



Eni: risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2025

- La solida esecuzione strategica ha consentito di ottenere eccellenti risultati nel terzo trimestre combinando crescita di volumi ed efficienze di costo. Su queste basi, Eni incrementa per la seconda volta la stima annuale di generazione di cassa nonostante lo sfavorevole scenario prezzi/cambi.
- Il programma 2025 di acquisto di azioni è incrementato di €0,3 mld, il 20% in più, a €1,8 mld, considerando la solida struttura patrimoniale con un leverage proforma ai minimi storici, che beneficia di numerose iniziative di cassa per un ammontare annuo atteso di €4 mld, il 30% in più del precedente obiettivo.
- Rilevanti risultati per il nostro business Upstream, che si conferma ai vertici dell'industria:
 - Produzione in crescita del 6% grazie al graduale contributo della valorizzazione del portafoglio del 2024;
 - Decisione finale d'investimento per il progetto Coral North FLNG nelle acque del Mozambico;
 - Finalizzata la vendita del 30% nel progetto a olio Baleine in Costa d'Avorio;
 - Attesa entro fine 2025 la finalizzazione degli accordi del quarto e maggiore dei satelliti Upstream, che fa leva sul nostro portafoglio in Indonesia e sullo sviluppo del GNL in combinazione con le attività di Petronas.
- Lo sviluppo della nostra strategia nelle attività della transizione prosegue in parallelo a quelle tradizionali:
 - Avviate le riconversioni industriali dei poli di Brindisi, Sannazzaro e Priolo;
 - Imminente la finalizzazione dell'investimento del 20% del fondo Ares in Plenitude del valore di €2 mld;
 - Accordo con GIP per la creazione di un nuovo satellite a controllo congiunto per sviluppare/valorizzare le nostre attività nella cattura/stoccaggio/riutilizzazione della CO₂.

Roma, 24 ottobre 2025 - Il Consiglio di Amministrazione di Eni, riunitosi ieri sotto la presidenza di Giuseppe Zafarana, ha approvato i risultati consolidati del terzo trimestre e nove mesi 2025 (non sottoposti a revisione contabile). Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"I risultati del terzo trimestre sono eccellenti e tutte le principali variabili operative, economiche e finanziarie hanno superato le aspettative. La produzione di 1,76 mln barili/giorno è in forte crescita (+6% rispetto allo scorso anno) e ci consente di alzare la guidance annuale sino a 1,72 mln barili/giorno, confermando il trend di accelerazione destinato a proseguire nei prossimi mesi grazie ai nuovi campi in sviluppo in Congo, EAU, Qatar e Libia, e all'avvio della combinazione di business in Indonesia e Malesia che costituirà uno dei principali player sul mercato del GNL nel continente asiatico. La valorizzazione dei nostri business continua con l'incasso dalla cessione del 30% del campo di Baleine in Costa d'Avorio, secondo il consolidato dual exploration model, e con l'avanzamento della cessione del 20% della quota di Plenitude al fondo Ares, per il quale tutte le condizioni sospensive sono state completate. Con questa operazione i due business di Enilive e Plenitude hanno determinato incassi per circa €6,5 mld negli ultimi due anni. Continua anche l'esecuzione della strategia di transizione: il piano di potenziamento dell'hub di Sannazzaro e di conversione di Priolo segnano nuovi progetti di sviluppo della bioraffinazione e contribuiscono al piano di trasformazione del nostro downstream; allo stesso tempo Plenitude ha raggiunto i 4,8 GW di capacità installata di generazione rinnovabile, in linea con l'incremento che riguarda i 5,5 GW entro fine anno. Inoltre, è stata avviata la partnership con GIP destinata a massimizzare il potenziale di crescita delle attività di CCUS del nostro portafoglio. In un contesto di prezzi del greggio deboli e di un euro in rafforzamento, la performance economica finanziaria conferma l'efficacia della nostra strategia e del modello satellitare che consente di assicurare una crescita accelerata e dividendi stabili. L'EBIT proforma è stato solido a €3 mld, così come l'utile netto a €1,2 mld, +20% rispetto alle aspettative. Altrettanto significativa la performance di cassa con un CFFO a €3,3 mld. La leva finanziaria proforma si attesta al 12%, un livello che resta ai minimi storici di Eni, e con una prospettiva a fine anno del 15-18%. In un contesto di prezzi più deboli, grazie all'incremento delle stime di cassa operativa, Eni si distingue nel settore aumentando la distribuzione con un incremento del buyback di €300 mln a €1,8 mld, riducendo al contempo l'indebitamento. In sostanza, il terzo trimestre dimostra come tutti i principali elementi della nostra strategia stiano progredendo con successo in modo contestuale: stiamo crescendo in modo competitivo in tutti i nostri business chiave; nell'upstream stiamo avviando nuovi progetti assicurandoci nel contempo nuove opportunità tramite il nostro know-how esplorativo e tecnologico al top dell'industria; e stiamo aprendoci nuove opportunità nell'ambito della transizione energetica. In parallelo, stiamo creando sempre maggiore valore in termini di gestione rischio/rendimento attraverso il nostro dual exploration model e tramite la strategia satellitare, che ci consentono di ridurre il debito e condividere la creazione del valore con i nostri azionisti."

Principali dati operativi e risultati economico-finanziari

II Trim. 2025			III Trim.			Nove mesi		
			2025	2024	var %	2025	2024	var %
1.668	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.756	1.661	6	1.691	1.704	(1)
4,5	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	gigawatt	4,8	3,1	55	4,8	3,1	55
2.681	Utile operativo proforma adjusted ^(a)	€ milioni	2.996	3.400	(12)	9.358	11.623	(19)
1.889	società consolidate		2.073	2.442	(15)	6.562	8.654	(24)
792	società partecipate rilevanti ^(b)		923	958	(4)	2.796	2.969	(6)
	Utile operativo proforma adjusted (per settore) ^(a)							
2.422	E&P		2.638	3.259	(19)	8.368	10.242	(18)
387	Global Gas & LNG Portfolio (GGP) e Power		346	286	21	1.206	995	21
262	Enilive e Plenitude		331	306	8	929	1.010	(8)
(193)	Refining e Chimica		(53)	(192)	72	(580)	(438)	(32)
(197)	Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento		(266)	(259)		(565)	(186)	
2.200	Utile netto ante imposte adjusted ^(a)		2.273	2.656	(14)	7.222	9.200	(22)
1.134	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(c)}		1.247	1.271	(2)	3.793	4.372	(13)
543	Utile (perdita) netto ^(d)		803	522	54	2.518	2.394	5
2.775	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo ^(a)		3.297	2.898	14	9.486	10.701	(11)
3.517	Flusso di cassa netto da attività operativa		3.078	2.997	3	8.980	9.472	(5)
2.029	Investimenti organici ^(d)		1.990	1.995	(0)	5.904	6.111	(3)
10.198	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		9.931	11.627	(15)	9.931	11.627	(15)
53.405	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		52.966	53.478	(1)	52.966	53.478	(1)
0,19	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,19	0,22		0,19	0,22	

(a) Per la definizione dei risultati adjusted vedi nota sulle Non-GAAP measure alle pagine 18 e successive.

(b) Per le principali JV/collegate vedi "Riconduzione utile operativo proforma adjusted di Gruppo" a pagina 24.

(c) Di competenza azionisti Eni.

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

Highlight strategici e finanziari

Il contributo della elevata redditività dei nuovi progetti oil&gas e l'eccellente gestione della base produttiva hanno determinato i solidi risultati E&P nel terzo trimestre '25.

- La produzione oil&gas è cresciuta in modo rilevante, con un aumento del 6% rispetto al trimestre di confronto e del 5% su base sequenziale raggiungendo 1,76 mln di boe/g, beneficiando dell'accelerazione negli avvisi e nelle entrate a regime, della solida continuità operativa e delle attività di manutenzione ottimizzate.
- Ottenuta la decisione finale d'investimento per il rilevante progetto Coral North FLNG, nelle acque del Mozambico. Il completamento è previsto in appena tre anni, facendo leva sulla rapidità esecutiva nonché sull'esperienza di successo di Coral South, con l'obiettivo di portare sul mercato 3,6 mln di tonnellate/anno di capacità produttiva di GNL.
- Il varo dell'unità navale di produzione di GNL, Nguva FLNG, rappresenta un passo decisivo per l'avvio della Fase 2 del progetto Congo LNG prevista a fine 2025, con l'obiettivo di un plateau produttivo di 3 mln di tonnellate/anno, dalle attuali 0,6 mln di tonnellate/anno.
- Trimestre di grande rilievo dei nostri satelliti E&P in termini di contributo alla crescita. Azule Energy, il nostro satellite in Angola (quota Eni 50%), ha avviato la produzione del progetto operato Agogo West Hub, con dieci mesi di anticipo rispetto ai piani. Inoltre, è imminente l'avvio della produzione di gas del progetto operato NGC. Vår Energi, il nostro satellite in Norvegia (quota Eni 63%), ha raggiunto con un trimestre di anticipo l'obiettivo produttivo di 400 mila boe/g, grazie al rapido avvio dei progetti Johan Castberg e Balder X, quest'ultimo operato da Vår. Ithaca Energy (quota Eni 36%), il nostro satellite nel Regno Unito, ha quasi raddoppiato il valore di borsa dalla sua costituzione e ha aumentato l'obiettivo di produzione grazie ad acquisizioni complementari al portafoglio e all'eccellente gestione operativa.
- Il quarto satellite E&P, quello di maggiori dimensioni, combinando le attività di Eni e Petronas rispettivamente in Indonesia e Malesia procede secondo i piani verso la finalizzazione degli accordi entro fine anno. Contribuirà in misura significativa alla creazione di valore e alla crescita, con particolare focus sui mercati asiatici del GNL.
- Firmato un accordo con YPF sui prossimi passi per la decisione finale di investimento nel progetto integrato di larga scala upstream/midstream Argentina LNG per lo sviluppo delle rilevanti risorse di Vaca Muerta, che prevede un approccio per fasi per esportare fino a 30 mln di tonnellate/anno di GNL nel lungo termine.

Significativo percorso di crescita per i nostri satelliti della transizione; Versalis avanza nella trasformazione

- Con l'approvazione regolatoria del piano di conversione del polo di Sannazzaro, Eni ed Enilive sono attualmente impegnate nella realizzazione di quattro progetti (Livorno e in Corea del Sud/Malesia) per espandere in misura significativa la capacità produttiva di biocarburanti.
- La capacità rinnovabile installata di Plenitude ha raggiunto 4,8 GW e il programma di espansione procede per raggiungere i 5,5 GW entro fine anno. Il portafoglio clienti sarà ampliato e rafforzato grazie all'acquisizione in corso di Acea Energia.
- Per effetto della chiusura dell'impianto di cracking di Brindisi, Versalis ha avviato il progetto di conversione del polo alla produzione di batterie ad accumulo statico in JV con Seri Industrial. Avviato analogo progetto per il polo di Priolo per la produzione di biocarburanti e plastiche riciclate.

Il modello di esplorazione duale e gli investimenti di capitale specializzato nei nostri satelliti della transizione cristallizzano la creazione di valore

- Finalizzata la cessione del 30% del giacimento a olio Baleine nelle acque della Costa d'Avorio con incasso di €1 mld.
- Accordo con GIP per la creazione di un satellite a controllo congiunto per lo sviluppo e valorizzazione del business CCUS.
- Imminente il completamento dell'investimento del 20% da parte del fondo Ares in Plenitude per €2 mld.

La crescita e la disciplina nei costi e nella cassa hanno mitigato gli effetti del più debole scenario determinando eccellenti risultati finanziari nel terzo trimestre '25 e competitivi ritorni per gli azionisti, mantenendo una robusta struttura finanziaria

- Nel terzo trimestre 2025 l'EBIT proforma adjusted del Gruppo è stato solido a €3 mld, nonostante la flessione del 14% del prezzo del petrolio e l'apprezzamento dell'euro vs dollaro USA (+6%), i cui effetti sono stati mitigati dalla crescita dei volumi e dalle azioni di efficienza. Il Gruppo ha generato €1,2 mld di utile netto adjusted con un tax rate del 42%.
- E&P: EBIT proforma adjusted pari a €2,64 mld (in calo del 19% rispetto al terzo trimestre '24, ma in crescita di circa il 9% su base sequenziale) sostenuto dalle maggiori produzioni e dalle azioni di efficienza che hanno mitigato i minori prezzi di realizzo dei greggi di produzione e l'impatto negativo del cambio.
- GGP e Power: EBIT proforma adjusted di €0,35 mld (in crescita del 21% rispetto al '24) grazie alla continua generazione di valore derivante dall'ottimizzazione del portafoglio gas.
- Enilive: EBIT proforma adjusted di €0,23 mld (EBITDA pari a €0,32 mld), in crescita del 35% rispetto al terzo trimestre '24, grazie alla ripresa dei margini dei biocarburanti. Plenitude: EBIT proforma adjusted di €0,10 mld (€0,22 mld di EBITDA), in calo rispetto allo stesso trimestre del '24.
- Refining è tornata in utile (€0,14 mld rispetto al breakeven nei trimestri di confronto) per effetto dei migliorati margini dei carburanti e del più elevato tasso di utilizzo degli impianti. Il business della Chimica ha registrato una perdita di €0,19 mld nel quadro della prolungata recessione dell'industria europea, pur evidenziando dei segnali di inversione grazie ai primi effetti del piano di ristrutturazione in atto.

- Il flusso di cassa operativo "CFFO adjusted"¹ di €3,3 mld, ampiamente superiore agli investimenti di €2 mld, mostra un incremento del 14% rispetto all'anno precedente nonostante lo sfidante scenario. Il flusso di cassa discrezionale di €1,3 mld è stato incrementato dalle iniziative di cassa finalizzate a ottimizzare il capitale circolante (contributo di €2,1 mld nei nove mesi), nonché da incassi da gestione del portafoglio di circa €1,1 mld, relativi principalmente alla cessione del 30% nel progetto Baleine e altri asset non strategici in Congo. Questi flussi hanno finanziato €1,3 mld di cassa agli azionisti (prima tranche del dividendo 2025 per €0,78 mld e il riacquisto di azioni per €0,56 mld nell'ambito del piano 2025). L'indebitamento finanziario netto sceso a €9,9 mld, in flessione rispetto a giugno 2025, determina un rapporto di leva contabile del 19%, ovvero 12% su base proforma considerando gli incassi delle operazioni non ancora finalizzate alla chiusura del trimestre.

Outlook 2025

Eni aumenta di €0,3 mld il programma 2025 di acquisto di azioni fino a €1,8 mld sulla base dei rilevanti progressi strategici compiuti e di una stima più elevata di generazione di cassa ad anno intero, con una seconda revisione al rialzo nel 2025 nonostante gli effetti negativi della flessione dei prezzi dell'energia e debolezza del dollaro USA.

Nello specifico, le previsioni finanziarie e operative sono aggiornate come segue:

- il flusso di cassa operativo atteso nell'anno (rettificato prima dei movimenti del capitale circolante) è incrementato a €12 mld, rispetto alla precedente stima di €11,5 mld allo scenario aggiornato². Ciò rappresenta un miglioramento gestionale di €1,3 mld rispetto alla guidance originaria del Piano.
- la produzione attesa di petrolio e gas è incrementata in un intervallo di 1,71-1,72 mln di boe/giorno, con un livello previsto di circa 1,8 mln di boe/giorno nel quarto trimestre.
- la proiezione ad anno intero dell'EBIT proforma adjusted di GGP è incrementata a oltre €1 mld grazie alle ottimizzazioni di portafoglio.
- Incrementate a €4 mld dai precedenti €3 mld le iniziative di cassa e le altre misure organiche attuate per mitigare gli effetti dello scenario.

Inoltre:

- Confermati gli investimenti lordi ad un valore inferiore a €8,5 mld, in riduzione rispetto alla previsione iniziale di un importo inferiore ai €9 mld; i capex netti sono previsti inferiori a €5 mld rispetto alla previsione originaria di un intervallo €6,5-7 mld.
- Confermato l'outlook per Enilive e Plenitude: EBITDA proforma adjusted dell'anno previsto rispettivamente pari a circa €1 mld e superiore a €1,1 mld;
- Capacità rinnovabile installata prevista a fine anno a 5,5 GW (Plenitude @100%); capacità di bio-raffinazione a 1,65 MTPA, alla quale si aggiunge 1 MTPA in costruzione.

Indice di solidità finanziaria atteso nell'intervallo indicato nel Piano.

- Leverage proforma a fine anno previsto nel range di 0,15-0,18.

Rivisti al rialzo rispetto al piano originale i ritorni previsti per gli azionisti nel 2025, con l'esecuzione di un programma di riacquisto azioni da almeno €1,8 mld, con un aumento pari al 20% rispetto alla guidance del Capital Market Update, e un aumento già annunciato del dividendo del 5% a €1,05 per azione

- La messa in pagamento della seconda tranche del dividendo 2025 pari a €0,26 per azione è prevista il 26 novembre 2025 (record date 25 novembre).

¹ Calcolato prima della variazione del capitale circolante al costo di rimpiazzo.

² L'outlook 2025 aggiornato nel terzo trimestre si basa sulle seguenti previsioni: prezzo del Brent a 70 \$/barile (70 \$/barile nell'outlook del Q2 '25), prezzo spot del gas TTF a 36 €/MWh, margine di raffinazione SERM a 5,8 \$/barile (in aumento rispetto alle assunzioni del Q2 pari a 4 \$/barile), tasso di cambio EUR/USD a 1,13 rispetto all'outlook precedente pari a 1,1.

Segmenti di business: risultati operativi e finanziari

Exploration & Production

Produzione e prezzi

II Trim. 2025			III Trim.			Nove mesi		
			2025	2024	var %	2025	2024	var %
67,82	Brent dated	\$/barile	69,07	80,18	(14)	70,85	82,79	(14)
1,134	Cambio medio EUR/USD		1,168	1,098	6	1,119	1,087	3
1.668	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.756	1.661	6	1.691	1.704	(1)
825	Petrolio	mgl di barili/g	860	775	11	824	783	5
125	Gas naturale	mln di metri cubi/g	133	131	2	128	137	(7)
50,81	Prezzi medi di realizzo ^(a)	\$/boe	52,07	55,95	(7)	52,68	55,74	(5)
62,77	Petrolio	\$/barile	64,00	73,88	(13)	65,43	75,27	(13)
253	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	261	259	1	260	255	2

(a) I prezzi si riferiscono alle società consolidate.

- Nel terzo trimestre 2025 la **produzione di idrocarburi** di 1,76 mln di boe/giorno ha registrato un aumento del 6% rispetto al terzo trimestre 2024 (1,69 mln nei nove mesi 2025, -1%). L'eccellente gestione dei progetti di sviluppo ha consentito l'entrata a regime dei progetti in Costa d'Avorio, Congo e Messico. Questi incrementi sono stati sostenuti dagli avvii dei progetti nei nostri satelliti in Angola e Norvegia e dalla regolarità di marcia e dall'ottimizzazione delle attività di manutenzione dei giacimenti in produzione. Tali effetti positivi sono stati parzialmente compensati dal declino dei giacimenti maturi e dalla cessione delle attività perfezionate nel 2024 in Nigeria, Alaska e Congo per migliorare il portafoglio. La crescita degli asset in portafoglio è stata dell'8,5% nel trimestre. Su base sequenziale, la produzione di idrocarburi è aumentata del 5% rispetto al secondo trimestre 2025 per effetto dell'entrata a regime dei progetti organici in Norvegia, Indonesia, Messico e Angola.
- La **produzione di petrolio** è stata di 860 mila barili/giorno, in aumento dell'11% rispetto al terzo trimestre 2024 (824 mila barili/giorno nei nove mesi 2025, in aumento del 5%). La crescita organica in Costa d'Avorio, a seguito dell'avvio della Fase 2 del progetto Baleine, Messico e Norvegia è stata compensata dai disinvestimenti e dal declino di giacimenti maturi.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 133 mln di metri cubi/giorno, in aumento del 2% rispetto al terzo trimestre 2024 (128 mln di metri cubi/giorno nei nove mesi 2025, in riduzione del 7%). La crescita organica in Congo (Marine XII), Italia (Argo/Cassiopea) e Indonesia (Merakes East), nonché nei nostri satelliti in Angola e Norvegia è stata in parte compensata dalla cessione delle attività e dal declino dei giacimenti maturi.

Risultati

II Trim. 2025			III Trim.			Nove mesi		
(€ milioni)			2025	2024	var %	2025	2024	var %
4.701	Ricavi Upstream		4.616	5.703	(19)	14.723	17.637	(17)
2.422	Utile operativo proforma adjusted		2.638	3.259	(19)	8.368	10.242	(18)
763	di cui: società partecipate rilevanti		838	933	(10)	2.679	2.818	(5)
1.495	Utile (perdita) operativo delle società consolidate		1.670	2.264	(26)	5.116	6.009	(15)
164	Esclusione special items		130	62		573	1.415	
1.659	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		1.800	2.326	(23)	5.689	7.424	(23)
1.957	Utile (perdita) ante imposte adjusted		2.015	2.552	(21)	6.428	8.028	(20)
45,9	tax rate (%)		41,7	49,6		44,8	52,8	
1.059	Utile (perdita) netto adjusted		1.175	1.286	(9)	3.547	3.791	(6)
42	Costi di ricerca esplorativa:		45	113	(60)	131	299	(56)
42	costi di prospezioni, studi geologici e geofisici		36	54	(33)	122	135	(10)
	radiazione di pozzi di insuccesso		9	59	(85)	9	164	(95)
1.336	Investimenti tecnici		1.535	1.384	11	4.310	4.270	1

II Trim. 2025			III Trim.			Nove mesi		
Società partecipate rilevanti			2025	2024	var %	2025	2024	var %
763	Utile operativo adjusted (quota Eni)	(€ milioni)	838	933	(10)	2.679	2.818	(5)
412	di cui: Vår Energi		479	602	(20)	1.488	1.794	(17)
218	Azule		204	247	(17)	654	818	(20)
167	Utile netto adjusted		299	279	7	794	833	(5)
330	Dividendi		306	91	..	903	857	5
432	Produzione di idrocarburi	(mgl di boe/a)	493	380	30	452	388	16

- Nel terzo trimestre 2025 il settore Exploration & Production ha registrato l'utile operativo proforma adjusted di €2.638 mln con una riduzione del 19% rispetto al terzo trimestre 2024, dovuta ai minori prezzi di realizzo in dollari dei liquidi che

riflettono la riduzione del prezzo del benchmark Brent (-14%) e l'apprezzamento del cambio EUR/USD (+6%) che penalizza la conversione in euro delle controllate aventi il dollaro USA come moneta funzionale. Tali riduzioni sono state parzialmente compensate dalla crescita delle produzioni, da positivi effetti mix dovuti al maggiore contributo dei progetti a maggiore redditività a seguito della razionalizzazione del portafoglio e dalle iniziative di efficienza. Nei nove mesi '25, l'utile operativo proforma adjusted di €8.368 mln è diminuito del 18% rispetto ai nove mesi '24 per gli stessi fenomeni evidenziati nel commento ai risultati del trimestre.

- Nel terzo trimestre 2025 il settore ha registrato l'utile netto adjusted di €1.175 mln (-9% rispetto al terzo trimestre 2024) al quale hanno contribuito i risultati delle JV e collegate, in particolare Vår Energi, Azule Energy ed Ithaca Energy. L'utile netto adjusted di €3.547 mln nei nove mesi 2025 evidenzia una riduzione del 6% rispetto ai nove mesi '24.
- Nel terzo trimestre 2025 il tax rate si attesta a circa 42% (45% nei nove mesi 2025) in riduzione di circa 8 punti percentuali rispetto ai periodi di confronto del 2024 per effetto principalmente di un più favorevole mix geografico dei profitti.

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

Sviluppi strategici

- Dall'inizio dell'anno, le risorse esplorative sono state incrementate di circa 800 mln di boe, estendendo a oltre 10 anni consecutivi la serie storica di esercizi nei quali Eni è stata in grado di rimpiazzare la produzione in modo organico. Sono state realizzate importanti scoperte near field in diverse aree geografiche. Ad aprile, la JV Azule Energy (Eni 50%) ha confermato un'importante scoperta con il pozzo Capricornus 1-X, nel bacino di Orange in Namibia, grazie a un test di produzione positivo che ha intercettato un intervallo mineralizzato a olio leggero, seguito a settembre da un'ulteriore scoperta a gas e condensati con il pozzo Volans-1X. Azule Energy ha anche annunciato la scoperta con il primo pozzo esplorativo interamente dedicato ai temi a gas Gajajeira-01 in Angola. Nel 2025 le scoperte near field sono state confermate con test di produzione positivi nel Regno Unito (attraverso Ithaca Energy, Eni 36%) in Norvegia (tramite Vår Energi, Eni 63%) e in Costa d'Avorio. Nel quarto trimestre 2025, è prevista una significativa attività esplorativa, in particolare in Angola, Costa d'Avorio, Libia e Indonesia.
- Luglio: Eni ha firmato con il partner Sonatrach un contratto per l'esplorazione e lo sviluppo di idrocarburi nell'area di Zemoul El Kbar. Il contratto, della durata di 30 anni, riguarda un'area di circa 4.200 km² e comprende anche asset adiacenti precedentemente gestiti tramite contratti separati. L'accordo fa seguito alla recente assegnazione a Eni, in partnership con PTTEP, del blocco Reggane II, avvenuta nell'ambito della Gara Algeria 2024.
- Agosto: avviata la produzione del progetto Agogo Integrated West Hub, operato dalla JV Azule Energy nel blocco 15/06, nell'offshore dell'Angola. Il progetto comprende l'intera fase di sviluppo per due giacimenti, Agogo e Ndungu, con riserve totali di circa 450 mln di barili e un plateau produttivo atteso a 180 boe/giorno.
- Agosto: l'unità flottante di gas naturale liquefatto (FLNG) Nguya, è salpata e destinata a incrementare in modo significativo la produzione di GNL nell'ambito della Fase 2 del progetto Congo LNG, nella concessione Marine XII, nell'offshore della Repubblica del Congo. La FLNG è stata disegnata e costruita in soli 33 mesi, dall'aggiudicazione del contratto al sail away segnando un record in termini di time-to-market nell'intera industria e incrementerà la capacità totale a 3 MTPA di GNL (dagli attuali 0,6 MTPA).
- Settembre: Eni, insieme ai partner del progetto Offshore Cape Three Points (OCTP), Vitol e la Ghana National Petroleum Corporation (GNPC), ha firmato un Memorandum d'Intenti con il Governo del Ghana, per incrementare la produzione nazionale di petrolio e gas e promuovere nuove iniziative sostenibili. La collaborazione inoltre valuterà attività esplorative ed il possibile sviluppo del nuovo giacimento Eban-Akoma nel blocco Cape Three Points 4.
- Settembre: Eni finalizza la cessione a Vitol di una partecipazione del 30% nel progetto Baleine in Costa d'Avorio. Il progetto Baleine è il principale sviluppo offshore nel Paese ed è posseduto da Eni (47,25%), Vitol (30%) e Petroci (22,75%). La transazione è in linea con la strategia di Eni volta all'ottimizzazione delle attività upstream, che prevede di anticipare la valorizzazione delle scoperte esplorative attraverso la riduzione delle partecipazioni in esse.
- Ottobre: Eni ha firmato un contratto di esplorazione relativo al blocco CI-707, offshore della Costa d'Avorio, che presenta una continuità geologica con il vicino blocco CI-205, dove è presente la scoperta Calao annunciata da Eni nel marzo 2024. Questa vicinanza offre un'opportunità per futuri sviluppi sinergici.
- Ottobre: Eni ha raggiunto con i partner CNPC, ENH, Kogas e XRG la Decisione Finale di Investimento (FID) per lo sviluppo del progetto Coral North FLNG che porterà in produzione le riserve della parte settentrionale del giacimento Coral a gas nell'Area 4, nel bacino di Rovuma, attraverso un impianto galleggiante di GNL con una capacità produttiva di 3,6 MTPA. Il progetto farà leva sull'approccio fast-track di Eni e l'esperienza acquisita con il progetto Coral South con start-up atteso in soli tre anni.
- Ottobre: Eni e la società argentina YPF hanno firmato la Descrizione Tecnica Finale di Progetto (FTPD), un passo significativo verso la Decisione Finale di Investimento relativa ad una fase da 12 MTPA di gas naturale liquefatto del progetto integrato upstream-midstream Argentina LNG (ARGLNG), progettato per sviluppare le risorse del giacimento a gas Vaca Muerta, che prevede un approccio per fasi per esportare fino a 30 MTPA di GNL nel lungo termine.

Global Gas & LNG Portfolio e Power

Vendite e produzione

II Trim. 2025			III Trim.			Nove mesi		
			2025	2024	var %	2025	2024	var %
	Global Gas & LNG Portfolio							
38	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/MWh	36	38	(7)	41	34	21
35	TTF		32	35	(8)	38	31	21
3	Spread PSV vs. TTF		3	3	13	3	2	17
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi						
4,49	Italia		4,26	5,09	(16)	14,70	17,73	(17)
3,86	Resto d'Europa		3,72	4,92	(24)	12,79	15,62	(18)
0,28	Importatori in Italia		0,09	0,16	(44)	0,59	0,95	(38)
3,58	Mercati europei		3,63	4,76	(24)	12,20	14,67	(17)
0,66	Resto del Mondo		1,20	0,78	54	2,82	2,27	24
9,01	Totale vendite gas ^(a)		9,18	10,79	(15)	30,31	35,62	(15)
2,8	Vendite di GNL		3,3	2,2	50	8,9	7,1	25
	Power							
4,53	Produzione termoelettrica	TWh	4,83	5,33	(9)	14,77	14,56	1

(a) Include vendite intercompany.

- Nel terzo trimestre 2025 le **vendite di gas naturale** di 9,18 mld di metri cubi sono in diminuzione del 15% rispetto al periodo di confronto per effetto della riduzione dei volumi venduti nel settore grossisti in Italia. Le vendite nel mercato Europeo pari a 3,63 mld di metri cubi si riducono rispetto al periodo di confronto (-24% rispetto al Q3 '24), a seguito delle minori vendite in Turchia e in Germania, parzialmente compensate dalle maggiori vendite in Francia, Regno Unito e Penisola Iberica. Nei nove mesi 2025, le vendite di gas naturale ammontano a 30,31 mld di metri cubi, in riduzione del 15% rispetto ai nove mesi 2024, a causa dei minori volumi commercializzati in Italia (-17%, pari a -3,03 mld di metri cubi vs. i nove mesi 2024) e nei mercati Europei (-17%, pari a -2,47 mld di metri cubi vs i nove mesi 2024), in particolare in Turchia.
- La **produzione termoelettrica** è stata pari a 4,83 TWh nel terzo trimestre 2025, in riduzione del 9% rispetto al periodo di confronto per effetto del minor tasso di utilizzo degli impianti. Nei nove mesi 2025, la produzione ha registrato un lieve incremento (+1% rispetto al periodo di confronto), per cogliere le opportunità di mercato (14,77 TWh nei nove mesi 2025 rispetto a 14,56 TWh nei nove mesi 2024).

Risultati

II Trim. 2025		(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
			2025	2024	var %	2025	2024	var %
3.444	Ricavi della gestione caratteristica		3.503	4.227	(17)	12.537	12.691	(1)
387	Utile operativo proforma adjusted		346	286	21	1.206	995	21
321	GGP		279	253	10	910	912	-
9	di cui: società partecipate rilevanti		4	8	(50)	23	31	(26)
66	Power		67	33	..	296	83	..
585	Utile (perdita) operativo delle società consolidate		227	(95)	..	1.585	(779)	..
(207)	Esclusione special item		115	373		(402)	1.743	
378	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		342	278	23	1.183	964	23
382	Utile (perdita) ante imposte adjusted		348	286	22	1.200	995	21
38,5	tax rate (%)		37,9	40,2		36,8	40,1	
235	Utile (perdita) netto adjusted		216	171	26	758	596	27
25	Investimenti tecnici		14	22	(36)	51	67	(24)

- Nel terzo trimestre 2025 il business **Global Gas & LNG Portfolio** ha conseguito l'utile operativo proforma adjusted di €279 mln in aumento del 10% rispetto al periodo di confronto, trainato dalla continua valorizzazione del portafoglio gas. Nei nove mesi '25, l'utile operativo proforma adjusted di €910 mln è in linea rispetto ai nove mesi '24, beneficiando delle rinegoziazioni e degli accordi commerciali.
- Nel terzo trimestre 2025, il business **Power** ha riportato l'utile operativo proforma adjusted di €67 mln, in aumento di €34 mln rispetto allo stesso periodo del 2024, per effetto di un provento una tantum dovuto a una rinegoziazione contrattuale. Nei nove mesi 2025, l'utile operativo proforma adjusted di €296 mln, in aumento di €213 mln rispetto ai nove mesi 2024, per effetto degli stessi driver del trimestre.

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

Sviluppi strategici

- Luglio: firmato un accordo di lungo termine con Venture Global per la fornitura di 2 MTPA di gas naturale liquefatto (GNL) per 20 anni a partire dal 2030, parte della Fase 1 del progetto CP 2 GNL di Venture Global, in fase di sviluppo. L'accordo è la prima fornitura a lungo termine di GNL da parte di Eni negli Stati Uniti e rappresenta uno sviluppo significativo nella strategia di Eni di espandere e diversificare la presenza nel GNL, migliorando la flessibilità del portafoglio al fine di raggiungere l'obiettivo di 20 MTPA di fornitura di GNL contrattualizzato entro il 2030.
- Settembre: firmato un accordo triennale con Botas per la vendita di complessivi 1,5 mld metri cubi di GNL in Turchia.

Enilive e Plenitude

Enilive

II Trim. 2025			III Trim.			Nove mesi		
			2025	2024	var %	2025	2024	var %
Enilive								
852	Spread EU HVO UCO-based vs UCO	\$/ton	1.143	613	86	899	671	34
444	Spread US RD ^(a) UCO-based vs UCO		420	758	(45)	449	892	(50)
274	Lavorazioni bio	mgl/ton	315	277	14	881	952	(7)
74	Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio	%	85	74	15	79	85	(7)
5,38	Totale vendite Enilive	mln ton	5,75	6,12	(6)	16,41	17,93	(8)
1,97	Vendite rete		2,10	2,07	1	5,85	5,75	2
1,40	di cui: Italia		1,49	1,43	4	4,14	4,03	3
2,83	Vendite extrarete		3,21	3,44	(7)	8,92	10,40	(14)
2,09	di cui: Italia		2,42	2,64	(8)	6,78	7,98	(15)
0,58	Altre vendite		0,44	0,61	(28)	1,64	1,78	(8)

(a) Renewable Diesel.

- Nel terzo trimestre 2025 i **volumi di lavorazione bio** pari a 0,32 mln di tonnellate (+14% rispetto al terzo trimestre 2024), riflettono i maggiori volumi lavorati presso le bioraffinerie di Gela e Chalmette a seguito della circostanza che il terzo trimestre 2024 era stato impattato dalle attività di manutenzione. Nei nove mesi '25 le lavorazioni bio di 0,88 mln di tonnellate registrano una riduzione del 7% rispetto ai nove mesi '24, a seguito delle fermate per manutenzione occorse nella prima metà dell'anno.
- Nel terzo trimestre 2025 le **vendite rete** ammontano a 2,10 mln di tonnellate, in leggera crescita rispetto al periodo di confronto, per maggiori vendite in Italia, in particolare di benzine e diesel. Nei nove mesi 2025, le vendite rete ammontano a 5,85 mln di tonnellate, +2% rispetto al periodo di confronto per gli stessi driver del trimestre.
- Nel terzo trimestre 2025 le **vendite extrarete** sono pari a 3,21 mln di tonnellate, -7% rispetto al 2024 a seguito principalmente della minore disponibilità di prodotto in specifiche aree geografiche in Italia. Le vendite sono in riduzione anche su base progressiva con 8,92 mln di tonnellate, -14% rispetto ai nove mesi 2024.

II Trim. 2025		(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
			2025	2024	var %	2025	2024	var %
4.779	Ricavi della gestione caratteristica		5.206	5.476	(5)	14.742	16.215	(9)
209	EBITDA proforma adjusted		317	252	26	698	716	(3)
129	Utile operativo proforma adjusted		233	173	35	457	486	(6)
(9)	di cui: società partecipate rilevanti		(8)	(18)	56	(32)	(32)	
53	Utile (perdita) operativo delle società consolidate		219	49	347	393	361	9
61	Esclusione (utile) perdita di magazzino		(8)	114		34	121	
24	Esclusione special item		30	28		62	36	
138	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate		241	191	26	489	518	(6)
126	Utile (perdita) ante imposte adjusted		225	167	35	438	467	(6)
76	Utile (perdita) netto adjusted		163	116	41	304	317	(4)
176	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo		283	17	1.565	608	450	35
(1.264)	Indebitamento netto		(1.338)	(684)	(96)	(1.338)	(684)	(96)
68	Investimenti tecnici		98	100	(2)	199	224	(11)

- Nel terzo trimestre 2025, il business **Enilive** ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €233 mln, in miglioramento del 35% rispetto allo stesso periodo del 2024 (€173 mln nei nove mesi '25 rispetto a €486 mln dei nove mesi '24, -6%). La positiva performance è attribuibile principalmente ai robusti risultati ottenuti dalle nostre bioraffinerie nell'UE e negli Stati Uniti.
- L'EBITDA proforma adjusted di €317 mln è in aumento del 26% rispetto al terzo trimestre 2024 (€252 mln). Nei nove mesi '25 l'EBITDA proforma adjusted è stato di €698 mln, in calo del 3% rispetto ai €716 mln dei nove mesi '24.

Sviluppi strategici

- Luglio: Eni ha firmato con la Banca europea per gli investimenti (BEI) un contratto di finanziamento da €500 mln a 15 anni per sostenere la conversione in bioraffineria del sito Eni di Livorno. Il progetto Eni prevede la costruzione di nuovi impianti per la produzione di biocarburanti idrogenati, nonché di un'unità di pretrattamento delle cariche biogeniche e un impianto Ecofining™ da 500 mila tonnellate/anno.
- Agosto: LG-Eni BioRefining, Joint venture tra Enilive e LG Chem, ha avviato la costruzione del primo impianto di produzione di HVO (Hydrotreated Vegetable Oil) e SAF (Sustainable Aviation Fuel) in Corea del Sud, presso la città di Seoul. L'impianto tratterà circa 400 mila tonnellate annue di materie prime biogeniche sostenibili. Il completamento è previsto entro il 2027.
- Settembre: Eni ha avviato l'iter autorizzativo per la conversione di alcune unità della raffineria di Sannazzaro de' Burgondi (Pavia) in bioraffineria. Il progetto prevede la conversione dell'impianto esistente di Hydrocracker (HDC2), mediante la tecnologia Ecofining™, nonché la costruzione di un impianto per il pretrattamento degli scarti e residui tramite i quali Enilive produce i biocarburanti HVO. La nuova bioraffineria avrà una capacità produttiva di 550 mila tonnellate annue di carica e sarà flessibile nella produzione di SAF-biojet e HVO diesel.

Plenitude

II Trim. 2025			III Trim. 2025 2024 var %			Nove mesi 2025 2024 var %		
Plenitude								
102	PUN Index GME	€/MWh	110	119	(8)	117	102	14
10,0	Clienti retail/business a fine periodo	mln pdf	9,9	10,0	(1)	9,9	10,0	(1)
0,68	Vendite retail e business gas a clienti finali	mld di metri cubi	0,47	0,49	(5)	3,54	3,78	(6)
4,09	Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	terawattora	4,84	4,88	(1)	13,83	13,66	1
4,5	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	gigawatt	4,8	3,1	55	4,8	3,1	55
1,5	Produzione di energia da fonti rinnovabili	terawattora	1,6	1,2	35	4,3	3,5	23
21,8	Punti di ricarica veicoli elettrici a fine periodo	migliaia	22,1	21,0	5	22,1	21,0	5

- Al 30 settembre 2025, i **clienti retail/business** sono pari a circa 10 mln di unità (gas ed energia elettrica), leggermente in calo rispetto al 30 settembre 2024.
- Le **vendite retail e business gas a clienti finali** pari a 0,47 mld di metri cubi nel terzo trimestre 2025, sono in calo del 5% rispetto al periodo di confronto, principalmente a causa della variazione della base clienti. Nei nove mesi 2025 le vendite ammontano a 3,54 mld di metri cubi in calo del 6% principalmente in Italia, a seguito della riduzione dei clienti.
- Le **vendite retail e business energia elettrica a clienti finali** pari a 4,84 TWh nel terzo trimestre 2025 sono sostanzialmente in linea rispetto al terzo trimestre 2024. Nei nove mesi 2025, le vendite di 13,83 TWh hanno beneficiato dell'incremento della base clienti nel segmento business in Italia.
- Al 30 settembre 2025, la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 4,8 GW, principalmente grazie allo sviluppo organico dei progetti in Spagna, Stati Uniti, Regno Unito e Italia, e alle acquisizioni negli Stati Uniti, Spagna e Germania.
- La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 1,6 TWh nel terzo trimestre 2025, in aumento del 35% rispetto al terzo trimestre 2024 (4,3 TWh nei nove mesi '25, in aumento del 23% rispetto ai nove mesi '24), principalmente grazie allo start-up dei progetti organici e al positivo contributo degli asset acquisiti.
- I **punti di ricarica dei veicoli elettrici** installati al 30 settembre 2025 sono pari a 22,1 mila unità, in aumento del 5% rispetto alle 21 mila unità al 30 settembre 2024, grazie allo sviluppo della rete.

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2025	(€ milioni)	2025	2024	var %	2025	2024	var %
1.885	Ricavi della gestione caratteristica	1.818	1.987	(9)	7.421	7.194	3
256	EBITDA proforma adjusted	221	244	(9)	835	853	(2)
133	Utile operativo proforma adjusted	98	133	(26)	472	524	(10)
30	Utile (perdita) operativo delle società consolidate	23	158	(85)	87	992	(91)
94	Esclusione special item	69	(24)		371	(459)	
124	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	92	134	(31)	458	533	(14)
107	Utile (perdita) ante imposte adjusted	84	117	(28)	420	481	(13)
68	Utile (perdita) netto adjusted	53	70	(24)	276	312	(12)
217	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo	163	247	(34)	743	773	(4)
2.061	Indebitamento netto	1.967	1.756	12	1.967	1.756	12
196	Investimenti tecnici	190	190		530	671	(21)

- Nel terzo trimestre 2025, **Plenitude** ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €98 mln, in riduzione del 26% rispetto allo stesso periodo di confronto, per effetto dei minori risultati del business retail (principalmente relativi a soluzioni per l'efficienza energetica) parzialmente compensati dal ramp-up della capacità installata da fonti rinnovabili e dei relativi volumi. Nei nove mesi '25 l'utile operativo proforma adjusted ammonta a €472 mln, in riduzione del 10% rispetto al periodo di confronto pari a €524 mln.
- Nel terzo trimestre '25, il business ha conseguito un EBITDA proforma adjusted pari a €221 mln, in calo del 9% rispetto al terzo trimestre 2025. Nei nove mesi l'EBITDA proforma adjusted è pari a €835 mln, -2% rispetto a €853 mln del periodo di confronto.

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

Sviluppi strategici

- Settembre: GreenIT, la joint venture italiana partecipata da Plenitude e CDP Equity (Gruppo CDP) ha ottenuto un finanziamento di €370 mln dalla BEI e altri istituti per i progetti di energia rinnovabile.
- Settembre: Plenitude ha avviato un nuovo impianto fotovoltaico da 50 MW in Kazakhstan. L'impianto è parte di un progetto innovativo guidato da Eni e KazMunayGas (KMG), il primo su larga scala, per la realizzazione di una centrale elettrica ibrida da 247 MW, che integrerà la produzione di energia da fonte solare, eolica e a gas.
- Ottobre: Plenitude ha firmato con A.N.F.I.R. (Associazione Nazionale delle Finanziarie Regionali) un Accordo Quadro per realizzare impianti di produzione di energia da fonti rinnovabili.

Refining e Chimica

Produzioni e vendite

II Trim. 2025			III Trim. 2025 2024 var %			Nove mesi 2025 2024 var %		
Refining								
4,8	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	8,9	1,7	..	5,8	5,6	4
3,73	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	3,81	3,29	16	10,88	10,46	4
2,65	Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		2,79	2,68	4	7,95	7,71	3
6,38	Totale lavorazioni in conto proprio		6,60	5,97	11	18,83	18,17	4
84	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	84	78		81	78	
Chimica								
0,72	Vendite prodotti chimici	mln ton	0,59	0,81	(28)	2,10	2,43	(13)
47	Tasso utilizzo impianti	%	47	52	(10)	50	52	(4)

Refining

- Nel terzo trimestre 2025 il **marginale di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin)** si è attestato in media a 8,9 \$/barile, rispetto a 1,7 \$/barile nel terzo trimestre 2024, dovuto ai più favorevoli crack spreads dei prodotti sostenuti dalle numerose fermate di impianti a livello globale, nonostante la debole domanda (5,8 \$/barile nei nove mesi 2025, in lieve aumento rispetto a 5,6 \$/barile nei nove mesi 2024).
- Nel terzo trimestre 2025 le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** in Italia, pari a 3,81 mln di tonnellate, sono in aumento del 16% rispetto al terzo trimestre 2024, per effetto dei maggiori volumi lavorati presso le raffinerie di Sannazzaro e Milazzo, a seguito di minori fermate. Nel resto del mondo, le lavorazioni sono aumentate del 4% rispetto al terzo trimestre 2024 per effetto di maggiori volumi processati presso ADNOC Refineries. Nei nove mesi 2025, le lavorazioni in Italia e nel resto del mondo evidenziano un aumento rispettivamente del 4% e 3% rispetto ai periodi di confronto 2024.

Chimica

- Le **vendite di prodotti chimici** nel terzo trimestre 2025 sono pari a 0,59 mln di tonnellate, in riduzione del 28% rispetto al periodo di confronto a seguito del calo della domanda e di fermate produttive. Nei nove mesi '25 le vendite sono pari a 2,10 mln di tonnellate, -13% rispetto ai nove mesi 2024.
- 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

II Trim. 2025		III Trim.			Nove mesi		
		2025	2024	var %	2025	2024	var %
(€ milioni)							
4.533	Ricavi della gestione caratteristica	4.545	5.333	(15)	14.010	16.524	(15)
(193)	Utile (perdita) operativo proforma adjusted	(53)	(192)	72	(580)	(438)	(32)
(9)	Refining	135	1	..	35	145	(76)
20	di cui: società partecipate rilevanti	83	36	..	112	161	(30)
(184)	Chimica	(188)	(193)	3	(615)	(583)	(5)
(843)	Utile (perdita) operativo delle società consolidate	(291)	(908)	68	(1.593)	(1.081)	(47)
396	Esclusione (utile) perdita di magazzino	69	479		496	254	
234	Esclusione special item	86	201		405	228	
(213)	Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate	(136)	(228)	40	(692)	(599)	(16)
(207)	Utile (perdita) ante imposte adjusted	(58)	(207)	72	(608)	(469)	(30)
(197)	Utile (perdita) netto adjusted	(74)	(158)	53	(581)	(342)	(70)
175	Investimenti tecnici	142	163	(13)	430	453	(5)

- Nel terzo trimestre 2025, il business **Refining**, che include il contributo di ADNOC R> ha raggiunto un risultato positivo pari a €135 mln, rispetto al sostanziale pareggio del terzo trimestre 2024, grazie alla ripresa dei margini di raffinazione, al miglioramento del crack spread dei prodotti ed all'incremento dei tassi di utilizzo degli impianti di raffinazione. Nei nove mesi 2025, il business ha conseguito un utile operativo proforma adjusted di €35 mln, in calo rispetto al periodo di confronto (€145 mln) per effetto dello scenario negativo delle utility e altri effetti una tantum di cui aveva beneficiato il risultato del corrispondente periodo 2024.
- Nel terzo trimestre 2025, il business della **Chimica** gestito da Versalis ha riportato una perdita operativa proforma adjusted pari a €188 mln, in leggera diminuzione rispetto al terzo trimestre 2024 (€193 mln) a seguito dei primi benefici del piano di ristrutturazione, compensati dalle avverse condizioni di mercato. 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. Nei nove mesi 2025, la perdita proforma adjusted di €615 mln, in aumento rispetto alla perdita di €583 mln nei nove mesi 2024 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

- Luglio: Versalis ha firmato un Memorandum of Understanding (MoU) con Acea Ambiente relativo a iniziative per il riciclo delle plastiche post-consumo e post-industriali. L'accordo prevede inoltre la valutazione di soluzioni di riciclo chimico, tra cui la tecnologia proprietaria Hoop®.
- Settembre: Versalis ha firmato con Veritas, multiutility italiana, un accordo per promuovere l'economia circolare attraverso la valorizzazione delle plastiche post-consumo e post-industriali.
- Settembre: Eni Storage Systems, joint venture costituita da Eni e Fib, società appartenente al gruppo Seri Industrial, ha avviato i lavori per la costruzione di un impianto di produzione di batterie al litio stazionarie, nell'ambito del piano di riconversione del polo petrolchimico di Brindisi, dove l'attività è cessata.
- Ottobre: avviato l'iter autorizzativo per la trasformazione del sito di Priolo. Il progetto prevede una nuova bioraffineria e un impianto di riciclo chimico delle plastiche con tecnologia proprietaria Hoop® di Versalis. La nuova bioraffineria avrà una capacità di 500 mila tonnellate/anno basata su un impianto di Ecofining™, oltre a unità ausiliarie per il pretrattamento delle biomasse per la produzione di idrogeno. Il termine dei lavori è previsto entro la fine del 2028. L'impianto Versalis Hoop® avrà una capacità di trattamento di 40 mila tonnellate/anno.

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:

- Luglio: Eni e Khazna Data Centers, nell'ambito della partnership strategica tra Italia ed Emirati Arabi Uniti, hanno firmato un memorandum per la costituzione di una joint venture finalizzata allo sviluppo di un "AI Data Center Campus" con una capacità IT complessiva di 500 MW presso l'hub Eni di Ferrera Erbognone.
- Agosto: Eni ha sottoscritto con Global Infrastructure Partners ("GIP"), investitore globale leader nel settore delle infrastrutture che fa parte di BlackRock, un accordo per la cessione di una partecipazione pari al 49,99% in Eni CCUS Holding. La Società opera, attraverso le proprie controllate, i progetti in UK di Liverpool Bay e Bacton, oltre al progetto L10-CCS in Olanda. La Società ha, inoltre, il diritto di acquisire il 50% detenuto da Eni del progetto CCS Ravenna in Italia e potrà includere altri potenziali progetti in una più ampia piattaforma di iniziative CCUS nel medio-lungo termine.
- Settembre: Eni ha firmato con Commonwealth Fusion Systems (CFS) un accordo di acquisto di energia del valore di oltre \$1 mld, ampliando così la partnership strategica le due società per la commercializzazione dell'energia da fusione. Il Power Purchase Agreement (PPA) riguarda l'acquisto da parte di Eni di elettricità decarbonizzata proveniente da ARC, l'impianto di CFS per la produzione di energia da fusione, situato nella contea di Chesterfield, Virginia, che diventerà operativa all'inizio del prossimo decennio, come previsto dagli azionisti dell'iniziativa.

Risultati di Gruppo

II Trim. 2025	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2025	2024	var %	2025	2024	var %
18.767	Ricavi della gestione caratteristica	20.204	20.658	(2)	61.536	65.309	(6)
1.162	Utile (perdita) operativo	1.344	1.360	(1)	4.834	5.611	(14)
372	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	117	431	(73)	475	425	12
355	Esclusione special item ^(a)	612	651	(6)	1.253	2.618	(52)
1.889	Utile (perdita) operativo adjusted	2.073	2.442	(15)	6.562	8.654	(24)
792	Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti	923	958	(4)	2.796	2.969	(6)
2.681	Utile operativo proforma adjusted	2.996	3.400	(12)	9.358	11.623	(19)
2.422	E&P	2.638	3.259	(19)	8.368	10.242	(18)
387	Global Gas & LNG Portfolio (GGP) e Power	346	286	21	1.206	995	21
262	Enilive e Plenitude	331	306	8	929	1.010	(8)
(193)	Refining e Chimica	(53)	(192)	72	(580)	(438)	(32)
(197)	Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento	(266)	(259)		(565)	(186)	
2.200	Utile (perdita) ante imposte adjusted	2.273	2.656	(14)	7.222	9.200	(22)
1.175	Utile (perdita) netto adjusted	1.315	1.292	2	3.943	4.429	(11)
561	Utile (perdita) netto	865	544	59	2.621	2.476	6
543	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	803	522	54	2.518	2.394	5
256	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	87	309	(72)	333	305	9
335	Esclusione special item ^(a)	357	440	(19)	942	1.673	(44)
1.134	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	1.247	1.271	(2)	3.793	4.372	(13)

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

- Nel terzo trimestre 2025 il Gruppo ha conseguito l'**utile operativo proforma adjusted** di €3 mld, con una riduzione del 12% rispetto al trimestre di confronto. La flessione del 14% del prezzo del Brent e l'apprezzamento del tasso di cambio EUR/USD (+6% rispetto al terzo trimestre 2024) hanno influenzato la performance del settore E&P (€2,64 mld, in riduzione del 19% rispetto al trimestre 2024), attenuati dalla crescita della produzione di olio e gas, dal più favorevole mix dovuto al crescente contributo di barili a maggiore redditività e dall'efficienza nei costi. Gli altri settori hanno registrato risultati in crescita rispetto al trimestre dello scorso anno, in particolare in ripresa il business della raffinazione che beneficia del miglioramento del crack spread dei prodotti e di migliori tassi di utilizzo degli impianti, che hanno portato a un ritorno all'utile (€0,14 mld vs breakeven nello stesso trimestre dell'anno scorso). La performance del settore GGP e Power, in crescita del 21% rispetto al terzo trimestre 2024, è dovuta dalla continua valorizzazione del portafoglio gas. Il business della Chimica ha registrato una perdita di €0,19 mld che riflette il perdurante contesto di debolezza dell'industria europea, evidenziando tuttavia un miglioramento per effetto degli iniziali benefici del piano di ristrutturazione in corso. La performance dei satelliti legati alla transizione Enilive/Plenitude è stata in linea con le aspettative del management. Nei nove mesi 2025 il Gruppo ha registrato un utile operativo proforma adjusted di €9,36 mln, in calo del 19% rispetto ai nove mesi 2024, per effetto degli stessi trend evidenziati nel commento ai risultati del trimestre, nonché della circostanza che il periodo comparativo include un provento derivante da un accordo sulla ripartizione dei costi ambientali con un'altra società italiana relativi ad attività di bonifica in siti industriali nei quali Eni era subentrato come successore alla prima.
- Nel terzo trimestre 2025, l'**utile ante imposte adjusted** di €2,27 mld, in riduzione del 14% rispetto al trimestre di confronto, riflette il trend dell'utile operativo adjusted, in parte compensato dall'incremento del contributo delle JV/collegate valutate all'equity per effetto della migliore performance operativa e della crescita dei volumi, nonché della costituzione di Ithaca Energy nel Regno Unito, nonostante lo scenario negativo delle commodity. Nei nove mesi '25 il Gruppo ha conseguito un utile ante imposte adjusted di €7,22 mld, in calo del 22% rispetto ai nove mesi '24.
- L'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** di €1,25 mld ha registrato un calo del 2%, riflettendo la riduzione del 14% dell'utile ante imposte adjusted, in parte compensato dalla riduzione del tax rate adjusted di Gruppo al 42% rispetto al 51% nel terzo trimestre 2024. Il tax rate è stato trainato da un migliore mix geografico dell'utile ante imposte nell'E&P, che riflette il maggior contributo delle giurisdizioni con aliquote fiscali inferiori alla media, anche a seguito della razionalizzazione del portafoglio, nonché il maggior contributo all'utile ante imposte delle controllate italiane soggette a un'aliquota fiscale teorica (circa il 28%) ben inferiore a quella del settore E&P estero. Nei nove mesi '25 l'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni è pari a €3,79 mld, in calo del 13% rispetto ai nove mesi '24.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

II Trim. 2025	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2025	2024	var. ass.	2025	2024	var. ass.
561	Utile (perdita) netto	865	544	321	2.621	2.476	145
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>							
1.716	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	1.505	1.875	(370)	5.063	6.774	(1.711)
(6)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(32)	(382)	350	(38)	(566)	528
950	- dividendi, interessi e imposte	891	1.263	(372)	3.275	4.428	(1.153)
1.176	Variazione del capitale di esercizio	195	1.298	(1.103)	387	260	127
512	Dividendi incassati da partecipate	417	305	112	1.296	1.409	(113)
(1.058)	Imposte pagate	(572)	(1.735)	1.163	(2.802)	(4.554)	1.752
(334)	Interessi (pagati) incassati	(191)	(171)	(20)	(822)	(755)	(67)
3.517	Flusso di cassa netto da attività operativa	3.078	2.997	81	8.980	9.472	(492)
(1.954)	Investimenti tecnici	(2.017)	(2.001)	(16)	(5.790)	(5.953)	163
(100)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(229)	(76)	(153)	(580)	(2.384)	1.804
83	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	1.275	1.059	216	1.359	1.686	(327)
(275)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(93)	(852)	759	(268)	(804)	536
1.271	Free cash flow	2.014	1.127	887	3.701	2.017	1.684
10	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(459)	255	(714)	(649)	135	(784)
(317)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(97)	(2.063)	1.966	(1.421)	(619)	(802)
(300)	Rimborso di passività per beni in leasing	(303)	(262)	(41)	(978)	(933)	(45)
(458)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.371)	(1.370)	(1)	193	(2.856)	3.049
(65)	Flusso di cassa netto delle obbligazioni perpetue subordinate ibride e interessi	(1)	1.549	(1.550)	125	1.462	(1.337)
(121)	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	2	(89)	91	(202)	(44)	(158)
20	VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI	(215)	(853)	638	769	(838)	1.607
2.775	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	3.297	2.898	399	9.486	10.701	(1.215)
II Trim. 2025	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2025	2024	var. ass.	2025	2024	var. ass.
1.271	Free cash flow	2.014	1.127	887	3.701	2.017	1.684
(300)	Rimborso di passività per beni in leasing	(303)	(262)	(41)	(978)	(933)	(45)
	Debiti e crediti finanziari società acquisite		(4)	4		(482)	482
(312)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(72)	(554)	482	(797)	(1.275)	478
(458)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.371)	(1.370)	(1)	193	(2.856)	3.049
(65)	Flusso di cassa netto delle obbligazioni perpetue subordinate ibride e interessi	(1)	1.549	(1.550)	125	1.462	(1.337)
136	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	267	486	(219)	2.244	(2.067)	4.311
300	Rimborsi lease liability	303	262	41	978	933	45
193	Accensioni del periodo e altre variazioni	(113)	(47)	(66)	(43)	(723)	680
629	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING	457	701	(244)	3.179	(1.857)	5.036

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** dei nove mesi 2025 pari a €8.980 mln, include €1.296 mln di dividendi distribuiti dalle partecipate, principalmente da Azule Energy e Vår Energi. L'ammontare dei crediti commerciali ceduti pro-soluto nell'ambito degli accordi di factoring con istituzioni finanziarie è stato superiore di circa €0,4 mld rispetto alla manovra del quarto trimestre 2024, nell'ambito delle continue iniziative del Gruppo per l'ottimizzazione del fabbisogno di capitale circolante.

Il **flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted** si ridetermina in €9.486 mln nei nove mesi 2025 (€3.297 mln nel terzo trimestre 2025), 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, gli oneri di decommissioning stanziati in relazione a piani industriali di riconversione di impianti non competitivi nello scenario di transizione o di smantellamento di attività in perdita, nonché accantonamenti non ricorrenti relativi ad alcuni procedimenti legali.

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

II Trim. 2025	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2025	2024	var. ass.	2025	2024	var. ass.
3.517	Flusso di cassa netto da attività operativa	3.078	2.997	81	8.980	9.472	(492)
(1.176)	Variazione del capitale di esercizio	(195)	(1.298)	1.103	(387)	(260)	(127)
(28)	Esclusione derivati su commodity	50	488	(438)	(3)	(46)	43
372	Esclusione (utile) perdita di magazzino	117	431	(314)	475	425	50
2.685	Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo	3.050	2.618	432	9.065	9.591	(526)
90	(Proventi) oneri straordinari	247	280	(33)	421	1.110	(689)
2.775	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	3.297	2.898	399	9.486	10.701	(1.215)

I **capex organici** di €5,9 mld nei nove mesi 2025 registrano una riduzione del 3% rispetto ai nove mesi 2024 ed escludono la quota di capex che sarà rimborsata al closing delle dismissioni di attività in corso, riclassificata nella voce "altre variazioni relative all'attività di investimento". Al netto di tali capex organici, il flusso di cassa discrezionale ante variazione circolante ammonta a €3,58 mld.

Le **dismissioni e le cessioni di quote di minoranza** hanno rappresentato un significativo contributo di cassa e comprendono l'incasso di €3,57 mld a valere sull'investimento del 30% da parte del fondo KKR in Enilive, €0,21 mld relativi all'incremento del 2,4% della partecipazione di minoranza del fondo EIP in Plenitude, nonché disinvestimenti di asset relativi principalmente al 30% del progetto Baleine e altri giacimenti non strategici in Congo (€1,36 mld). Le acquisizioni di ammontare non significativo sono riferite allo sviluppo della capacità da fonti rinnovabili di Plenitude e allo sviluppo dell'attività agri-business. Altri flussi di cassa relativi all'attività di investimento includono l'incasso di un congruaglio post chiusura della business combination con Ithaca Energy Plc (€0,12 mld).

La riduzione dell'**indebitamento ante IFRS 16** pari a circa €2,24 mld è dovuta al flusso di cassa netto da attività operativa adjusted di €9,49 mld, al flusso di cassa del capitale proprio (€3,78 mld) relativo all'investimento del 30% da parte del fondo KKR in Enilive e alla seconda transazione del fondo EIP nel capitale sociale di Plenitude, nonché ai flussi di cassa relativi alla cessione di asset per €1,36 mld. Tali flussi hanno finanziato i fabbisogni per i capex organici di €5,9 mld, il pagamento dei dividendi agli azionisti Eni e l'acquisto di azioni proprie di €3,54 mld (€2,31 mld di pagamento dividendi e €1,23 mld relativi al riacquisto di azioni), il ripagamento dei debiti verso fornitori per l'acquisto di beni capitali rilevati come finanziari in relazione alle dilazioni di pagamento concordate (€1 mld), il pagamento delle rate di leasing e delle cedole dei bond ibridi (€1,08 mld), nonché altre variazioni per €0,8 mld.

Alla data del 17 ottobre 2025, sono state acquistate circa 68,4 mln di azioni con un esborso di €980 mln, nell'ambito del programma 2025 di acquisto di azioni proprie autorizzato dall'Assemblea degli Azionisti del 14 maggio 2025, fino ad un massimo complessivo di €3,5 mld, da realizzarsi entro la fine di aprile 2026. Nel limite previsto, il management intende eseguire un piano di riacquisto di azioni fino a €1,8 mld.

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	31 Dic. 2024	30 Sett. 2025	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	59.864	53.684	(6.180)
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.822	5.100	(722)
Attività immateriali	6.434	6.020	(414)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.595	1.326	(269)
Partecipazioni	15.545	14.583	(962)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.107	1.035	(72)
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.364)	(1.194)	170
	89.003	80.554	(8.449)
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	6.259	6.260	1
Crediti commerciali	12.562	8.462	(4.100)
Debiti commerciali	(15.170)	(11.839)	3.331
Attività (passività) tributarie nette	144	(378)	(522)
Fondi per rischi e oneri	(15.774)	(14.510)	1.264
Altre attività (passività) d'esercizio	(2.292)	(1.038)	1.254
	(14.271)	(13.043)	1.228
Fondi per benefici ai dipendenti	(681)	(626)	55
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	225	1.530	1.305
CAPITALE INVESTITO NETTO	74.276	68.415	(5.861)
Patrimonio netto degli azionisti Eni	52.785	49.243	(3.542)
Interessenze di terzi	2.863	3.723	860
Patrimonio netto	55.648	52.966	(2.682)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	12.175	9.931	(2.244)
Passività per beni leasing	6.453	5.518	(935)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	18.628	15.449	(3.179)
COPERTURE	74.276	68.415	(5.861)
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,22	0,19	
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,33	0,29	
Gearing ante lease liability ex IFRS 16	0,18	0,16	
Gearing post lease liability ex IFRS 16	0,25	0,23	

Al 30 settembre 2025 il **capitale immobilizzato** (€80,6 mld) è diminuito di €8,5 mld rispetto al 31 dicembre 2024 a seguito dell'effetto negativo delle differenze cambio (al 30 settembre 2025, cambio puntuale EUR/USD pari a 1,174 rispetto al cambio di 1,039 al 31 dicembre 2024, +13%) che hanno ridotto il valore in euro dei book value delle attività denominate in dollari. Gli investimenti del periodo sono stati compensati dalla cessione di asset, principalmente il 30% del progetto Baleine, nonché dagli ammortamenti/svalutazioni e radiazioni. Le "Attività destinate alla vendita" includono la classificazione di partecipazioni di minoranza in alcuni asset operati del settore upstream e dell'attività Eni della CCUS, a seguito delle operazioni di cessione in corso.

Il **patrimonio netto** (circa €53 mld) è diminuito di €2,7 mld rispetto al 31 dicembre 2024 per effetto delle differenze cambio negative (circa €6 mld) a causa del deprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro, e della remunerazione degli azionisti per €3,5 mld (distribuzione dividendi e riacquisto di azioni proprie). Queste riduzioni sono state parzialmente compensate dall'utile netto del periodo (€2,6 mld) e dalla rilevazione nelle riserve di utili della differenza positiva (circa €2,7 mld) tra il valore contabile della partecipazione di minoranza nella controllata Enilive ceduta a terzi e il corrispettivo ricevuto.

Le **interessenze di terzi** di €3,7 mld al 30 settembre 2025 includono: i) la partecipazione di minoranza acquisita dal socio KKR nel capitale sociale di Enilive (€0,9 mld) e la partecipazione di minoranza del fondo EIP in Plenitude di €0,7 mld, incrementata di €0,2 mld nel periodo; ii) il bond ibrido perpetuo subordinato emesso da una controllata del Gruppo nel 2024 (€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**³ ante lease liability al 30 settembre 2025 è pari a €9,9 mld, in riduzione di €2,2 mld rispetto al 31 dicembre 2024.

Il **leverage**⁴ – rapporto tra indebitamento finanziario netto ante lease liabilities e patrimonio netto – si attesta al 19% al 30 settembre 2025. Su base proforma, il leverage si attesta al 12%, considerando le operazioni di cessione in corso, in particolare la proposta di investimento del 20% da parte del fondo di private equity Ares in Plenitude.

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** (al lordo del relativo effetto fiscale) sono rappresentati da oneri netti di €1.253 mln e €612 mln rispettivamente nei nove mesi e nel terzo trimestre 2025, con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** oneri netti di €573 mln nei nove mesi 2025 (oneri netti di €130 mln nel terzo trimestre 2025) relativi principalmente al write-down di proprietà in fase di dismissione il cui valore è stato allineato al fair value (circa €464 mln) e di cui due sono state finalizzate nel terzo trimestre, nonché alla revisione delle riserve di un altro asset.
- **GGP e Power:** proventi netti di €402 mln nei nove mesi 2025 (oneri netti di €115 mln nel terzo trimestre 2025) 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 (proventi netti di €374 mln e €32 mln rispettivamente nei nove mesi e nel terzo trimestre 2025), nonché 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 (oneri netti di €74 mln e di €79 mln nei nove mesi e nel trimestre rispettivamente). La riclassificazione del saldo negativo di €280 mln (saldo positivo di €17 mln nel terzo trimestre 2025) 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:** oneri netti per €433 mln (€99 mln nel terzo trimestre 2025) relativi principalmente alla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€360 mln e €67 mln rispettivamente nei nove mesi e nel terzo trimestre 2025).
- **Refining e Chimica:** oneri netti di €405 mln (€86 mln nel terzo trimestre 2025) relativi principalmente al write-down degli investimenti di compliance e stay-in-business relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi (€218 mln e €59 mln rispettivamente nei nove mesi e terzo trimestre 2025) e ad oneri ambientali di €136 mln (€19 mln nel terzo trimestre 2025).

³ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 27.

⁴ In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione Indicatori Alternativi di Performance alle pag. 18 e seguenti del presente comunicato stampa.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al terzo trimestre e ai nove mesi 2025 è stato redatto su base volontaria in ottemperanza a quanto stabilito dall'art. 82-ter del Regolamento Emittenti (delibera CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni) nell'ambito di una policy aziendale di regolare informativa sulle performance finanziarie e operative della Compagnia rivolta al mercato e agli investitori in linea con il comportamento dei principali peer che pubblicano un reporting trimestrale. Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al terzo trimestre e ai nove mesi 2025 e ai relativi comparative period (terzo trimestre e nove mesi 2024 e secondo trimestre 2025). I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 settembre 2025 e al 31 dicembre 2024. Le informazioni economiche, patrimoniali e finanziarie, laddove non diversamente indicato, sono state redatte conformemente ai criteri di rilevazione e valutazione stabiliti dagli International Financial Reporting Standard (IFRS), emanati dall'International Accounting Standards Board (IASB) e adottati dalla Commissione Europea secondo la procedura di cui all'art. 6 del Regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002. I criteri di rilevazione e valutazione adottati nella preparazione dei risultati del terzo trimestre 2025 e dei nove mesi 2025 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione Finanziaria Annuale 2024 alla quale si rinvia.

* * *

Il contenuto e il significato delle misure di risultato non-GAAP e degli altri indicatori alternativi di performance è spiegato da note esplicative dedicate, in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per maggiori dettagli si rinvia alla sezione "Misure alternative di performance (Non-GAAP measure)" del presente "Comunicato stampa".

Il Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari, Francesco Esposito, dichiara ai sensi del comma 2 art. 154-bis del TUF che l'informativa contabile nel presente comunicato corrisponde alle risultanze documentali, ai libri e alle scritture contabili.

* * *

Disclaimer

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

Contatti societari

Ufficio Stampa: Tel. +39.0252031875 - +39.0659822030
Numero verde azionisti (dall'Italia): 800940924
Numero verde azionisti (dall'estero): +80011223456
Centralino: +39.0659821
ufficio.stampa@eni.com
segreteria.societaria.azionisti@eni.com
investor.relations@eni.com
Sito internet: www.eni.com

Eni

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

Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati del terzo trimestre e dei nove mesi 2025 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo eni.com.

Indicatori alternativi di performance (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'accrretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Utile/perdita di magazzino

L'utile/perdita di magazzino deriva dalla differenza tra il costo corrente dei prodotti venduti e quello risultante dall'applicazione del costo medio ponderato prevista dagli IFRS.

Utile operativo proforma adjusted

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

Special item

Le componenti reddituali sono classificate tra gli special item, se significative, quando: (i) derivano da eventi o da operazioni il cui accadimento risulta non ricorrente, ovvero da quelle operazioni o fatti che non si ripetono frequentemente nel consueto svolgimento dell'attività; (ii) derivano da eventi o da operazioni non rappresentativi della normale attività del business, come nel caso degli oneri di ristrutturazione e ambientali, nonché di oneri/proventi connessi alla valutazione o alla dismissione di asset, anche se si sono verificati negli esercizi precedenti o è probabile si verifichino in quelli successivi. Inoltre, le differenze e derivati in cambi relativi alla gestione commerciale e non finanziaria, come avviene in particolare per i derivati in cambi posti in essere per la gestione del rischio di cambio implicito nelle formule prezzo delle commodity, ancorché gestiti unitariamente sul mercato, sono riclassificati nell'utile operativo adjusted variando corrispondentemente gli oneri/proventi finanziari. Sono classificati tra gli special item gli effetti contabili dei derivati su commodity valutati a fair value in aggiunta a quelli privi dei requisiti contabili per essere classificati come hedges in base agli IFRS, anche quelli non ammessi alla "own use exemption", la quota inefficace dei derivati di copertura nonché gli effetti dei derivati le cui sottostanti transazioni fisiche sono attese in reporting period futuri. Analogamente sono classificati come special items gli effetti valutativi relativi ad attività/passività impiegate in una relazione di natural hedge di un rischio mercato, quali le differenze di cambio da allineamento maturate su debiti in valuta i cui flussi di rimborso sono assicurati da entrate in valuta altamente probabili. Sia la componente di fair value sospesa relativa ai derivati su commodity e altri strumenti sia le componenti maturate saranno imputate ai risultati di futuri reporting period al manifestarsi del sottostante.

In applicazione della Delibera CONSOB n. 15519 del 27 luglio 2006, le componenti reddituali derivanti da eventi o da operazioni non ricorrenti sono evidenziate, quando significative, distintamente nei commenti del management e nell'informativa finanziaria.

Leverage

Il leverage è una misura Non-GAAP della struttura finanziaria del Gruppo, evidenziando il grado di indebitamento, ed è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il patrimonio netto comprensivo delle interessenze di terzi azionisti. Il leverage è utilizzato per valutare il grado di solidità e di efficienza della struttura patrimoniale in termini di incidenza relativa delle fonti di finanziamento tra mezzi di terzi e mezzi propri, nonché per effettuare analisi di benchmark con gli standard dell'industria.

Gearing

Il gearing è calcolato come rapporto tra l'indebitamento finanziario netto e il capitale investito netto e misura quanta parte del capitale investito netto è finanziata con il ricorso ai mezzi di terzi.

Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo

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

Free cash flow

Il Free cash flow è la misura che consente il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario riclassificato. Il "free cash flow" rappresenta l'avanzo o il deficit di cassa che residua

dopo il finanziamento degli investimenti e chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è calcolato come debito finanziario al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, delle attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico, nonché dei crediti finanziari non strumentali all'attività operativa. Assumono la qualificazione di strumentali all'attività operativa le attività finanziarie funzionali allo svolgimento delle operations.

Riconciliazione risultati Non-GAAP vs. risultati GAAP

(€ milioni)

III Trimestre 2025

	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	1.670	227	242	(291)	(418)	(86)	1.344
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(8)	69		56	117
Esclusione special item:							
oneri ambientali (recupero costi da terzi)	2		11	19			32
svalutazioni (riprese di valore) nette	109		9	59	4		181
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti							
plusvalenze nette su cessione di asset							
accantonamenti a fondo rischi	38				170		208
oneri per incentivazione all'esodo	3	1	2	3	10		19
derivati su commodity	16	(32)	67	(1)			50
differenze e derivati su cambi	(32)	17		(1)	(1)		(17)
altro	(6)	129	10	7	(1)		139
Special item dell'utile (perdita) operativo	130	115	99	86	182		612
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	1.800	342	333	(136)	(236)	(30)	2.073
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	838	4	(2)	83			923
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	2.638	346	331	(53)	(236)	(30)	2.996
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(84)	(4)	(12)	3	(75)		(172)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(137)	3	(11)	(19)			(164)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(402)	3	1	11			(387)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	299	10	(12)	75			372
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	2.015	348	309	(58)	(311)	(30)	2.273
Imposte sul reddito (i)	(840)	(132)	(93)	(16)	114	9	(958)
Tax rate (%)							42,1
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	1.175	216	216	(74)	(197)	(21)	1.315
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							68
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.247
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							803
Esclusione (utile) perdita di magazzino							87
Esclusione special item							357
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.247

(€ 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 (recupero costi da terzi)	16		19	76			111
svalutazioni (riprese di valore) nette	14		4	116	6		140
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti							
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
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							21
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.271
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							522
Esclusione (utile) perdita di magazzino							309
Esclusione special item							440
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.271

(€ milioni)

Nove mesi 2025

	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	5.116	1.585	480	(1.593)	(957)	203	4.834
Esclusione (utile) perdita di magazzino			34	496		(55)	475
Esclusione special item:							
oneri ambientali (recupero costi da terzi)			33	136	55		224
svalutazioni (riprese di valore) nette	578		14	218	12		822
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti							
plusvalenze nette su cessione di asset	(3)			(3)			(6)
accantonamenti a fondo rischi	38			16	171		225
oneri per incentivazione all'esodo	12	1	3	10	27		53
derivati su commodity	(3)	(374)	360	14			(3)
differenze e derivati su cambi	(17)	(280)	(1)	2			(296)
altro	(32)	251	24	12	(21)		234
Special item dell'utile (perdita) operativo	573	(402)	433	405	244		1.253
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	5.689	1.183	947	(692)	(713)	148	6.562
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	2.679	23	(18)	112			2.796
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	8.368	1.206	929	(580)	(713)	148	9.358
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(55)	(13)	(33)	(2)	(91)		(194)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(459)	8	(38)	(60)			(549)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(1.426)	(1)		34			(1.393)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	794	30	(56)	86			854
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	6.428	1.200	858	(608)	(804)	148	7.222
Imposte sul reddito (i)	(2.881)	(442)	(278)	27	336	(41)	(3.279)
Tax rate (%)							45,4
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	3.547	758	580	(581)	(468)	107	3.943
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							150
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.793
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							2.518
Esclusione (utile) perdita di magazzino							333
Esclusione special item							942
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.793

(€ milioni)

Nove mesi 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	6.009	(779)	1.353	(1.081)	69	40	5.611
Esclusione (utile) perdita di magazzino			121	254		50	425
Esclusione special item:							
oneri ambientali (recupero costi da terzi)	18		23	(35)	(385)		(379)
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.329		15	280	19		1.643
plusvalenze nette su cessione di asset	(6)			4	(1)		(3)
accantonamenti a fondo rischi	9			3	4		16
oneri per incentivazione all'esodo	14		3	12	19		48
derivati su commodity	(55)	1.600	(466)	(4)			1.075
differenze e derivati su cambi	(7)	(46)	(2)		9		(46)
altro	113	189	4	(32)	(10)		264
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.415	1.743	(423)	228	(345)		2.618
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	7.424	964	1.051	(599)	(276)	90	8.654
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	2.818	31	(41)	161			2.969
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	10.242	995	1.010	(438)	(276)	90	11.623
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	(229)	(4)	(37)	9	(116)		(377)
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(318)	12	(22)	(53)			(381)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(1.667)	(8)	(3)	13			(1.665)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	833	35	(66)	121			923
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	8.028	995	948	(469)	(392)	90	9.200
Imposte sul reddito (i)	(4.237)	(399)	(319)	127	82	(25)	(4.771)
Tax rate (%)							51,9
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	3.791	596	629	(342)	(310)	65	4.429
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							57
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							4.372
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							2.394
Esclusione (utile) perdita di magazzino							305
Esclusione special item							1.673
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							4.372

(€ milioni)

Il trimestre 2025

	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	1.495	585	83	(843)	(261)	103	1.162
Esclusione (utile) perdita di magazzino			61	396		(85)	372
Esclusione special item:							
oneri ambientali (recupero costi da terzi)			6	102	55		163
svalutazioni (riprese di valore) nette	214		6	99	4		323
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti							
plusvalenze nette su cessione di asset	(3)			(3)			(6)
accantonamenti a fondo rischi				16	1		17
oneri per incentivazione all'esodo	4			4	5		13
derivati su commodity	(27)	(99)	85	13			(28)
differenze e derivati su cambi	(9)	(196)		6	1		(198)
altro	(15)	88	21	(3)	(20)		71
Special item dell'utile (perdita) operativo	164	(207)	118	234	46		355
Utile (perdita) operativo adjusted delle società consolidate (a)	1.659	378	262	(213)	(215)	18	1.889
Utile operativo adjusted delle società partecipate rilevanti (b)	763	9		20			792
Utile operativo proforma adjusted (c)=(a)+(b)	2.422	387	262	(193)	(215)	18	2.681
Oneri finanziari e dividendi delle società consolidate (d)	131	(4)	(12)	(5)	32		142
Oneri finanziari e dividendi delle società partecipate rilevanti (e)	(192)	2	(16)	(21)			(227)
Imposte sul reddito delle società partecipate rilevanti (f)	(404)	(3)	(1)	12			(396)
Utile (perdita) netto adjusted delle società partecipate rilevanti (g)=(b)+(e)+(f)	167	8	(17)	11			169
Utile (perdita) ante imposte adjusted (h)=(a)+(d)+(g)	1.957	382	233	(207)	(183)	18	2.200
Imposte sul reddito (i)	(898)	(147)	(89)	10	103	(4)	(1.025)
Tax rate (%)							46,6
Utile (perdita) netto adjusted (j)=(h)+(i)	1.059	235	144	(197)	(80)	14	1.175
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							41
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.134
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							543
Esclusione (utile) perdita di magazzino							256
Esclusione special item							335
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.134

Analisi degli special item

II Trim. 2025	(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
		2025	2024	2025	2024
163	Oneri ambientali (recupero costi da terzi)	32	111	224	(379)
323	Svalutazioni (riprese di valore) nette	181	140	822	1.643
(6)	Plusvalenze nette su cessione di asset		(4)	(6)	(3)
17	Accantonamenti a fondo rischi	208	3	225	16
13	Oneri per incentivazione all'esodo	19	13	53	48
(28)	Derivati su commodity	50	488	(3)	1.075
(198)	Differenze e derivati su cambi	(17)	(150)	(296)	(46)
71	Altro	139	50	234	264
355	Special item dell'utile (perdita) operativo	612	651	1.253	2.618
190	Oneri (proventi) finanziari	11	242	280	125
	di cui:				
198	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	17	150	296	46
(122)	Oneri (proventi) su partecipazioni	(112)	(316)	(266)	(413)
(75)	Imposte sul reddito	(145)	(138)	(285)	(682)
348	Totale special item dell'utile (perdita) netto	366	439	982	1.648
	di competenza:				
335	- azionisti Eni	357	440	942	1.673
13	- interessenze di terzi	9	(1)	40	(25)

Riconduzione utile operativo proforma adjusted di Gruppo

II Trim. 2025	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2025	2024	var %	2025	2024	var %
1.659	Utile operativo adjusted E&P	1.800	2.326	(23)	5.689	7.424	(23)
763	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	838	933	(10)	2.679	2.818	(5)
2.422	Utile operativo proforma adjusted E&P	2.638	3.259	(19)	8.368	10.242	(18)
378	Utile operativo adjusted GGP e Power	342	278	23	1.183	964	23
9	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	4	8	(50)	23	31	(26)
387	Utile operativo proforma adjusted GGP e Power	346	286	21	1.206	995	21
262	Utile operativo adjusted Enilive e Plenitude	333	325	2	947	1.051	(10)
	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	(2)	(19)	89	(18)	(41)	56
262	Utile operativo proforma adjusted Enilive e Plenitude	331	306	8	929	1.010	(8)
(213)	Utile operativo adjusted Refining e Chimica	(136)	(228)	40	(692)	(599)	(16)
20	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	83	36	..	112	161	(30)
(193)	Utile operativo proforma adjusted Refining e Chimica	(53)	(192)	72	(580)	(438)	(32)
(215)	Utile operativo adjusted altri settori	(236)	(157)	(50)	(713)	(276)	..
18	Effetto eliminazione utili interni	(30)	(102)	71	148	90	64
2.681	Utile operativo proforma adjusted di Gruppo^(a)	2.996	3.400	(12)	9.358	11.623	(19)

(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

III Trimestre					2025	Nove mesi				
Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted		Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(€ milioni)										
1.344	117	629	(17)	2.073	Utile operativo	4.834	475	1.549	(296)	6.562
(258)		(6)	17	(247)	Proventi/oneri finanziari	(668)		(16)	296	(388)
559		(112)		447	Proventi/oneri da partecipazioni	1.314		(266)		1.048
(780)	(33)	(145)		(958)	Imposte sul reddito	(2.859)	(135)	(285)		(3.279)
865	84	366		1.315	Utile netto	2.621	340	982		3.943
62	(3)	9		68	- Interessenze di terzi	103	7	40		150
803	87	357		1.247	Utile netto di competenza azionisti Eni	2.518	333	942		3.793

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

2025					II Trim.
	Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(€ milioni)					
Utile operativo	1.162	372	553	(198)	1.889
Proventi/oneri finanziari	(161)		(8)	198	29
Proventi/oneri da partecipazioni	404		(122)		282
Imposte sul reddito	(844)	(106)	(75)		(1.025)
Utile netto	561	266	348		1.175
- Interessenze di terzi	18	10	13		41
Utile netto di competenza azionisti Eni	543	256	335		1.134

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

II Trim. 2025	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2025	2024	var %	2025	2024	var %
11.881	Exploration & Production	13.329	12.901	3	38.271	41.060	(7)
3.444	Global Gas & LNG Portfolio e Power	3.503	4.227	(17)	12.537	12.691	(1)
6.662	Enilive e Plenitude	7.021	7.459	(6)	22.156	23.395	(5)
4.533	Refining e Chimica	4.545	5.333	(15)	14.010	16.524	(15)
510	Corporate e altre attività	487	445	9	1.466	1.361	8
(8.263)	Elisioni di consolidamento	(8.681)	(9.707)	11	(26.904)	(29.722)	9
18.767		20.204	20.658	(2)	61.536	65.309	(6)

Costi operativi

II Trim. 2025	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2025	2024	var %	2025	2024	var %
15.104	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	16.512	16.833	(2)	49.376	51.281	(4)
58	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	(3)	(2)	(50)	147	74	99
824	Costo lavoro	744	818	(9)	2.438	2.479	(2)
13	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	19	13	46	53	48	10
15.986		17.253	17.649	(2)	51.961	53.834	(3)

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

II Trim. 2025	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2025	2024	var %	2025	2024	var %
1.501	Exploration & Production	1.521	1.519	-	4.586	4.776	(4)
66	Global Gas & LNG Portfolio e Power	64	83	(23)	196	235	(17)
188	Enilive e Plenitude	190	177	7	553	516	7
75	- Enilive	79	72	10	224	209	7
113	- Plenitude	111	105	6	329	307	7
37	Refining e Chimica	39	37	5	114	119	(4)
39	Corporate e altre attività	38	35	9	115	107	7
(8)	Effetto eliminazione utili interni	(10)	(9)	(11)	(26)	(25)	(4)
1.823	Ammortamenti	1.842	1.842	-	5.538	5.728	(3)
323	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	181	140	29	822	1.643	(50)
2.146	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	2.023	1.982	2	6.360	7.371	(14)
(10)	Radiazioni	11	57	(81)	(2)	160	..
2.136		2.034	2.039	-	6.358	7.531	(16)

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)						
Nove mesi 2025	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	985	30	(52)	58	(13)	1.008
Dividendi	144		4	7	32	187
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	33					33
Altri proventi (oneri) netti	92	(7)	5		(4)	86
	1.254	23	(43)	65	15	1.314

Leverage e indebitamento finanziario netto

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

(€ milioni)	31 Dic. 2024	30 Sett. 2025	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	30.348	29.109	(1.239)
- <i>Debiti finanziari a breve termine</i>	8.820	9.502	682
- <i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	21.528	19.607	(1.921)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(8.183)	(8.929)	(746)
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(6.797)	(6.820)	(23)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(3.193)	(3.429)	(236)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	12.175	9.931	(2.244)
Passività per beni in leasing	6.453	5.518	(935)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	18.628	15.449	(3.179)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	55.648	52.966	(2.682)
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,22	0,19	
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,33	0,29	

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	30 Sett. 2025	31 Dic. 2024
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	8.929	8.183
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	6.820	6.797
Altre attività finanziarie	551	1.085
Crediti commerciali e altri crediti	12.414	16.901
Rimanenze	6.260	6.259
Attività per imposte sul reddito	798	695
Altre attività	3.713	3.662
	39.485	43.582
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	53.684	59.864
Diritto di utilizzo beni in leasing	5.100	5.822
Attività immateriali	6.020	6.434
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.326	1.595
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	13.221	14.150
Altre partecipazioni	1.362	1.395
Altre attività finanziarie	3.913	3.215
Attività per imposte anticipate	6.107	6.322
Attività per imposte sul reddito	127	129
Altre attività	2.751	4.011
	93.611	102.937
Attività destinate alla vendita	1.890	420
TOTALE ATTIVITÀ	134.986	146.939
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	6.000	4.238
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.502	4.582
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	1.047	1.279
Debiti commerciali e altri debiti	17.691	22.092
Passività per imposte sul reddito	693	587
Altre passività	4.976	5.049
	33.909	37.827
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	19.656	21.570
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.471	5.174
Fondi per rischi e oneri	14.510	15.774
Fondi per benefici ai dipendenti	626	681
Passività per imposte differite	5.222	5.581
Passività per imposte sul reddito	29	40
Altre passività	3.237	4.449
	47.751	53.269
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	360	195
TOTALE PASSIVITÀ	82.020	91.291
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	34.097	32.552
Riserve per differenze cambio da conversione	2.181	8.081
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	8.634	8.406
Azioni proprie	(2.192)	(2.883)
Utile (perdita) netto	2.518	2.624
Totale patrimonio netto di Eni	49.243	52.785
Interessenze di terzi	3.723	2.863
TOTALE PATRIMONIO NETTO	52.966	55.648
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	134.986	146.939

CONTO ECONOMICO

II Trim. 2025	(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
		2025	2024	2025	2024
18.767	Ricavi della gestione caratteristica	20.204	20.658	61.536	65.309
355	Altri ricavi e proventi	342	358	1.096	1.933
19.122	Totale ricavi	20.546	21.016	62.632	67.242
(15.104)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(16.512)	(16.833)	(49.376)	(51.281)
(58)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	3	2	(147)	(74)
(824)	Costo lavoro	(744)	(818)	(2.438)	(2.479)
162	Altri proventi (oneri) operativi	85	32	521	(266)
(1.823)	Ammortamenti	(1.842)	(1.842)	(5.538)	(5.728)
(323)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing	(181)	(140)	(822)	(1.643)
10	Radiazioni	(11)	(57)	2	(160)
1.162	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	1.344	1.360	4.834	5.611
3.113	Proventi finanziari	839	1.650	6.200	4.480
(3.325)	Oneri finanziari	(1.150)	(2.054)	(6.962)	(5.489)
54	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	71	117	182	319
(3)	Strumenti finanziari derivati	(18)	(59)	(88)	26
(161)	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(258)	(346)	(668)	(664)
303	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	359	180	1.008	791
101	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	200	454	306	707
404	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	559	634	1.314	1.498
1.405	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	1.645	1.648	5.480	6.445
(844)	Imposte sul reddito	(780)	(1.104)	(2.859)	(3.969)
561	Utile (perdita) netto	865	544	2.621	2.476
	di competenza:				
543	- azionisti Eni	803	522	2.518	2.394
18	- interessenze di terzi	62	22	103	82
	Utile (perdita) per azione (€ per azione)				
0,16	- semplice	0,25	0,16	0,77	0,73
0,16	- diluito	0,24	0,16	0,76	0,72
	Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)				
3.049,7	- semplice	3.011,2	3.160,1	3.041,0	3.184,2
3.112,3	- diluito	3.073,8	3.223,1	3.103,6	3.247,1

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
	2025	2024	2025	2024
Utile (perdita) netto del periodo	865	544	2.621	2.476
Componenti non riclassificabili a conto economico			5	(3)
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti				8
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				1
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI		1	5	(10)
Effetto fiscale		(1)		(2)
Componenti riclassificabili a conto economico	38	(2.553)	(5.481)	(944)
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(90)	(2.383)	(6.153)	(682)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	132	(280)	864	(344)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	31	28	55	(18)
Effetto fiscale	(35)	82	(247)	100
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	38	(2.553)	(5.476)	(947)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	903	(2.009)	(2.855)	1.529
di competenza:				
- azionisti Eni	845	(1.982)	(2.704)	1.494
- interessenze di terzi	58	(27)	(151)	35

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2024	53.644
Totale utile (perdita) complessivo	1.529
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.288)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(50)
Emissione di obbligazioni ibride perpetue	1.610
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(87)
Opzione put su Plenitude	(387)
Acquisto azioni proprie	(1.117)
Operazione Plenitude - cessione EIP	588
Costi di emissione di obbligazioni ibride perpetue	(25)
Imposte su cedole bond ibrido	25
Altre variazioni	36
Totale variazioni	(166)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2024	53.478
di competenza:	
- azionisti Eni	51.037
- interessenze di terzi	2.441
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2025	55.648
Totale utile (perdita) complessivo	(2.855)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.307)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(63)
Acquisto di azioni proprie	(1.217)
Emissione di obbligazioni ibride perpetue	1.500
Riacquisto di obbligazioni ibride perpetue	(1.251)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(105)
Imposte su cessione Enilive e Plenitude	(26)
Imposte su cedole e costi bond ibrido	9
Operazione Plenitude - cessione EIP	209
Opzione put su Plenitude	(139)
Operazione Enilive - cessione KKR	3.569
Altre variazioni	(6)
Totale variazioni	(2.682)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2025	52.966
di competenza:	
- azionisti Eni	49.243
- interessenze di terzi	3.723

RENDICONTO FINANZIARIO

II Trim. 2025	(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
		2025	2024	2025	2024
561	Utile (perdita) netto	865	544	2.621	2.476
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
1.823	Ammortamenti	1.842	1.842	5.538	5.728
323	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	181	140	822	1.643
(10)	Radiazioni	11	57	(2)	160
(303)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(359)	(180)	(1.008)	(791)
(6)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(32)	(382)	(38)	(566)
(100)	Dividendi	(87)	(45)	(187)	(130)
(94)	Interessi attivi	(121)	(109)	(323)	(347)
300	Interessi passivi	319	313	926	936
844	Imposte sul reddito	780	1.104	2.859	3.969
(103)	Altre variazioni	(107)	80	(232)	129
1.176	Flusso di cassa del capitale di esercizio	195	1.298	387	260
(38)	- rimanenze	(405)	113	(4)	(337)
2.868	- crediti commerciali	1.166	1.615	3.821	4.072
(1.545)	- debiti commerciali	(609)	(1.260)	(3.046)	(3.211)
(276)	- fondi per rischi e oneri	(109)	(57)	(548)	(358)
167	- altre attività e passività	152	887	164	94
(14)	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(63)	(64)	(55)	(95)
512	Dividendi incassati	417	305	1.296	1.409
52	Interessi incassati	51	69	168	239
(386)	Interessi pagati	(242)	(240)	(990)	(994)
(1.058)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(572)	(1.735)	(2.802)	(4.554)
3.517	Flusso di cassa netto da attività operativa	3.078	2.997	8.980	9.472
(2.433)	Flusso di cassa degli investimenti	(2.494)	(2.539)	(7.029)	(8.965)
(2.021)	- attività materiali	(2.061)	(1.884)	(5.768)	(5.605)
	- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing		(2)		(5)
(125)	- attività immateriali	(117)	(117)	(375)	(348)
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite		(2)		(1.844)
(100)	- partecipazioni	(229)	(74)	(580)	(540)
(23)	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(8)	(47)	(43)	(96)
(164)	- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(79)	(413)	(263)	(527)
187	Flusso di cassa dei disinvestimenti	1.430	669	1.750	1.510
65	- attività materiali	1.351	6	1.417	219
	- attività immateriali	3	17	3	19
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute		991		991
18	- partecipazioni	52	45	70	457
4	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	7	23	23	43
100	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	17	(413)	237	(219)
10	Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(459)	255	(649)	135
(2.236)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.523)	(1.615)	(5.928)	(7.320)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

II Trim. 2025	(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
		2025	2024	2025	2024
2.223	Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	1.514	66	5.235	3.366
(1.985)	Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(2.908)	(1.030)	(7.711)	(3.618)
(300)	Rimborso di passività per beni in leasing	(303)	(262)	(978)	(933)
(555)	Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	1.297	(1.099)	1.055	(367)
(759)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(781)	(779)	(2.305)	(2.274)
(20)	Dividendi pagati ad altri azionisti	(30)	(16)	(63)	(45)
	Apporti netti di capitale da azionisti terzi		(1)	709	589
601	Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate		(4)	3.069	(4)
(280)	Acquisto di azioni proprie	(560)	(570)	(1.226)	(1.136)
	Emissioni nette di obbligazioni ibride perpetue	(1)	1.549	230	1.549
	Altri apporti			9	14
(65)	Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni ibride perpetue			(105)	(87)
(1.140)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.772)	(2.146)	(2.081)	(2.946)
(121)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	2	(89)	(202)	(44)
20	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	(215)	(853)	769	(838)
9.147	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	9.167	10.220	8.183	10.205
9.167	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	8.952	9.367	8.952	9.367

Investimenti tecnici

II Trim. 2025	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2025	2024	var %	2025	2024	var %
1.336	Exploration & Production	1.535	1.384	11	4.310	4.270	1
79	di cui: - ricerca esplorativa	63	67	(6)	229	347	(34)
1.241	- sviluppo di idrocarburi	1.345	1.304	3	3.931	3.893	1
25	Global Gas & LNG Portfolio e Power	14	22	(36)	51	67	(24)
9	- Global Gas & LNG Portfolio	2	10	(80)	11	15	(27)
16	- Power	12	12	-	40	52	(23)
264	Enilive e Plenitude	288	290	(1)	729	895	(19)
68	- Enilive	98	100	(2)	199	224	(11)
196	- Plenitude	190	190	-	530	671	(21)
175	Refining e Chimica	142	163	(13)	430	453	(5)
132	- Refining	97	110	(12)	303	295	3
43	- Chimica	45	53	(15)	127	158	(20)
153	Corporate e altre attività	51	149	(66)	304	285	7
1	Elisioni di consolidamento	(13)	(7)	(86)	(34)	(17)	..
1.954	Investimenti tecnici ^(a)	2.017	2.001	1	5.790	5.953	(3)

(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 (€270 mln e €572 mln nel terzo trimestre 2025 e 2024, rispettivamente, €1.023 mln e €1.628 mln nei nove mesi 2025 e nei nove mesi 2024, rispettivamente e €327 mln nel secondo trimestre 2025).

Nei nove mesi 2025 gli investimenti tecnici di €5.790 mln (€5.953 mln nei nove mesi 2024) evidenziano un decremento di 2,7% rispetto al periodo di confronto, in particolare:

- nel settore Exploration & production gli investimenti (€4.310 mln) sono principalmente legati allo sviluppo di giacimenti di idrocarburi in particolare in Emirati Arabi Uniti, Libia, Indonesia, Egitto, Italia e Congo;
- nel settore Enilive e Plenitude, gli investimenti Plenitude (€530 mln) sono relativi allo sviluppo del business delle rinnovabili, all'acquisizione di nuovi clienti nonché all'attività di sviluppo della rete per veicoli elettrici, mentre gli investimenti Enilive (€199 mln) sono relativi principalmente all'attività di bioraffinazione e di commercializzazione in Italia e all'estero, ad interventi per obblighi di legge e stay-in-business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente;
- nel settore Refining e Chimica sono principalmente legati l'attività di raffinazione tradizionale in Italia (€303 mln) relativi alla conversione in bioraffineria del sito di Livorno, ad attività di mantenimento e stay-in-business e nel business della chimica (€127 mln) su economia circolare e asset integrity;
- gli investimenti nel settore Corporate sono principalmente relativi alle attività di CCUS e i progetti di agribusiness (€184 mln).

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

II Trim. 2025			III Trim.		Nove mesi	
			2025	2024	2025	2024
65	Italia	(mgl di boe/giorno)	62	60	66	64
243	Resto d'Europa		287	225	256	247
515	Africa Settentrionale		529	576	524	597
336	Africa Sub-Sahariana		340	309	333	304
161	Kazakhstan		154	150	163	157
208	Resto dell'Asia		235	204	214	202
132	America		143	134	130	130
8	Australia e Oceania		6	3	5	3
1.668	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}		1.756	1.661	1.691	1.704
432	- di cui società in Joint Venture e collegate		493	380	452	388
136	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	143	138	413	426

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

II Trim. 2025			III Trim.		Nove mesi	
			2025	2024	2025	2024
26	Italia	(mgl di barili/giorno)	25	27	26	27
150	Resto d'Europa		193	127	161	135
173	Africa Settentrionale		175	175	173	180
194	Africa Sub-Sahariana		193	175	190	174
115	Kazakhstan		112	107	116	111
99	Resto dell'Asia		85	94	92	90
68	America		77	70	66	66
	Australia e Oceania					
825	Produzione di petrolio e condensati		860	775	824	783
238	- di cui società in Joint Venture e collegate		283	205	250	210

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

II Trim. 2025			III Trim.		Nove mesi	
			2025	2024	2025	2024
6	Italia	(mln di metri cubi/giorno)	5	5	6	5
14	Resto d'Europa		14	15	14	17
51	Africa Settentrionale		53	60	52	62
21	Africa Sub-Sahariana		22	20	21	19
7	Kazakhstan		6	6	7	7
16	Resto dell'Asia		22	16	18	17
9	America		10	9	9	10
1	Australia e Oceania		1	-	1	-
125	Produzione di gas naturale		133	131	128	137
29	- di cui società in Joint Venture e collegate		31	26	30	26

(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 (129 e 125 mila boe/giorno nel terzo trimestre 2025 e 2024, rispettivamente, 131 e 125 mila boe/giorno nei nove mesi 2025 e 2024, rispettivamente e 133 mila boe/giorno nel secondo trimestre 2025).