incrementi sono stati in parte compensati dai minori contributi in Egitto e Kazakhstan nonché dal declino dei campi maturi e dalla cessione delle attività.
- La produzione di gas naturale è stata di 138 mln di metri cubi/giorno, in aumento dell'1% rispetto al quarto trimestre 2023 (137 mln di metri cubi/giorno nell'anno, +5% vs. 2023) per effetto principalmente dell'acquisizione di Neptune e della crescita in Congo, Mozambico e Libia. Questi incrementi sono stati in parte compensati dal declino dei campi maturi e dal rallentamento delle attività in Egitto a seguito della difficoltà da parte delle aziende di Stato nel finanziare la loro quota di spesa.
- 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.

Riserve certe di idrocarburi – dati preliminari

(bboe)

Riserve certe al 31 dicembre 2023	6,4
Promozioni	0,7
Produzione	(0,6)
Riserve certe al 31 dicembre 2024	6,5
Tasso di rimpiazzo all sources	(%) 113

- Nel 2024 le promozioni nette di riserve certe sono state di 0,7 mld di boe. Le promozioni sono riferibili a nuove scoperte, estensioni e revisioni di precedenti stime. Tali incrementi rapportati alla produzione dell'anno esprimono un tasso di rimpiazzo all sources del 113%.
- La vita residua delle riserve è di 10,4 anni al 31 dicembre 2024.
- L'informativa completa sulle riserve certe di idrocarburi sarà fornita nella Relazione Finanziaria Annuale e nell'Annual Report on Form 20-F 2024.

Risultati

III Trim.	2024	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
			2024	2023	var %	2024	2023	var %
	3.259	Utile operativo proforma adjusted	2.780	3.339	(17)	13.022	13.538	(4)
	933	<i>di cui: società partecipate rilevanti</i>	984	889	11	3.802	3.414	11
	2.264	Utile (perdita) operativo delle società consolidate	706	1.450	(51)	6.715	8.693	(23)
	62	Esclusione special items	1.090	1.000		2.505	1.431	
	2.326	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	1.796	2.450	(27)	9.220	10.124	(9)
	2.552	Utile (perdita) ante imposte adjusted	2.219	2.893	(23)	10.247	11.239	(9)
	49,6	<i>tax rate (%)</i>	55,6	50,6		53,4	49,7	
	1.286	Utile (perdita) netto adjusted	986	1.429	(31)	4.777	5.648	(15)
	113	Costi di ricerca esplorativa:	442	331	34	741	687	8
	54	<i>costi di prospezioni, studi geologici e geofisici</i>	51	40		186	205	
	59	<i>radiazione di pozzi di insuccesso</i>	391	291		555	482	
	1.384	Investimenti tecnici	1.785	1.810	(1)	6.055	7.135	(15)

- Nel quarto trimestre 2024 il settore Exploration & Production ha registrato l'utile operativo proforma adjusted di €2.780 mln, in riduzione del 17% rispetto al quarto trimestre 2023, a causa dei minori prezzi di realizzo dei liquidi che riflettono la riduzione del prezzo del petrolio in dollari (marker Brent -11% nel trimestre). Tale effetto negativo è stato in parte compensato dai maggiori prezzi di realizzo del gas naturale (+2% rispetto al corrispondente periodo del 2023) nonché dalla crescita produttiva e dalle azioni di efficienza. Nel 2024, l'utile operativo proforma adjusted di €13.022 mln è in calo del 4% rispetto al 2023 a causa degli stessi driver del trimestre.
- Nel quarto trimestre 2024, il settore ha registrato un utile netto adjusted di €986 mln, in riduzione del 31% rispetto al quarto trimestre 2023 principalmente per il minore risultato della gestione industriale, parzialmente compensato dal maggior contributo delle JV e collegate. L'utile netto adjusted di €4.777 mln nell'esercizio 2024 evidenzia una riduzione del 15% rispetto all'esercizio 2023.
- Nel quarto trimestre 2024, il tax rate si attesta a circa il 56%, in aumento di 5 punti percentuali rispetto al quarto trimestre 2023 (nei dodici mesi in aumento di circa 3 punti percentuali). Il tax rate del 2024 del settore Exploration & Production riflette l'attuale mix geografico dei profitti con la maggiore incidenza di paesi a più elevata fiscalità e l'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

- Incremento del portafoglio esplorativo nel 2024 di 1,2 mld di boe, grazie al contributo di Indonesia, in Costa d'Avorio di Calao, all'attività di appraisal presso la scoperta Cronos a Cipro e a due scoperte in Messico.
- A novembre, finalizzata la cessione a Hilcorp del 100% dei giacimenti Nikaitchuq e Oooguruk in Alaska.
- A novembre, firmati contratti esplorativi con il Ministero delle Miniere, del Petrolio e dell'Energia della Costa d'Avorio per l'acquisizione di quattro blocchi offshore che si estendono per circa 5.720 kmq, localizzati vicino alla scoperta di Calao.
- A dicembre, avviata in produzione la Fase 2 del progetto Baleine, che segna un passo importante nello sviluppo delle riserve offshore della Costa d'Avorio. L'unità galleggiante di produzione e stoccaggio (FPSO - Floating Production, Storage and Offloading Unit) Petrojarl Kong è stata realizzata nei tempi e nei costi previsti, in linea con il nostro approccio accelerato per ridurre il time-to-market, affiancando l'attuale FSO Yamoussoukro. Il gas associato soddisferà la domanda di energia locale attraverso il collegamento con un gasdotto realizzato già durante la Fase 1 del progetto.
- A novembre, nell'ambito del piano di espansione in corso del progetto Congo LNG, inaugurata l'unità galleggiante Nguya FLNG (Floating Liquefied Natural Gas). La FNLG con una capacità di liquefazione di 2,4 mln di tonnellate/anno, affiancherà l'attuale Tango FLNG, in produzione da dicembre 2023 con una capacità di 0,6 mln di tonnellate/anno. Il progetto è previsto raggiungere la capacità di liquefazione complessiva (3 mln di tonnellate/anno) alla fine del 2025.
- A febbraio, firmato un importante accordo con le competenti autorità di Egitto e Cipro per lo sfruttamento della scoperta a gas di Cronos nel Blocco 6 nell'offshore di Cipro che consentirà l'esportazione del gas in Europa attraverso l'infrastruttura Eni esistente in Egitto, gli impianti di trattamento del giacimento di Zohr e la capacità di liquefazione dell'impianto GNL di Damietta.

Global Gas & LNG Portfolio e Power

Vendite e produzione

III Trim. 2024			IV Trim.			Esercizio		
			2024	2023	var %	2024	2023	var %
38	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/MWh	45	41	9	36	42	(14)
35	TTF		43	41	6	34	41	(15)
3	Spread PSV vs. TTF		2	0	..	2	2	
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi						
5,09	Italia		6,67	6,58	1	24,40	24,40	(0)
4,92	Resto d'Europa		7,78	6,50	20	23,40	23,84	(2)
0,16	Importatori in Italia		0,31	0,60	(48)	1,26	2,29	(45)
4,76	Mercati europei		7,47	5,90	27	22,14	21,55	3
0,78	Resto del Mondo		0,81	0,53	53	3,08	2,27	36
10,79	Totale vendite gas ^(a)		15,26	13,61	12	50,88	50,51	1
2,20	Vendite di GNL		2,7	2,4	13	9,8	9,6	2
	Power							
5,33	Produzione termoelettrica	TWh	5,60	5,14	9	20,16	20,66	(2)

(a) Include vendite intercompany.

Global Gas & LNG Portfolio

- Nel quarto trimestre 2024, le vendite di gas naturale di 15,26 mld di metri cubi sono in aumento del 12% rispetto al periodo di confronto per effetto della positiva performance nei mercati Europei (+27% rispetto al Q4 '23), principalmente in Benelux, Francia e Turchia e dei maggiori volumi in Italia, principalmente nel settore grossisti e industriale. Nel quarto trimestre 2024, le vendite di GNL sono aumentate di circa il 13% principalmente grazie ai nuovi volumi disponibili dal Congo LNG. Nel 2024, le vendite di gas naturale ammontano a 50,88 mld di metri cubi, sostanzialmente invariate rispetto al 2023.

Power

- La produzione termoelettrica è stata pari a 5,60 TWh nel quarto trimestre 2024, in aumento del 9% rispetto al periodo di confronto, per effetto dell'ottimizzazione della produzione nonché delle minori fermate. Nel 2024 la produzione è stata pari a 20,16 TWh, sostanzialmente in linea rispetto al 2023.

Risultati

III Trim. 2024		(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
			2024	2023	var %	2024	2023	var %
286	Utile operativo proforma adjusted		279	758	(63)	1.274	3.599	(65)
253	GGP		226	717	(68)	1.138	3.433	(67)
8	di cui: società partecipate rilevanti		8	40	(80)	39	186	(79)
33	Power		53	41	29	136	166	(18)
(95)	Utile (perdita) operativo delle società consolidate		(130)	1.339	..	(909)	2.626	..
373	Esclusione special item		401	(621)		2.144	787	
278	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		271	718	(62)	1.235	3.413	(64)
286	Utile (perdita) ante imposte adjusted		277	733	..	1.272	3.463	(63)
40,2	tax rate (%)		31	28,5		38	28,0	
171	Utile (perdita) netto adjusted		191	524	(64)	787	2.494	(68)
22	Investimenti tecnici		43	37	16	110	119	(8)

- Nel quarto trimestre 2024 il settore Global Gas & LNG Portfolio ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €226 mln, includendo il margine operativo della società all'equity SeaCorridor. Rispetto all'analogo periodo di confronto, il risultato è in riduzione del 68% per effetto degli esiti positivi di rinegoziazioni/arbitrati registrati nel 2023. Nell'esercizio 2024, l'utile operativo proforma adjusted di €1.138 mln è in riduzione del 67% rispetto al periodo di confronto a causa dello stesso driver del trimestre nonché di uno scenario particolarmente favorevole, in particolare nella prima parte del 2023.

- Nel 2024 l'utile operativo adjusted delle società consolidate 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.
- Nel quarto trimestre 2024, il business Power ha riportato l'utile operativo proforma adjusted di €53 mln, in aumento del 29% rispetto al quarto trimestre 2023, per effetto di uno scenario più favorevole. Nell'esercizio 2024, l'utile operativo proforma adjusted di €136 mln, evidenzia una riduzione di €30 mln rispetto all'esercizio 2023.

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

Sviluppi strategici

- A novembre, firmato un contratto per la fornitura di GNL in Thailandia, con l'obiettivo di sviluppare ulteriormente il portafoglio GNL nel bacino del Pacifico.

Enilive e Plenitude

Produzioni e vendite

III Trim. 2024			IV Trim.			Esercizio		
			2024	2023	var %	2024	2023	var %
Enilive								
277	Lavorazioni bio	mgl ton	163	265	(38)	1.115	866	29
74	Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio	%	43	71		74	71	
6,11	Totale vendite Enilive	mln ton	4,81	5,68	(15)	22,73	22,79	(0)
2,07	Vendite rete		1,95	1,86	5	7,69	7,51	2
1,43	di cui: Italia		1,37	1,32	4	5,40	5,32	2
3,44	Vendite extrarete ^(a)		2,37	3,12	(24)	12,77	12,56	2
2,64	di cui: Italia		1,92	2,43	(21)	9,90	9,83	1
0,60	Altre vendite		0,49	0,70	(30)	2,27	2,72	(17)
21,0	Quota mercato rete Italia	%	21,6	21,7		21,2	21,4	
Plenitude								
10,0	Clienti retail/business a fine periodo	mln pdf	10,0	10,1	(1)	10,0	10,1	(1)
0,49	Vendite retail e business gas a clienti finali	mld di metri cubi	1,73	1,74	(1)	5,51	6,06	(9)
4,88	Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	terawattora	4,62	4,60	0	18,28	17,98	2
3,1	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	gigawatt	4,1	3,0	37	4,1	3,0	37
1,2	Produzione di energia da fonti rinnovabili	terawattora	1,2	1,0	20	4,7	4,0	18
21,0	Punti di ricarica veicoli elettrici a fine periodo	migliaia	21,3	19,0	12	21,3	19,0	12

(a) 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 quarto trimestre 2024 i **volumi di lavorazione bio** pari a 163 mila tonnellate sono in riduzione del 38% rispetto allo stesso periodo del 2023 e risentono principalmente dei minori volumi lavorati presso la bioraffineria di Gela per effetto delle fermate per l'avvio dell'impianto di bio-jet. Nell'esercizio 2024 le lavorazioni bio sono in aumento del 29% rispetto al 2023, grazie al contributo della raffineria di Chalmette.
- Le **vendite rete** ammontano a 1,95 mln di tonnellate nel quarto trimestre 2024, in aumento del 5% rispetto al periodo di confronto a seguito di maggiori vendite di benzine e HVO in Italia, nonché in Germania, Spagna e Francia. Nell'esercizio 2024, le vendite rete ammontano a 7,69 mln di tonnellate, +2% rispetto al periodo di confronto: i maggiori volumi di benzina e HVO, in parte compensati dai minori volumi venduti di gasolio in Italia.
- Le **vendite extrarete** sono pari a 2,37 mln di tonnellate nel quarto trimestre 2024, in calo del 24% rispetto al 2023 a seguito dei minori volumi di gasolio, in parte compensati dalle maggiori vendite di jet-fuel. Nell'esercizio 2024 le vendite extrarete sono state pari a 12,77 milioni di tonnellate, in aumento del 2%.

Plenitude

- Al 31 dicembre 2024, i **clienti retail/business** leggermente superiori a 10 mln (gas ed energia elettrica), in lieve riduzione rispetto al 31 dicembre 2023, a causa della contrazione registrata nei clienti gas in Italia, parzialmente compensata dall'aumento della base clienti di energia elettrica nel resto d'Europa.
- Le **vendite retail e business di gas** pari a 1,73 mld di metri cubi nel quarto trimestre 2024, sono in lieve calo rispetto al periodo di confronto. Nel 2024 le vendite in calo del 9% ammontano a 5,51 mld di metri cubi, principalmente a seguito dei minori consumi.
- Le **vendite retail e business di energia elettrica ai clienti finali** pari a 4,62 TWh nel quarto trimestre 2024 sono in linea rispetto allo stesso periodo del 2023. Nell'esercizio 2024, le vendite di 18,28 TWh sono in aumento del 2% rispetto al 2023.
- Al 31 dicembre 2024, la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 4,1 GW, in aumento di circa 1,1 GW rispetto al 31 dicembre 2023, principalmente grazie allo sviluppo organico dei progetti negli Stati Uniti, in Spagna, Regno Unito e Italia, e alle acquisizioni in Spagna e Germania, nonché negli Stati Uniti con due impianti fotovoltaici dalla capacità totale di 0,2 GW (in quota Eni) finalizzata a fine anno.
- La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 1,2 TWh nel quarto trimestre 2024, in aumento del 20% rispetto al quarto trimestre 2023 (4,7 TWh nel 2024, in aumento del 18% rispetto al 2023), principalmente grazie al positivo contributo degli asset in operation acquisiti e allo start-up dei progetti organici.
- I **punti di ricarica dei veicoli elettrici** installati al 31 dicembre 2024 sono pari a 21,3 mila unità, in aumento del 12% rispetto alle 19 mila unità al 31 dicembre 2023, grazie allo sviluppo della rete.

Risultati

III Trim.		IV Trim.			Esercizio		
2024	(€ milioni)	2024	2023	var %	2024	2023	var %
496	EBITDA proforma adjusted	341	347	(2)	1.910	1.940	(2)
252	Enilive	136	173	(21)	852	1.013	(16)
244	Plenitude	205	174	18	1.058	927	14
306	Utile operativo proforma adjusted	133	161	(17)	1.143	1.253	(9)
173	Enilive	53	91	(42)	539	738	(27)
(18)	di cui: società partecipate rilevanti		(19)		(32)	(4)	
133	Plenitude	80	70	14	604	515	17
207	Utile (perdita) operativo delle società consolidate	236	(340)	169	1.589	(74)	..
118	Esclusione special item	(100)	520		(402)	1.331	
325	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	136	180	(24)	1.187	1.257	(6)
284	Utile (perdita) ante imposte adjusted	128	147	(13)	1.076	1.186	(9)
34,5	tax rate (%)	25,8	32,7		32,7	31,8	
186	Utile (perdita) netto adjusted	95	99	(4)	724	809	(11)
291	Investimenti tecnici	408	477	(14)	1.303	1.064	22

- Nel quarto trimestre 2024, il business **Enilive** ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €53 mln, in calo del 42% 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 circa il 20% rispetto al quarto trimestre 2023). Tale trend è stato in parte compensato dai risultati positivi del marketing che hanno beneficiato della migliore performance del business retail. Nell'esercizio 2024, Enilive ha riportato un utile operativo proforma adjusted di €539 mln che si confronta con €738 mln dell'esercizio 2023 (-27%).

Il business ha conseguito un Ebitda proforma adjusted pari a €136 mln, in riduzione del 21% rispetto al quarto trimestre 2023 (€173 mln). Nel 2024 l'Ebitda proforma adjusted è stato di €852 mln, rispetto a €1.013 mln del 2023 (-16%).

- Nel quarto trimestre 2024, **Plenitude** ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €80 mln, in aumento del 14% rispetto al quarto trimestre 2023, per effetto dei solidi risultati del business retail e del ramp-up della capacità installata da fonti rinnovabili e dei relativi volumi, confermando il valore del nostro modello di business integrato (nel 2024 l'utile operativo proforma adjusted ammonta a €604 mln, in aumento del 17% rispetto al periodo di confronto pari a €515 mln). Il business ha conseguito un Ebitda proforma adjusted pari a €205 mln, in aumento del 18% rispetto al quarto trimestre 2023. Nell'esercizio 2024, €1.058 mln, in crescita del 14% rispetto al periodo di confronto (€927 mln).

L'indebitamento finanziario netto di Plenitude, consolidato nei risultati Eni, è pari a €2,3 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 novembre, Eni, Plenitude ed Energy Infrastructure Partners (EIP) hanno firmato l'accordo per un ulteriore incremento della partecipazione di EIP in Plenitude, attraverso un aumento di capitale riservato pari a circa €209 mln. La partecipazione di EIP, post-transazione, sarà pari al 10% del capitale sociale di Plenitude, per un investimento complessivo di circa €800 mln, tenuto conto di €588 mln versati lo scorso marzo.
- A novembre, Plenitude, attraverso la JV Vårgrønn (Plenitude 65%), è entrata nel mercato tedesco dell'energia eolica offshore con l'acquisizione della quota del 27,4% nel progetto offshore eolico Baltic 2 da PGGM Infrastructure Fund con una capacità di 288 MW.
- A novembre, sottoscritto con MSC (Mediterranean Shipping Company) un Memorandum of Understanding relativo alla transizione energetica. L'accordo include il potenziale utilizzo di GNL nonché di vettori energetici a minori emissioni di carbonio (HVO e bio-GNL) e lubrificanti da materie prime rinnovabili, per l'utilizzo da parte della flotta MSC.
- A dicembre, costituita la società Pengerang Biorefinery Sdn. Bhd., in partnership con Petronas ed Euglena, a seguito dell'ottenimento della decisione finale d'investimento per la costruzione di una bioraffineria in Malesia e delle autorizzazioni delle competenti autorità antitrust. Assegnati i contratti per la costruzione dell'impianto.
- A dicembre, costituita la società LG-Eni BioRefining Co. Ltd., con il partner LG Chem, a seguito dell'ottenimento della decisione finale d'investimento per la costruzione di una bioraffineria in Corea del Sud e delle autorizzazioni delle competenti autorità antitrust. Assegnato il contratto per la costruzione dell'impianto.
- A dicembre, Enilive ha firmato con EasyJet un accordo per forniture di Sustainable Aviation Fuel (SAF). Inoltre, è stata firmata una lettera di intenti per l'acquisto di circa 30.000 tonnellate di SAF per le operazioni di EasyJet in Italia, tra il 2025 e il 2030.
- A dicembre, Plenitude ha completato l'installazione di tre impianti fotovoltaici a Granada per complessivi 150 MW, raggiungendo in Spagna circa 950 MW di capacità rinnovabile installata da fotovoltaico/eolico.
- A gennaio, Plenitude, attraverso la sua controllata Eni New Energy US, ha completato la costruzione dell'impianto di Guajillo in Texas, il sistema di stoccaggio a batterie più grande mai realizzato dalla Società. L'impianto ha una capacità di 200 MW.
- A gennaio 2025, Plenitude, attraverso la sua controllata Eni New Energy US Inc., ha firmato un accordo con la Società EDP Renewables North America LLC per l'acquisizione del 49% di due impianti fotovoltaici già operativi e di un impianto di stoccaggio di energia elettrica in costruzione in California.
- A gennaio 2025, Enilive ha avviato la produzione del primo impianto dedicato alla produzione di Sustainable Aviation Fuel (SAF) nella bioraffineria di Gela, in Sicilia. L'impianto ha una capacità di 400 mila tonnellate/anno.
- A febbraio 2025, in linea con l'accordo della prima operazione, è stato concordato con KKR di aumentare la propria partecipazione in Enilive del 5% fino a raggiungere complessivamente il 30%, rafforzando ulteriormente l'opportunità di investimento per i nostri satelliti legati alla transizione.

Refining e Chimica

Produzioni e vendite

III Trim. 2024			IV Trim.			Esercizio		
			2024	2023	var %	2024	2023	var %
	Refining							
1,7	Standard Eni Refining Margin (SERM) ^(a)	\$/barile	3,7	4,3	(14)	5,1	8,1	(37)
3,29	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	3,30	4,30	(23)	13,76	16,88	(18)
2,68	Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		2,74	2,62	5	10,45	10,51	(1)
5,97	Totale lavorazioni in conto proprio		6,04	6,92	(13)	24,21	27,39	(12)
78	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	78	80		77	78	
	Chimica							
0,81	Vendite prodotti chimici	mln ton	0,74	0,78	(4)	3,17	3,12	2
52	Tasso utilizzo impianti	%	47	48		50	52	

(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 quarto trimestre 2024 il **margine di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin)** si è attestato in media a 3,7 \$/barile, rispetto a 4,3 \$/barile del quarto trimestre 2023, dovuto ai ridotti crack spread dei prodotti, impattati negativamente dalla debole domanda, in particolare nei settori industriali e delle costruzioni, dall'eccesso di capacità e dalla pressione competitiva dalle altre aree geografiche (5,1 \$/barile nel 2024, in riduzione rispetto a 8,1 \$/barile nel 2023, -37%, per effetto del trend registrato nel terzo trimestre 2024).
- Nel quarto trimestre 2024 le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** in Italia, pari a 3,30 mln di tonnellate, sono in riduzione del 23% rispetto al quarto trimestre 2023, per effetto dei minori volumi lavorati presso la raffineria di Livorno a seguito della ristrutturazione degli impianti e presso la raffineria di Sannazzaro. Nel resto del mondo, le lavorazioni sono in crescita del 5% rispetto al quarto trimestre 2023. Nel 2024, le lavorazioni evidenziano un calo principalmente in Italia (-18%) per effetto dei driver citati nel commento ai risultati trimestrali.

Chimica

- Le **vendite di prodotti chimici** di 0,74 mln di tonnellate nel quarto trimestre 2024 sono in diminuzione del 4% rispetto al periodo di confronto a seguito della riduzione della domanda. Nell'esercizio 2024 le vendite sono pari a 3,17 mln di tonnellate, +2% rispetto al periodo di confronto.
- I margini sono rimasti deboli in tutti i settori. I prezzi riportati dalle materie prime non hanno recuperato i costi dei fattori produttivi energetici e delle materie prime, a causa del difficile contesto europeo, della debolezza dell'attività economica e delle pressioni competitive di operatori con strutture di costo migliori.

Risultati

III Trim. 2024		(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
			2024	2023	var %	2024	2023	var %
(192)	Utile (perdita) operativo proforma adjusted		(275)	(134)	..	(713)	46	..
1	Refining		(44)	103	..	101	660	(85)
36	di cui: società partecipate rilevanti		16	76	(79)	177	408	(57)
(193)	Chimica		(231)	(237)	3	(814)	(614)	(33)
(908)	Utile (perdita) operativo delle società consolidate		(590)	(1.378)	57	(1.671)	(2.121)	21
479	Esclusione (utile) perdita di magazzino		(159)	297		95	557	
201	Esclusione special item		458	871		686	1.202	
(228)	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		(291)	(210)	(39)	(890)	(362)	..
(207)	Utile (perdita) ante imposte adjusted		(286)	(129)	..	(755)	47	..
(158)	Utile (perdita) netto adjusted		(107)	(45)	..	(449)	36	..
163	Investimenti tecnici		179	205	(13)	632	556	14

- Nel quarto trimestre 2024, il business **Refining** ha conseguito una perdita operativa proforma adjusted di €44 mln, in calo rispetto al quarto trimestre 2023 a causa della contrazione dei margini e delle minori lavorazioni. Il risultato include il contributo di ADNOC R>. Nel 2024, il business ha conseguito l'utile operativo proforma adjusted di €101 mln, in calo rispetto al periodo di confronto, per effetto degli stessi driver del trimestre.
- Nel quarto trimestre 2024, il business della **Chimica** gestito da Versalis ha riportato una perdita operativa proforma adjusted pari a €231 mln, in leggera riduzione rispetto alla perdita del quarto trimestre 2023. Tale risultato riflette un contesto di perdurante contrazione del settore chimico europeo, dovuto al rallentamento macroeconomico e ai maggiori costi di produzione in Europa che hanno ridotto la competitività delle produzioni di Versalis rispetto ai competitors americani ed asiatici in un contesto di eccesso di offerta. Nel 2024, la perdita proforma adjusted di €814 mln (perdita di €614 mln nel 2023) riflette condizioni di mercato eccezionalmente avverse.

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

Sviluppi strategici

- Come annunciato lo scorso ottobre 2024, Versalis sta attuando un piano molto articolato per il recupero di redditività attraverso la trasformazione, la decarbonizzazione e il rinnovamento del business chimico. Sono previsti significativi investimenti per lo sviluppo di nuove piattaforme chimiche in segmenti a elevato valore aggiunto, legati alla transizione, all'economia circolare e ai prodotti specializzati, mentre le attività in perdita strutturale della chimica di base da idrocarburi saranno ristrutturate, con un impatto complessivo netto positivo sull'occupazione.
- A gennaio 2025, Versalis ha firmato una partnership strategica con Lummus Technology, fornitore globale di tecnologie di processo, che concederà in licenza esclusiva le tecnologie della filiera per la catena di valore dei fenoli. Le due aziende collaboreranno anche in materia di ingegneria, marketing e licenze, oltre a fornire catalizzatori e attrezzature proprietarie per entrambi i processi.
- Nel settore Refining è in corso un piano di ristrutturazione del sito di Livorno, al fine di trasformarlo in una bioraffineria, la quale verrà successivamente conferita in Enilive.

Risultati di sostenibilità e altri sviluppi

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

- A novembre, Eni ha ricevuto il "Gold Standard reporting" dell'Oil and Gas Methane Partnership 2.0 (OGMP 2.0) per l'impegno nella rendicontazione delle emissioni con i massimi livelli di qualità dei dati. OGMP 2.0 è un'iniziativa dell'Osservatorio Internazionale sulle Emissioni di Metano (IMEO) del Programma delle Nazioni Unite per l'Ambiente, volta a stabilire lo standard globale per l'affidabilità e la trasparenza delle rendicontazioni delle emissioni di metano nel settore petrolifero e del gas, quale passaggio necessario per tracciare e indirizzare efficacemente le azioni di mitigazione attraverso dati reali.
- A novembre, Eni ha firmato la convenzione con il Ministero delle Acque e delle Foreste della Costa d'Avorio per lanciare un progetto di conservazione e ripristino della superficie forestale nel Paese. L'iniziativa interesserà 14 foreste su un'area di 155.000 ettari, nelle regioni sud e sud-est del Paese. L'accordo si concentra su due ambiti di intervento: il primo mira a conservare il patrimonio forestale esistente rimasto e la biodiversità, il secondo prevede il ripristino della superficie forestale tramite la piantumazione di circa 12 milioni di alberi.
- A gennaio 2025, Eni attraverso Joule, la scuola di imprenditorialità, ha lanciato "Yasika", il programma per gli innovatori congolese, un'iniziativa dedicata alla promozione dello spirito imprenditoriale e dell'innovazione nella Repubblica del Congo. Il programma, realizzato in collaborazione con Cariplo Factory, Seedstars, insieme alle ONG AVSI e BeEntrepreneurs, mira a sviluppare soluzioni innovative nei settori della transizione energetica e della decarbonizzazione, formando al contempo una nuova generazione di imprenditori congolese.
- A novembre, Eni ha completato ed avviato il nuovo sistema di super calcolo (High Performance Computing - HPC) HPC6 che, con una straordinaria potenza di calcolo di 606 PFlops di picco pari a oltre 600 milioni di miliardi di operazioni matematiche complesse al secondo, si colloca al 5° posto assoluto della nuova classifica mondiale TOP500.
- Nel 2024 è stata confermata la leadership di Eni nei principali rating ESG considerati nella comunità finanziaria (MSCI, Sustainalytics, Moody's Analytics, MIB® ESG, CA100+ Net Zero Benchmark, Carbon Tracker, FTSE4Good Developed Index).

Risultati di Gruppo

III Trim. 2024	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2024	2023	var %	2024	2023	var %
20.658	Ricavi della gestione caratteristica	23.488	24.622	(5)	88.797	93.717	(5)
1.360	Utile (perdita) operativo	(363)	856	..	5.248	8.257	(36)
431	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	9	203		434	562	
651	Esclusione special item ^(a)	2.048	1.710		4.666	4.986	
2.442	Utile (perdita) operativo adjusted	1.694	2.769	(39)	10.348	13.805	(25)
958	Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti	1.005	986	2	3.974	4.004	(1)
3.400	Utile operativo proforma adjusted	2.699	3.755	(28)	14.322	17.809	(20)
3.259	E&P	2.780	3.339	(17)	13.022	13.538	(4)
286	Global Gas & LNG Portfolio (GGP) e Power	279	758	(63)	1.274	3.599	(65)
306	Enilive e Plenitude	133	161	(17)	1.143	1.253	(9)
(192)	Refining e Chimica	(275)	(134)	..	(713)	46	..
(259)	Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento	(218)	(369)		(404)	(627)	
2.656	Utile (perdita) ante imposte adjusted	1.932	3.189	(39)	11.132	15.108	(26)
1.292	Utile (perdita) netto adjusted	911	1.682	(46)	5.340	8.400	(36)
544	Utile (perdita) netto	305	204	..	2.781	4.860	(43)
522	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	247	173	..	2.641	4.771	(45)
309	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	3	143		308	402	
440	Esclusione special item ^(a)	642	1.346		2.315	3.149	
1.271	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	892	1.662	(46)	5.264	8.322	(37)

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

- Nel quarto trimestre 2024 il Gruppo ha conseguito l'**utile operativo proforma adjusted** di €2.699 mln, con una riduzione del 28% rispetto a €3.755 mln del periodo di confronto dovuta a E&P (-17%, corrispondente a -€559 mln) a causa dei minori prezzi di realizzo, del deterioramento dei margini del business Refining (-€147 mln) e della circostanza che nel trimestre del 2023 il business GGP beneficiava dell'esito favorevole di una procedura arbitrale. Su base annua, l'utile operativo proforma adjusted del Gruppo di €14.322 mln è in calo del 20% rispetto al 2023, per effetto del settore GGP e Power (-65% rispetto al 2023) che allora registrò un significativo risultato dovuto alle condizioni di mercato particolarmente favorevoli e a proventi una tantum da rinegoziazioni contrattuali e l'esito favorevole di una procedura arbitrale, nonché l'ulteriore fase di declino nei business downstream per effetto della debole domanda e pressione competitiva in un contesto di eccesso di offerta.
- Nel quarto trimestre 2024, l'**utile ante imposte adjusted** di €1.932 mln, in riduzione di €1.257 mln (-39%) rispetto al trimestre di confronto, riflette il trend dell'utile operativo adjusted e il minor contributo delle JV e associate valutate all'equity.
- Nel quarto trimestre 2024, l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €892 mln ha registrato un calo del 46% rispetto al quarto trimestre 2023. Rispetto alla più contenuta riduzione del 39% conseguita a livello di utile ante imposte, il trend dell'utile netto adjusted è stata condizionata dall'incremento del tax rate adjusted di gruppo che si è attestato al 52,8% (rispetto al 47,3% 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** del 2024 di €2.315 mln comprendono oneri non monetari relativi a svalutazioni di asset del settore E&P per €1,8 mld, 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, dalla plusvalenza relativa alla cessione degli assets upstream e dalla rivalutazione delle imposte differite delle società consolidate italiane, per effetto delle migliorate prospettive di redditività.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

III Trim. 2024	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2024	2023	var. ass.	2024	2023	var. ass.
544	Utile (perdita) netto	305	204	101	2.781	4.860	(2.079)
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>						
1.875	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	3.313	3.263	50	10.087	7.781	2.306
(382)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(35)	(12)	(23)	(601)	(441)	(160)
1.263	- dividendi, interessi e imposte	(182)	973	(1.155)	4.246	5.596	(1.350)
1.298	Variazione del capitale di esercizio	873	657	216	1.133	1.811	(678)
305	Dividendi incassati da partecipate	537	573	(36)	1.946	2.255	(309)
(1.735)	Imposte pagate	(1.272)	(1.516)	244	(5.826)	(6.283)	457
(171)	Interessi (pagati) incassati	81	33	48	(674)	(460)	(214)
2.997	Flusso di cassa netto da attività operativa	3.620	4.175	(555)	13.092	15.119	(2.027)
(2.001)	Investimenti tecnici	(2.532)	(2.666)	134	(8.485)	(9.215)	730
(76)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(209)	(722)	513	(2.593)	(2.592)	(1)
1.059	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	1.102	56	1.046	2.788	596	2.192
(852)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(192)	(369)	177	(996)	(348)	(648)
1.127	Free cash flow	1.789	474	1.315	3.806	3.560	246
255	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(666)	1.173	(1.839)	(531)	2.194	(2.725)
(2.063)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(674)	963	(1.637)	(1.293)	315	(1.608)
(262)	Rimborso di passività per beni in leasing	(272)	(293)	21	(1.205)	(963)	(242)
(1.370)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.667)	(1.547)	(120)	(4.523)	(4.882)	359
1.549	Flusso di cassa netto delle obbligazioni perpetue subordinate ibride e interessi	179	(51)	230	1.641	(138)	1.779
(89)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	127	(87)	214	83	(62)	145
(853)	VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI	(1.184)	632	(1.816)	(2.022)	24	(2.046)
2.898	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	2.889	3.606	(717)	13.590	16.498	(2.908)

III Trim. 2024	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2024	2023	var. ass.	2024	2023	var. ass.
1.127	Free cash flow	1.789	474	1.315	3.806	3.560	246
(262)	Rimborso di passività per beni in leasing	(272)	(293)	21	(1.205)	(963)	(242)
(4)	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(149)	(234)	85	(631)	(234)	(397)
	Debiti e crediti finanziari società disinvestite					(155)	155
(554)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni ^(a)	(428)	(569)	141	(1.703)	(1.061)	(642)
(1.370)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.667)	(1.547)	(120)	(4.523)	(4.882)	359
1.549	Flusso di cassa netto delle obbligazioni perpetue subordinate ibride e interessi	179	(51)	230	1.641	(138)	1.779
486	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	(548)	(2.220)	1.672	(2.615)	(3.873)	1.258
262	Rimborsi lease liability	272	293	(21)	1.205	963	242
(47)	Accensioni del periodo e altre variazioni	(1.599)	(730)	(869)	(2.322)	(1.348)	(974)
701	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING	(1.875)	(2.657)	782	(3.732)	(4.258)	526

(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 (€2.172 milioni e €966 milioni nell'esercizio 2024 e 2023, rispettivamente, €544 milioni e €294 milioni nel quarto trimestre 2024 e 2023, rispettivamente).

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del 2024 pari a €13.092 mln, include €1.946 mln di dividendi distribuiti dalle partecipate, principalmente da Azule Energy, Vår Energi e ADNOC R>.

Il **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted** si ridetermina in €13.590 mln nell'esercizio 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, nonché altri item tra cui il pagamento di un debito d'imposta pregresso relativo a una windfall tax italiana del 2023.

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:

III Trim. 2024	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2024	2023	var. ass.	2024	2023	var. ass.
2.997	Flusso di cassa netto da attività operativa	3.620	4.175	(555)	13.092	15.119	(2.027)
(1.298)	Variazione del capitale di esercizio	(873)	(657)	(216)	(1.133)	(1.811)	678
488	Esclusione derivati su commodity	(19)	23	(42)	1.056	1.255	(199)
431	Esclusione (utile) perdita di magazzino	9	203	(194)	434	562	(128)
2.618	Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo	2.737	3.744	(1.007)	13.449	15.125	(1.676)
280	(Proventi) oneri straordinari	152	(138)	290	141	1.373	(1.232)
2.898	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	2.889	3.606	(717)	13.590	16.498	(2.908)

I **capex organici** di €8,8 mld nel 2024 registrano una riduzione del 4% rispetto al 2023. Al netto di tali capex organici, il flusso di cassa discrezionale ante variazione circolante si ridetermina in circa €5 mld.

La manovra netta di portafoglio (**saldo cessioni/acquisizioni**) ammonta a un contributo positivo di circa €0,2 mld. Le acquisizioni sono riferite all'operatore upstream Neptune Energy (€2,4 mld, incluso il debito netto acquisito), allo sviluppo della capacità da fonti rinnovabili di Plenitude e a una rete di stazioni di servizio in Spagna. Le dismissioni hanno riguardato gli asset E&P in Nigeria e nell'onshore dell'Alaska (€1,7 mld), il 10% della partecipazione di Saipem (€0,4 mld), licenze di produzione in Congo (€0,2 mld), nonché il versamento in conto capitale a Plenitude di circa €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** nel 2024 pari a circa €2,6 mld è dovuto al flusso di cassa netto da attività operativa adjusted di €13,6 mld, all'emissione del bond ibrido (€1,8 mld) da parte di una società del gruppo e alla manovra di portafoglio (€0,2 mld), al netto dei fabbisogni del circolante adjusted (circa €0,4 mld), agli investimenti di €8,8 mld, al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni e all'acquisto di azioni proprie di €5,1 mld (€2 mld di acquisto azioni e €3,1 mld di pagamento dividendi relativi alla terza e quarta tranche del dividendo 2023 e alla prima e seconda tranche del dividendo 2024), ai debiti verso fornitori per l'acquisto di beni capitali rilevati come finanziari in relazione alle dilazioni di pagamento concordate (€2,2 mld), nonché al pagamento delle rate di leasing e delle cedole dei bond ibridi (€1,3 mld) e altre variazioni (€0,3 mld).

il 20 febbraio 2025, si è concluso il programma di buyback di €2 mld con l'acquisto complessivo di 144 mln di azioni.

A gennaio 2025, Eni SpA ha emesso un nuovo bond ibrido perpetuo per rifinanziare il proprio prestito obbligazionario ibrido di €1,5 mld con prima call date ottobre 2025. Alla scadenza dei termini dell'offerta, l'ammontare accettato da parte di Eni per il riacquisto del bond ibrido è pari a €1,25 mld, ovvero circa l'83% dell'ammontare nominale.

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	1 Gen. 2024	31 Dic. 2024	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	56.299	59.864	3.565
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.834	5.822	988
Attività immateriali	6.379	6.434	55
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.576	1.595	19
Partecipazioni	13.886	15.577	1.691
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	996	1.107	111
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(2.031)	(1.364)	667
	81.939	89.035	7.096
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	6.186	6.259	73
Crediti commerciali	13.184	12.544	(640)
Debiti commerciali	(14.231)	(15.152)	(921)
Attività (passività) tributarie nette	(2.112)	144	2.256
Fondi per rischi e oneri	(15.533)	(15.764)	(231)
Altre attività (passività) d'esercizio	(892)	(2.291)	(1.399)
	(13.398)	(14.260)	(862)
Fondi per benefici ai dipendenti	(748)	(681)	67
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	747	225	(522)
CAPITALE INVESTITO NETTO	68.540	74.319	5.779
Patrimonio netto degli azionisti Eni	53.184	52.828	(356)
Interessenze di terzi	460	2.863	2.403
Patrimonio netto	53.644	55.691	2.047
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	9.560	12.175	2.615
Passività per beni leasing	5.336	6.453	1.117
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	14.896	18.628	3.732
COPERTURE	68.540	74.319	5.779
Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,22	
Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,33	
Gearing		0,25	

Al 31 dicembre 2024 il **capitale immobilizzato** (€89 mld) è aumentato di €7,1 mld rispetto al 1° gennaio 2024 per effetto degli investimenti e dell'acquisizione del Gruppo Neptune Energy e dell'effetto positivo delle differenze cambio (al 31 dicembre 2024, cambio puntuale EUR/USD pari a 1,039 rispetto al cambio di 1,105 al 31 dicembre 2023, -6%) che hanno aumentato il valore in euro dei book value delle attività denominate in dollari. Questi effetti positivi sono stati compensati dalla cessione delle attività E&P in Nigeria e Alaska e di altre attività non strategiche, nonché dagli ammortamenti/svalutazioni e radiazioni di pozzi esplorativi.

Il **patrimonio netto** (€55,7 mld) è aumentato di €2 mld rispetto al 1° gennaio 2024. Gli incrementi comprendono: l'utile netto dell'esercizio (€2,8 mld), l'emissione di un bond ibrido da parte di una società del Gruppo (€1,8 mld), le variazioni cambio positive (circa €3,1 mld) che riflettono l'apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro. I flussi in diminuzione comprendono la remunerazione degli azionisti per €5,1 mld (distribuzione dividendi e riacquisto di azioni proprie). Le **interessenze di terzi** di €2,9 mld al 31 dicembre 2024 includono: i) la 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 (€1,8 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**² ante lease liability al 31 dicembre 2024 è pari a €12,2 mld, in aumento di circa €2,6 mld rispetto al 1° gennaio 2024.

² Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 28.

Il **leverage**³ – rapporto tra indebitamento finanziario netto ante lease liabilities e patrimonio netto – si attesta a 0,22 al 31 dicembre 2024. Su base proforma, il leverage si attesta al 15%, beneficiando dei prossimi incassi dalle cessioni della quota di Enilive a KKR (€2,9 mld) e della seconda tranche di Plenitude a EIP (€0,2 mld) nonché di ulteriori transazioni in corso.

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** (al lordo del relativo effetto fiscale) sono rappresentati da oneri netti di €4.666 mln e €2.048 mln rispettivamente nel 2024 e nel quarto trimestre 2024, con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** oneri netti di €2.505 mln nell'esercizio 2024 (oneri netti di €1.090 mln nel quarto trimestre 2024) relativi principalmente a write-down di proprietà in Alaska cedute il cui valore è stato allineato al fair value e di un asset petrolifero a seguito della revisione del profilo delle riserve e successivamente allineato al fair value, 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, nonché a write-off di progetti esplorativi in considerazione dell'accresciuto rischio geopolitico.
- **GGP e Power:** oneri netti di €2.144 mln nell'esercizio 2024 (oneri netti di €401 mln nel quarto 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 €1.740 mln e €140 mln nell'esercizio 2024 e nel quarto 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 svasso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate e inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (proventi di €159 mln e di €174 mln nell'anno 2024 e quarto trimestre 2024, rispettivamente). La riclassificazione del saldo positivo di €228 mln nell'esercizio 2024 (€274 mln nel quarto trimestre 2024) si riferisce ai derivati utilizzati per la gestione dell'esposizione dei margini alle variazioni dei tassi di cambio delle valute estere e alle differenze di conversione dei debiti e dei crediti commerciali.
- **Enilive e Plenitude:** proventi netti per €514 mln nell'esercizio 2024 (proventi netti di €91 mln nel quarto trimestre 2024) relativi principalmente alla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting, nonché ai write-down degli investimenti finalizzati alla compliance e allo stay-in-business (oneri di €117 mln e €102 mln nell'esercizio 2024 e nel quarto trimestre 2024, rispettivamente).
- **Refining e Chimica:** oneri netti di €686 mln nell'esercizio 2024 (oneri netti di €458 mln nel quarto trimestre 2024) relativi principalmente al write-down degli investimenti di compliance e stay-in-business relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi (€455 mln e €175 mln nei due reporting period, rispettivamente) e ad oneri ambientali di €177 mln nell'esercizio 2024 e €212 mln nel quarto trimestre 2024, parzialmente compensati da un provento 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 €155 mln nell'esercizio 2024 (oneri netti di €190 mln nel quarto trimestre 2024) relativo principalmente all'accordo con un operatore italiano per la ripartizione su base paritaria dei costi ambientali sostenuti presso alcuni siti italiani e presso i quali successivamente sono state condotte attività di bonifica e stanziati dei fondi interamente da parte Eni.

Gli **altri special item** del 2024 includono il provento relativo alla cessione di asset upstream di €0,4 mld, all'operazione di business combination con Ithaca Energy (€0,1 mld) e alla vendita della quota del 10% della partecipazione di Eni in Saipem (€0,2 mld).

L'item **effetti fiscali** nell'esercizio 2024 include circa €1 mld di rivalutazione delle imposte differite attive nel bilancio consolidato italiano a fini fiscali, che riflette le migliori prospettive di redditività delle controllate italiane, principalmente Plenitude ed Enilive.

³ In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione Indicatori Alternativi di Performance alle pag. 19 e seguenti del presente comunicato stampa.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al quarto trimestre e all'esercizio 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 e quarto trimestre e all'esercizio 2024 e ai relativi comparative period (quarto trimestre ed esercizio 2023). I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 31 dicembre 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 quarto trimestre 2024 e dell'esercizio 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						
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° ottobre 2024, il management ha definito una nuova organizzazione del Gruppo costituita da tre raggruppamenti di business:

- "Chief Transition & Financial Officer" focalizzata nella valorizzazione dei business legati alla transizione (nuove forme di energie, rinnovabili e biocarburanti);
- "Global Natural Resources" con il compito di massimizzare i margini lungo l'intera catena del valore oil&gas;
- "Industrial Transformation" con il compito di attuare la ristrutturazione della chimica e dei business downstream.

Sulla base delle attribuzioni delle responsabilità di profitto, la segment information di Gruppo è stata così ridefinita:

- Exploration & Production, che integra i risultati delle attività di marketing e trading di petrolio e prodotti petroliferi, al fine di sviluppare sinergie e catturare pienamente i margini lungo tutta la catena del valore;
- Global Gas & LNG Portfolio e Power, in considerazione del fatto che le attività di generazione di energia elettrica sono accessorie alle attività di fornitura e trading di gas;
- Enilive e Plenitude, entrambe impegnate nella transizione energetica, condividendo una strategia comune di crescita e creazione di valore, che fa leva sulle opportunità di cross selling nel settore retail;
- Refining e Chimica, focalizzato sulla ristrutturazione e la trasformazione industriale del settore della chimica e del downstream oil;
- Corporate e altre attività, impegnate nelle attività di supporto alle imprese, servizi ambientali e nelle attività in fase di sviluppo della CCS e dell'agribusiness.

Di seguito è riportata la riesposizione dell'utile operativo adjusted per i trimestri 2024, già comunicati al mercato, e i risultati trimestrali comparativi del 2023:

2023				2024						
IV trimestre		Anno		(€ milioni)	I trimestre		II trimestre		III trimestre	
Publicato	Riesposto	Publicato	Riesposto		Publicato	Riesposto	Publicato	Riesposto	Publicato	Riesposto
2.769	2.769	13.805	13.805		3.027	3.027	3.185	3.185	2.442	2.442
2.431	2.450	9.934	10.124		2.328	2.400	2.639	2.698	2.280	2.326
677	718	3.247	3.413		298	321	343	365	245	278
677	677	3.247	3.247		293	293	343	343	245	245
	41		166			28		22		33
187	180	1.243	1.257		427	433	284	293	336	325
117	110	728	742		181	187	131	140	202	191
70	70	515	515		246	246	153	153	134	134
(163)	(210)	(7)	(362)		(28)	(125)	(155)	(246)	(165)	(228)
33	27	441	252		112	43	45	(24)	(5)	(35)
(237)	(237)	(614)	(614)		(168)	(168)	(222)	(222)	(193)	(193)
41		166			28		22		33	
(228)	(234)	(651)	(666)		(139)	(148)	28	29	(152)	(157)
(135)	(135)	39	39		146	146	46	46	(102)	(102)

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 rischiosità 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.

Il tasso di rimpiazzo all sources delle riserve certe è il rapporto tra gli incrementi delle riserve certe (comprese le operazioni di portafoglio) e la produzione dell'anno. Un valore del tasso di rimpiazzo delle riserve superiore al 100% indica che nell'anno le promozioni a riserve certe sono state superiori ai volumi di riserve prodotte. Il tasso di rimpiazzo delle riserve è utilizzato dal management per valutare la capacità dell'impresa di sostenere gli attuali livelli produttivi attraverso il rimpiazzo della produzione dell'anno con nuove riserve certe. Il tasso di rimpiazzo delle riserve non può essere considerato un indicatore delle performance produttive future perché l'evoluzione nello sviluppo delle riserve ha per sua natura una componente di rischiosità e incertezza in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: il successo nello sviluppo di nuovi giacimenti, il completamento delle infrastrutture, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, rischi geopolitici, rischi geologici, rischi ambientali, l'evoluzione dei prezzi del petrolio e del gas naturale.

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 quarto trimestre e dell'esercizio 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'accrion 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 rappresentative 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)

IV Trimestre 2024

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enliva e Plenitude	Refining e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	706	(130)	236	(590)	(440)	(145)	(363)
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(9)	(159)		177	9
Esclusione special item:							
oneri ambientali (recupero costi da terzi)	(9)	(3)	15	212	195		410
svalutazioni (riprese di valore) nette	874	101	98	175	9		1.257
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	140						140
plusvalenze nette su cessione di asset	(19)		(1)	(6)	(9)		(35)
accantonamenti a fondo rischi			2	20	(4)		18
oneri per incentivazione all'esodo	7	1	(5)	7	15		25
derivati su commodity	54	140	(216)	3			(19)
differenze e derivati su cambi	29	274	1	6	(6)		304
altro	14	(112)	15	41	(10)		(52)
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.090	401	(91)	458	190		2.048
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	1.796	271	136	(291)	(250)	32	1.694
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	984	8	(3)	16			1.005
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	2.780	279	133	(275)	(250)	32	2.699
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	58	(4)	7	6	(188)		(121)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(71)	5	(15)	(20)			(101)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(548)	(3)	3	3			(545)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	365	10	(15)	(1)			359
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	2.219	277	128	(286)	(438)	32	1.932
Imposte sul reddito (i)	(1.233)	(86)	(33)	179	169	(17)	(1.021)
Tax rate (%)							52,8
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	986	191	95	(107)	(269)	15	911
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							19
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							892
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							247
Esclusione (utile) perdita di magazzino							3
Esclusione special item							642
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							892

(€ milioni)

IV Trimestre 2023

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enilive e Plenitude	Refining e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	1.450	1.339	(340)	(1.378)	(317)	102	856
Esclusione (utile) perdita di magazzino			143	297		(237)	203
Esclusione special item:							
oneri ambientali	(9)	1	28	205	19		244
svalutazioni (riprese di valore) nette	861	(38)	20	524	10		1.377
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti							
plusvalenze nette su cessione di asset	(1)			(2)	(4)		(7)
accantonamenti a fondo rischi			8	(5)	3		6
oneri per incentivazione all'esodo	30	5	17	25	41		118
derivati su commodity	5	(250)	264	4			23
differenze e derivati su cambi	52	(105)	3	(3)	2		(51)
altro	62	(234)	37	123	12		
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.000	(621)	377	871	83		1.710
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	2.450	718	180	(210)	(234)	(135)	2.769
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	889	40	(19)	76			986
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	3.339	758	161	(134)	(234)	(135)	3.755
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	87	7	(14)	8	(86)		2
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(46)	7					(39)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(487)	(39)		(3)			(529)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	356	8	(19)	73			418
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	2.893	733	147	(129)	(320)	(135)	3.189
Imposte sul reddito (i)	(1.464)	(209)	(48)	84	96	34	(1.507)
Tax rate (%)							47,3
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	1.429	524	99	(45)	(224)	(101)	1.682
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							20
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.662
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							173
Esclusione (utile) perdita di magazzino							143
Esclusione special item							1.346
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.662

(€ milioni)

Esercizio 2024

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enilive e Plenitude	Refining e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	6.715	(909)	1.589	(1.671)	(371)	(105)	5.248
Esclusione (utile) perdita di magazzino			112	95		227	434
Esclusione special item:							
oneri ambientali (recupero costi da terzi)	9	(3)	38	177	(190)		31
svalutazioni (riprese di valore) nette	2.203	101	113	455	28		2.900
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	140						140
plusvalenze nette su cessione di asset	(25)		(1)	(2)	(10)		(38)
accantonamenti a fondo rischi	9		2	23			34
oneri per incentivazione all'esodo	21	1	(2)	19	34		73
derivati su commodity	(1)	1.740	(682)	(1)			1.056
differenze e derivati su cambi	22	228	(1)	6	3		258
altro	127	77	19	9	(20)		212
Special item dell'utile (perdita) operativo	2.505	2.144	(514)	686	(155)		4.666
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	9.220	1.235	1.187	(890)	(526)	122	10.348
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	3.802	39	(44)	177			3.974
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	13.022	1.274	1.143	(713)	(526)	122	14.322
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(171)	(8)	(30)	15	(304)		(498)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(389)	17	(37)	(73)			(482)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(2.215)	(11)		16			(2.210)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	1.198	45	(81)	120			1.282
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	10.247	1.272	1.076	(755)	(830)	122	11.132
Imposte sul reddito (i)	(5.470)	(485)	(352)	306	251	(42)	(5.792)
Tax rate (%)							52,0
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	4.777	787	724	(449)	(579)	80	5.340
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							76
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							5.264
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							2.641
Esclusione (utile) perdita di magazzino							308
Esclusione special item							2.315
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							5.264

(€ milioni)

Esercizio 2023

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enilive e Plenitude	Refining e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	8.693	2.626	(74)	(2.121)	(948)	81	8.257
Esclusione (utile) perdita di magazzino			47	557		(42)	562
Esclusione special item:							
oneri ambientali	81	1	36	337	193		648
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.043	(38)	45	726	26		1.802
plusvalenze nette su cessione di asset	2			(9)	(4)		(11)
accantonamenti a fondo rischi	7		8	11	13		39
oneri per incentivazione all'esodo	42	6	22	31	57		158
derivati su commodity	15	99	1.142	(1)			1.255
differenze e derivati su cambi	73	(105)	2	11	3		(16)
altro	168	824	29	96	(6)		1.111
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.431	787	1.284	1.202	282		4.986
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	10.124	3.413	1.257	(362)	(666)	39	13.805
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	3.414	186	(4)	408			4.004
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	13.538	3.599	1.253	46	(666)	39	17.809
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(38)	1	(65)	9	(200)		(293)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(186)	15	(2)				(173)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(2.075)	(152)		(8)			(2.235)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	1.153	49	(6)	400			1.596
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	11.239	3.463	1.186	47	(866)	39	15.108
Imposte sul reddito (i)	(5.591)	(969)	(377)	(11)	253	(13)	(6.708)
Tax rate (%)							44,4
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	5.648	2.494	809	36	(613)	26	8.400
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							78
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							8.322
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							4.771
Esclusione (utile) perdita di magazzino							402
Esclusione special item							3.149
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							8.322

(€ milioni)

III trimestre 2024

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enilive e Plenitude	Refining e Chimica	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	2.264	(95)	207	(908)	(168)	60	1.360
Esclusione (utile) perdita di magazzino			114	479		(162)	431
Esclusione special item:							
oneri ambientali	16		19	76			111
svalutazioni (riprese di valore) nette	14		4	116	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	(18)	520	(26)	12			488
differenze e derivati su cambi	6	(153)	(1)	(9)	7		(150)
altro	44	6	8	(4)	(4)		50
Special item dell'utile (perdita) operativo	62	373	4	201	11		651
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	2.326	278	325	(228)	(157)	(102)	2.442
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	933	8	(19)	36			958
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	3.259	286	306	(192)	(157)	(102)	3.400
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(53)		(12)	4			(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)	2.552	286	284	(207)	(157)	(102)	2.656
Imposte sul reddito (i)	(1.266)	(115)	(98)	49	38	28	(1.364)
Tax rate (%)							51,4
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	1.286	171	186	(158)	(119)	(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

Analisi degli special item

III Trim. 2024	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2024	2023	2024	2023
111	Oneri ambientali (recupero costi da terzi)	410	244	31	648
140	Svalutazioni (riprese di valore) nette	1.257	1.377	2.900	1.802
	Radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	140		140	
(4)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(35)	(7)	(38)	(11)
3	Accantonamenti a fondo rischi	18	6	34	39
13	Oneri per incentivazione all'esodo	25	118	73	158
488	Derivati su commodity	(19)	23	1.056	1.255
(150)	Differenze e derivati su cambi	304	(51)	258	(16)
50	Altro	(52)		212	1.111
651	Special item dell'utile (perdita) operativo	2.048	1.710	4.666	4.986
242	Oneri (proventi) finanziari	(280)	56	(155)	30
	di cui:				
150	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	(304)	51	(258)	16
(316)	Oneri (proventi) su partecipazioni	94	68	(319)	(698)
	di cui:				
	- plusvalenza SeaCorridor		(10)		(834)
	- plusvalenza vendita quota 10% in Saipem			(166)	
(371)	- plusvalenza netta cessione asset upstream			(371)	
(138)	Imposte sul reddito	(1.259)	(499)	(1.941)	(1.180)
439	Totale special item dell'utile (perdita) netto	603	1.335	2.251	3.138
	di competenza:				
440	- azionisti Eni	642	1.346	2.315	3.149
(1)	- interessenze di terzi	(39)	(11)	(64)	(11)

Riconduzione utile operativo proforma adjusted di Gruppo

III Trim. 2024	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2024	2023	var %	2024	2023	var %
2.326	Utile operativo adjusted E&P	1.796	2.450	(27)	9.220	10.124	(9)
933	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	984	889	11	3.802	3.414	11
3.259	Utile operativo proforma adjusted E&P	2.780	3.339	(17)	13.022	13.538	(4)
278	Utile operativo adjusted GGP e Power	271	718	(62)	1.235	3.413	(64)
8	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	8	40	(80)	39	186	(79)
286	Utile operativo proforma adjusted GGP e Power	279	758	(63)	1.274	3.599	(65)
325	Utile operativo adjusted Enilive e Plenitude	136	180	(24)	1.187	1.257	(6)
(19)	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	(3)	(19)		(44)	(4)	
306	Utile operativo proforma adjusted Enilive e Plenitude	133	161	(17)	1.143	1.253	(9)
(228)	Utile operativo adjusted Refining e Chimica	(291)	(210)	(39)	(890)	(362)	..
36	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	16	76	(79)	177	408	(57)
(192)	Utile operativo proforma adjusted Refining e Chimica	(275)	(134)	..	(713)	46	..
(157)	Utile operativo adjusted altri settori	(250)	(234)	(7)	(526)	(666)	21
(102)	Effetto eliminazione utili interni	32	(135)		122	39	
3.400	Utile operativo proforma adjusted di Gruppo^(a)	2.699	3.755	(28)	14.322	17.809	(20)

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

Riconciliazione GAAP vs Non-GAAP del conto economico

IV Trimestre					2024					Esercizio						
Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted		Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted		Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(363)	9	1.744	304	1.694	Utile operativo	5.248	434	4.408	258	10.348		5.248	434	4.408	258	10.348
65		24	(304)	(215)	Proventi/oneri finanziari	(599)		103	(258)	(754)		(599)		103	(258)	(754)
359		94		453	Proventi/oneri da partecipazioni	1.857		(319)		1.538		1.857		(319)		1.538
244	(6)	(1.259)		(1.021)	Imposte sul reddito	(3.725)	(126)	(1.941)		(5.792)		(3.725)	(126)	(1.941)		(5.792)
305	3	603		911	Utile netto	2.781	308	2.251		5.340		2.781	308	2.251		5.340
58		(39)		19	- Interessenze di terzi	140		(64)		76		140		(64)		76
247	3	642		892	Utile netto di competenza azionisti Eni	2.641	308	2.315		5.264		2.641	308	2.315		5.264

IV Trimestre					2023					Esercizio						
Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted		Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted		Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
856	203	1.761	(51)	2.769	Utile operativo	8.257	562	5.002	(16)	13.805		8.257	562	5.002	(16)	13.805
(110)		5	51	(54)	Proventi/oneri finanziari	(473)		14	16	(443)		(473)		14	16	(443)
406		68		474	Proventi/oneri da partecipazioni	2.444		(698)		1.746		2.444		(698)		1.746
(948)	(60)	(499)		(1.507)	Imposte sul reddito	(5.368)	(160)	(1.180)		(6.708)		(5.368)	(160)	(1.180)		(6.708)
204	143	1.335		1.682	Utile netto	4.860	402	3.138		8.400		4.860	402	3.138		8.400
31		(11)		20	- Interessenze di terzi	89		(11)		78		89		(11)		78
173	143	1.346		1.662	Utile netto di competenza azionisti Eni	4.771	402	3.149		8.322		4.771	402	3.149		8.322

2024					III Trim.						
	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)											
Utile operativo	1.360	431	801	(150)	2.442		1.360	431	801	(150)	2.442
Proventi/oneri finanziari	(346)		92	150	(104)		(346)		92	150	(104)
Proventi/oneri da partecipazioni	634		(316)		318		634		(316)		318
Imposte sul reddito	(1.104)	(122)	(138)		(1.364)		(1.104)	(122)	(138)		(1.364)
Utile netto	544	309	439		1.292		544	309	439		1.292
- Interessenze di terzi	22		(1)		21		22		(1)		21
Utile netto di competenza azionisti Eni	522	309	440		1.271		522	309	440		1.271

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

III Trim. 2024	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2024	2023	var %	2024	2023	var %
12.901	Exploration & Production	13.380	14.708	(9)	54.440	55.773	(2)
4.227	Global Gas & LNG Portfolio e Power	6.185	6.401	(3)	18.876	24.168	(22)
7.459	Enilive e Plenitude	7.906	8.357	(5)	31.301	32.877	(5)
5.333	Refining e Chimica	4.686	5.817	(19)	21.210	23.061	(8)
445	Corporate e altre attività	544	547	(1)	1.905	1.830	4
(9.707)	Elisioni di consolidamento	(9.213)	(11.208)		(38.935)	(43.992)	
20.658		23.488	24.622	(5)	88.797	93.717	(5)

Costi operativi

III Trim. 2024	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2024	2023	var %	2024	2023	var %
16.833	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	19.680	19.785	(1)	70.961	73.836	(4)
(2)	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	94	139	(32)	168	249	(33)
818	Costo lavoro	783	933	(16)	3.262	3.136	4
13	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	25	118		73	158	
17.649		20.557	20.857	(1)	74.391	77.221	(4)

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

III Trim. 2024	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
		2024	2023	var %	2024	2023	var %
1.519	Exploration & Production	1.720	1.642	5	6.496	6.271	4
83	Global Gas & LNG Portfolio e Power	32	79	(59)	267	295	(9)
177	Enilive e Plenitude	192	180	7	708	665	6
72	- Enilive	75	75	-	284	261	9
105	- Plenitude	117	105	11	424	404	5
37	Refining e Chimica	42	49	(14)	161	142	13
35	Corporate e altre attività	37	44	(16)	144	140	3
(9)	Effetto eliminazione utili interni	(8)	(9)		(33)	(34)	
1.842	Ammortamenti	2.015	1.985	2	7.743	7.479	4
140	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	1.257	1.377	(9)	2.900	1.802	61
1.982	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	3.272	3.362	(3)	10.643	9.281	15
57	Radiazioni	420	315	33	580	535	8
2.039		3.692	3.677	-	11.223	9.816	14

Proventi (oneri) su partecipazioni

Esercizio 2024	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio e Power	Enilive e Plenitude	Refining e Chimica	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	904	44	(90)	73	(58)	873
Dividendi	197	1	5	23	1	227
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	370		1	7	184	562
Altri proventi (oneri) netti	186	(12)	12	4	5	195
	1.657	33	(72)	107	132	1.857

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	31 Dic. 2024	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	28.729	30.348	1.619
- Debiti finanziari a breve termine	7.013	8.820	1.807
- Debiti finanziari a lungo termine	21.716	21.528	(188)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(10.193)	(8.183)	2.010
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(6.782)	(6.797)	(15)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(2.194)	(3.193)	(999)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	9.560	12.175	2.615
Passività per beni in leasing	5.336	6.453	1.117
- di cui working interest Eni	4.856	5.837	981
- di cui working interest follower	480	616	136
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	14.896	18.628	3.732
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	53.644	55.691	2.047
Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,22	
Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,33	

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31 Dic. 2024	31 Dic. 2023
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	8.183	10.193
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	6.797	6.782
Altre attività finanziarie	1.085	896
Crediti commerciali e altri crediti	16.883	16.551
Rimanenze	6.259	6.186
Attività per imposte sul reddito	695	460
Altre attività	3.663	5.637
	43.565	46.705
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	59.864	56.299
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.822	4.834
Attività immateriali	6.434	6.379
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.595	1.576
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	14.182	12.630
Altre partecipazioni	1.395	1.256
Altre attività finanziarie	3.215	2.301
Attività per imposte anticipate	6.322	4.482
Attività per imposte sul reddito	129	142
Altre attività	4.011	3.393
	102.969	93.292
Attività destinate alla vendita	420	2.609
TOTALE ATTIVITÀ	146.954	142.606
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	4.238	4.092
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	4.582	2.921
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	1.279	1.128
Debiti commerciali e altri debiti	22.074	20.654
Passività per imposte sul reddito	587	1.685
Altre passività	5.049	5.579
	37.809	36.059
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	21.570	21.716
Passività per beni in leasing a lungo termine	5.174	4.208
Fondi per rischi e oneri	15.764	15.533
Fondi per benefici ai dipendenti	681	748
Passività per imposte differite	5.581	4.702
Passività per imposte sul reddito	40	38
Altre passività	4.449	4.096
	53.259	51.041
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	195	1.862
TOTALE PASSIVITÀ	91.263	88.962
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	32.397	32.988
Riserve per differenze cambio da conversione	8.222	5.238
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	8.446	8.515
Azioni proprie	(2.883)	(2.333)
Utile (perdita) netto	2.641	4.771
Totale patrimonio netto di Eni	52.828	53.184
Interessenze di terzi	2.863	460
TOTALE PATRIMONIO NETTO	55.691	53.644
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	146.954	142.606

CONTO ECONOMICO

III Trim. 2024	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2024	2023	2024	2023
20.658	Ricavi della gestione caratteristica	23.488	24.622	88.797	93.717
358	Altri ricavi e proventi	484	354	2.417	1.099
21.016	Totale ricavi	23.972	24.976	91.214	94.816
(16.833)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(19.680)	(19.785)	(70.961)	(73.836)
2	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(94)	(139)	(168)	(249)
(818)	Costo lavoro	(783)	(933)	(3.262)	(3.136)
32	Altri proventi (oneri) operativi	(86)	414	(352)	478
(1.842)	Ammortamenti	(2.015)	(1.985)	(7.743)	(7.479)
(140)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing	(1.257)	(1.377)	(2.900)	(1.802)
(57)	Radiazioni	(420)	(315)	(580)	(535)
1.360	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	(363)	856	5.248	8.257
1.650	Proventi finanziari	3.235	2.347	7.715	7.417
(2.054)	Oneri finanziari	(3.491)	(2.435)	(8.980)	(8.113)
117	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	69	31	388	284
(59)	Strumenti finanziari derivati	252	(53)	278	(61)
(346)	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	65	(110)	(599)	(473)
180	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	82	288	873	1.336
454	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	277	118	984	1.108
634	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	359	406	1.857	2.444
1.648	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	61	1.152	6.506	10.228
(1.104)	Imposte sul reddito	244	(948)	(3.725)	(5.368)
544	Utile (perdita) netto	305	204	2.781	4.860
	di competenza:				
522	- azionisti Eni	247	173	2.641	4.771
22	- interessenze di terzi	58	31	140	89
	Utile (perdita) per azione (€ per azione)				
0,16	- semplice	0,07	0,05	0,80	1,41
0,16	- diluito	0,07	0,05	0,79	1,40
	Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)				
3.160,1	- semplice	3.115,9	3.242,8	3.167,0	3.303,8
3.223,1	- diluito	3.179,2	3.306,1	3.230,4	3.327,1

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
	2024	2023	2024	2023
Utile (perdita) netto del periodo	305	204	2.781	4.860
Componenti non riclassificabili a conto economico	71	(7)	68	22
<i>Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti</i>		(31)	8	(31)
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	1	(2)	2	(2)
<i>Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI</i>	72	16	62	45
<i>Effetto fiscale</i>	(2)	10	(4)	10
Componenti riclassificabili a conto economico	3.318	(2.239)	2.374	(1.573)
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	3.742	(2.360)	3.060	(2.010)
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	(568)	135	(912)	541
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	(18)	26	(36)	54
<i>Effetto fiscale</i>	162	(40)	262	(158)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	3.389	(2.246)	2.442	(1.551)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	3.694	(2.042)	5.223	3.309
di competenza:				
- azionisti Eni	3.512	(2.073)	5.006	3.220
- interessenze di terzi	182	31	217	89

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2023	55.230
Totale utile (perdita) complessivo	3.309
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.005)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(36)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(138)
Acquisto azioni proprie	(1.837)
Emissione bond convertibile	79
Imposte su cedole bond ibrido	40
Altre variazioni	2
Totale variazioni	(1.586)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2023	53.644
di competenza:	
- azionisti Eni	53.184
- interessenze di terzi	460
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2024	53.644
Totale utile (perdita) complessivo	5.223
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(3.067)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(50)
Emissione di obbligazioni ibride perpetue	1.848
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(138)
Opzione put su Plenitude	(387)
Acquisto di azioni proprie	(2.003)
Operazione Plenitude - cessione EIP	588
Costi emissione obbligazioni ibride perpetue	(21)
Imposte su cedole bond ibrido	38
Altre variazioni	16
Totale variazioni	2.047
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 dicembre 2024	55.691
di competenza:	
- azionisti Eni	52.828
- interessenze di terzi	2.863

RENDICONTO FINANZIARIO

III Trim. 2024	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
		2024	2023	2024	2023
544	Utile (perdita) netto	305	204	2.781	4.860
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
1.842	Ammortamenti	2.015	1.985	7.743	7.479
140	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	1.257	1.377	2.900	1.802
57	Radiazioni	420	315	580	535
(180)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(82)	(288)	(873)	(1.336)
(382)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(35)	(12)	(601)	(441)
(45)	Dividendi	(97)	(94)	(227)	(255)
(109)	Interessi attivi	(150)	(146)	(497)	(517)
313	Interessi passivi	309	265	1.245	1.000
1.104	Imposte sul reddito	(244)	948	3.725	5.368
80	Altre variazioni	(287)	(173)	(158)	(700)
1.298	Flusso di cassa del capitale di esercizio	873	657	1.133	1.811
113	- rimanenze	405	754	68	1.792
1.615	- crediti commerciali	(2.908)	(2.106)	1.164	3.322
(1.260)	- debiti commerciali	3.303	2.857	92	(4.823)
(57)	- fondi per rischi e oneri	118	253	(240)	97
887	- altre attività e passività	(45)	(1.101)	49	1.423
(64)	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(10)	47	(105)	1
305	Dividendi incassati	537	573	1.946	2.255
69	Interessi incassati	217	205	456	459
(240)	Interessi pagati	(136)	(172)	(1.130)	(919)
(1.735)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.272)	(1.516)	(5.826)	(6.283)
2.997	Flusso di cassa netto da attività operativa	3.620	4.175	13.092	15.119
(2.539)	Flusso di cassa degli investimenti	(2.817)	(3.688)	(11.782)	(12.404)
(1.884)	- attività materiali	(2.394)	(2.382)	(7.999)	(8.739)
(2)	- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing			(5)	
(117)	- attività immateriali	(138)	(284)	(486)	(476)
(2)	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	49	(649)	(1.795)	(1.277)
(74)	- partecipazioni	(258)	(73)	(798)	(1.315)
(47)	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(89)	(186)	(185)	(388)
(413)	- variazione debiti relativi all'attività di investimento	13	(114)	(514)	(209)
669	Flusso di cassa dei disinvestimenti	986	(13)	2.496	845
6	- attività materiali	1.135	55	1.354	122
17	- attività immateriali	2		21	32
991	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(104)		887	395
45	- partecipazioni	69	1	526	47
23	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	26	1	69	32
(413)	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	(142)	(70)	(361)	217
255	Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(666)	1.173	(531)	2.194
(1.615)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(2.497)	(2.528)	(9.817)	(9.365)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

III Trim.	2024	(€ milioni)	IV Trim.		Esercizio	
			2024	2023	2024	2023
66	Assunzione di debiti finanziari a lungo termine		150		3.516	4.971
(1.030)	Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine		(1.130)	(278)	(4.748)	(3.161)
(262)	Rimborso di passività per beni in leasing		(272)	(293)	(1.205)	(963)
(1.099)	Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine		306	1.241	(61)	(1.495)
(779)	Dividendi pagati ad azionisti Eni		(794)	(747)	(3.068)	(3.046)
(16)	Dividendi pagati ad altri azionisti		(1)	(7)	(46)	(36)
(1)	Apporti netti di capitale da azionisti terzi				589	(16)
(4)	Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate		4	(3)		(60)
(570)	Acquisto di azioni proprie		(876)	(790)	(2.012)	(1.803)
1.549	Emissioni nette di obbligazioni ibride perpetue		229		1.778	
	Altri apporti				14	79
	Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni ibride perpetue		(50)	(51)	(137)	(138)
(2.146)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(2.434)	(928)	(5.380)	(5.668)
(89)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		127	(87)	83	(62)
(853)	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		(1.184)	632	(2.022)	24
10.220	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo		9.367	9.573	10.205	10.181
9.367	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo		8.183	10.205	8.183	10.205

Investimenti tecnici

III Trim.	2024	(€ milioni)	IV Trim.			Esercizio		
			2024	2023	var %	2024	2023	var %
1.384	Exploration & Production		1.785	1.810	(1)	6.055	7.135	(15)
67	di cui: - ricerca esplorativa		86	215	(60)	433	784	(45)
1.304	- sviluppo di idrocarburi		1.671	1.569	7	5.564	6.293	(12)
22	Global Gas & LNG Portfolio e Power		43	37	16	110	119	(8)
10	- Global Gas & LNG Portfolio		5	6	(17)	20	16	25
12	- Power		38	31	23	90	103	(13)
291	Enilive e Plenitude		408	477	(14)	1.303	1.064	22
101	- Enilive		192	225	(15)	416	428	(3)
190	- Plenitude		216	252	(14)	887	636	39
163	Refining e Chimica		179	205	(13)	632	556	14
110	- Refining		127	128	(1)	422	369	14
53	- Chimica		52	77	(32)	210	187	12
149	Corporate e altre attività		123	145	(15)	408	360	13
(8)	Elisioni di consolidamento		(6)	(8)		(23)	(19)	
2.001	Investimenti tecnici ^(a)		2.532	2.666	(5)	8.485	9.215	(8)

(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 (€544 milioni e €294 milioni nel quarto trimestre 2024 e 2023, rispettivamente, €2.172 milioni e €966 milioni nell'esercizio 2024 e 2023, rispettivamente).

Nell'esercizio 2024 gli investimenti di €8.485 mln (€9.215 mln nell'esercizio 2023) evidenziano un decremento dell'8% rispetto al periodo di confronto, in particolare:

- nel settore Exploration & Production, gli investimenti (€6.055 mln) sono relativi principalmente allo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Costa d'Avorio, Congo, Italia, Egitto, Iraq, Libia, Indonesia, Algeria, Kazakistan e Emirati Arabi Uniti;
- nel settore Enilive e Plenitude, gli investimenti Plenitude (€887 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 (€416 mln) sono relativi ad interventi per obblighi di legge e stay-in-business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa; all'attività di bioraffinazione, di biometano, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente;
- nel settore Refining e Chimica sono principalmente relativi all'attività di raffinazione tradizionale in Italia (€422 mln), per la nuova bioraffineria di Livorno, per l'attività di mantenimento e stay-in-business e nel business della chimica (€210 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 (€184 mln).

Performance di Sostenibilità

		Esercizio	
		2024	2023
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,67	0,57
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	21,2	22,7
Emissioni dirette di metano (Scope 1)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	16,0	16,6
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine	(miliardi di Sm ³)	0,1	0,2
Volumi totali di oil spill (>1 barile)	(barili)	2.815	12.719
Acqua di formazione reiniettata	(%)	51	42

Gli indicatori fanno riferimento esclusivamente ai dati 100% degli asset operati.

- TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili) della forza lavoro pari a 0,67, in aumento rispetto al 2023 per un incremento del numero di eventi a carico sia dei dipendenti sia dei contrattisti, quest'ultimi in relazione all'incidente occorso presso il deposito Eni di Calenzano che ha causato la morte di cinque contrattisti lo scorso dicembre. Le investigazioni da parte dell'Autorità Giudiziaria sulle dinamiche e le cause dell'evento sono in corso.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1): pari a 21,2 mln di tonnellate di CO₂eq sono in riduzione rispetto al 2023, principalmente per effetto del calo delle emissioni nel business Exploration & Production dovuto alle cessioni di asset in Nigeria e in Congo ed alla realizzazione di progetti di gas valorizzazione in Congo e nel business Raffinazione dovute a riassetto impiantistico e manutenzione.
- Emissioni dirette di metano (Scope 1): in riduzione rispetto al 2023, principalmente grazie alle continue campagne di monitoraggio effettuate negli asset Upstream, in linea con i requisiti della Oil & Gas Methane Partnership 2.0. Tale riduzione ha beneficiato inoltre delle operazioni di portafoglio e dei progetti summenzionati.
- Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine: in significativa riduzione rispetto al 2023, grazie principalmente alla cessione degli asset in Nigeria (NAOC).
- Volumi totali di oil spill: in forte diminuzione grazie alla riduzione degli sversamenti derivanti dalle operazioni (-91%) e dagli atti di sabotaggio (-58%). Tutti gli eventi di sabotaggio si sono verificati in Nigeria, ad eccezione di un evento minore in Italia.
- Acqua di formazione reiniettata upstream: in aumento rispetto al 2023, principalmente per il contributo delle operazioni in Olanda, Messico e Ghana.

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

III Trim. 2024			IV Trim.		Esercizio	
			2024	2023	2024	2023
60	Italia	(mgl di boe/giorno)	66	66	64	69
225	Resto d'Europa		240	182	245	177
576	Africa Settentrionale		599	655	598	619
309	Africa Sub-Sahariana		307	307	305	298
150	Kazakhstan		159	178	157	163
204	Resto dell'Asia		215	185	205	183
134	America		128	129	130	139
3	Australia e Oceania		2	6	3	7
1.661	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}		1.716	1.708	1.707	1.655
380	- di cui società in Joint Venture e collegate		435	337	400	328
138	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	139	145	565	546

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

III Trim. 2024			IV Trim.		Esercizio	
			2024	2023	2024	2023
27	Italia	(mgl di barili/giorno)	27	28	27	29
127	Resto d'Europa		137	113	135	105
175	Africa Settentrionale		179	197	179	192
175	Africa Sub-Sahariana		172	174	174	171
107	Kazakhstan		105	122	110	115
94	Resto dell'Asia		100	83	93	85
70	America		66	64	66	72
	Australia e Oceania					
775	Produzione di petrolio e condensati		786	781	784	769
205	- di cui società in Joint Venture e collegate		234	187	216	180

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

III Trim. 2024			IV Trim.		Esercizio	
			2024	2023	2024	2023
5	Italia	(mln di metri cubi/giorno)	6	6	6	6
15	Resto d'Europa		16	10	16	11
60	Africa Settentrionale		62	67	62	63
20	Africa Sub-Sahariana		20	20	19	19
6	Kazakhstan		8	8	7	7
16	Resto dell'Asia		17	15	17	14
9	America		9	10	10	10
-	Australia e Oceania		-	1	-	1
131	Produzione di gas naturale		138	137	137	131
26	- di cui società in Joint Venture e collegate		30	22	27	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 (163 e 131 mila boe/giorno nel quarto trimestre 2024 e 2023, rispettivamente, 135 e 127 mila boe/giorno nel esercizio 2024 e 2023, rispettivamente e 125 mila boe/giorno nel terzo trimestre 2024).