



San Donato Milanese
27 ottobre 2023

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

Eni: risultati del terzo trimestre e dei nove mesi 2023

Principali dati quantitativi ed economico-

II Trim. 2023			III Trim.			Nove mesi		
			2023	2022	var %	2023	2022	var %
78,39	Brent dated	S/barile	86,76	100,85	(14)	82,14	105,35	(22)
1,089	Cambio medio EUR/USD		1,088	1,007	8	1,083	1,064	2
395	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/mgl mc	358	2.082	(83)	452	1.389	(67)
6,6	Standard Eni Refining Margin (SERM)	S/barile	14,7	4,1	258	10,8	6,8	59
1.616	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.635	1.578	4	1.637	1.608	2
	Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)	€ milioni						
2.066	E&P		2.605	4.272	(39)	7.460	13.520	(45)
1.087	Global Gas & LNG Portfolio (GGP)		111	1.083	(90)	2.570	2.000	29
87	Enilive, Refining e Chimica		401	537	(25)	642	1.550	(59)
165	Plenitude & Power		219	172	27	570	497	15
(24)	Corporate, altre attività ed elisioni di consolidamento		(322)	(292)		(206)	(763)	
3.381			3.014	5.772	(48)	11.036	16.804	(34)
292	Proventi (oneri) da partecipazioni e finanziari		251	379	(34)	883	802	10
3.673	Utile (perdita) ante imposte adjusted		3.265	6.151	(47)	11.919	17.606	(32)
1.935	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		1.818	3.730	(51)	6.660	10.808	(38)
0,57	per azione - diluito (€)		0,54	1,06		1,97	3,04	
294	Utile (perdita) netto ^{(a)(b)}		1.916	5.862	(67)	4.598	13.260	(65)
0,08	per azione - diluito (€)		0,57	1,67		1,35	3,74	
4.232	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo ^(a)		3.369	5.469	(38)	12.892	16.266	(21)
4.443	Flusso di cassa netto da attività operativa		3.519	5.586	(37)	10.944	12.867	(15)
2.597	Investimenti (tecnici e in partecipazioni) netti ^(c)		1.916	2.029	(6)	6.727	5.468	23
8.215	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		8.679	6.444	35	8.679	6.444	35
55.528	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		57.284	57.845	(1)	57.284	57.845	(1)
0,15	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,15	0,11		0,15	0,11	

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

(b) Di competenza azionisti Eni.

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

Il Consiglio di Amministrazione di Eni, riunitosi ieri sotto la presidenza di Giuseppe Zafarana, ha approvato i risultati consolidati del terzo trimestre e dei nove mesi 2023 (non sottoposti a revisione contabile). Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"Nel terzo trimestre '23 abbiamo compiuto importanti progressi nella attuazione della nostra strategia di trasformazione e, ancora una volta, abbiamo conseguito eccellenti risultati operativi e finanziari. Nella E&P stiamo accelerando i piani di sviluppo del gas equity e della produzione di GNL, leva fondamentale per assicurare forniture energetiche affidabili e al tempo stesso per conseguire gli obiettivi di decarbonizzazione. La straordinaria scoperta di Geng North-1, a oggi la più importante dell'anno a livello di intera industria, il prossimo completamento dell'acquisizione di Neptune e l'acquisto delle attività di Chevron in Indonesia ci mettono nella condizione favorevole di poter accedere a un enorme volume di risorse nell'offshore del bacino di Kutei. Abbiamo avviato in meno di due anni dalla scoperta, la produzione del super giacimento Baleine nell'offshore della Costa d'Avorio, a conferma della validità del nostro modello di sviluppo basato su tempi rapidi di esecuzione e accrescimento di valore; un progetto in grado di coniugare gli obiettivi di sicurezza energetica, garantendo le necessarie fonti tradizionali, con la decarbonizzazione delle operazioni rappresentando il primo progetto a zero emissioni nette dell'Africa (ambiti 1 e 2). GGP ha incrementato in modo sostanziale il portafoglio di GNL contrattualizzato grazie a tre nuovi accordi di lungo termine in Congo, Qatar e Indonesia per un volume totale a regime di 6,5 mld mc/anno. I settori della transizione energetica stanno crescendo in maniera rapida. Enilive (Eni Sustainable Mobility) ha completato l'operazione relativa alla joint venture della bioraffineria di Chalmette negli USA e sta valutando altri progetti internazionali di espansione nei biocarburanti facendo leva sulle nostre tecnologie e competenze distinte. Plenitude è prossima a trarre in porto i 3 GW pianificati di capacità rinnovabile installata entro fine anno, come pure gli obiettivi reddituali. Il perfezionamento dell'acquisizione di Novamont rafforzerà la trasformazione di Versalis in chiave chimica verde. A tutto questo, si aggiunge il consolidamento del nostro portafoglio di soluzioni CCS, tra i migliori del settore, grazie all'assegnazione della licenza di stoccaggio di Hewett nel Regno Unito e a importanti progressi tecnici e regolatori. In un contesto di mercato ancora molto volatile, l'EBIT proforma adjusted comprensivo dei risultati in quota Eni delle nostre Joint Ventures e collegate ha raggiunto €4 mld per effetto della crescita sequenziale dei risultati di E&P, Raffinazione e attività retail. Il flusso di cassa operativo di €3,4 mld si traduce in un flusso di cassa discrezionale, free cash flow, di circa €1,5 mld una volta finanziati investimenti organici pari a €1,9 mld. Sia l'utile operativo sia la generazione di cassa si collocano in vetta alla serie storica di risultati trimestrali. Il free cash flow discrezionale cumulato fino a oggi di circa €6,2 mld supera ampiamente la prevista remunerazione degli azionisti per il 2023 compreso il riacquisto di azioni, contribuendo in tal modo a migliorare la flessibilità finanziaria e gli indici di solidità patrimoniale con un rapporto di leva stabile a 0,15. Guardando al futuro, riteniamo che l'evidente miglioramento dei fondamentali del business e i progressi strategici saranno alla base di attrattivi ritorni per gli azionisti e, coerentemente a tali prospettive, rivediamo al rialzo le nostre previsioni annuali di EBIT e flusso di cassa operativo, mentre aumentiamo il passo del programma di buyback per l'anno corrente."

Highlight finanziari del terzo trimestre 2023

- L'utile ante imposte adjusted del terzo trimestre 2023, pari a €3,3 mld, rappresenta un risultato molto robusto grazie al continuo miglioramento della performance industriale e nonostante la debolezza dello scenario (il prezzo del Brent e i prezzi del gas naturale in calo rispettivamente del 14% e di oltre l'80%). Nei nove mesi l'utile ante imposte adjusted è stato di €11,9 mld. In particolare, l'utile operativo proforma adjusted¹, che integra i margini operativi delle società all'equity, risulta pari a €4 mld nel terzo trimestre 2023 (€14,1 mld nei nove mesi). Questa performance riflette la ripresa della E&P rispetto al trimestre precedente, grazie alla crescita produttiva e ai migliori prezzi di realizzo, nonché il solido contributo di Refining, Enilive (il business della mobilità sostenibile) e Plenitude.
- Nel terzo trimestre 2023, E&P ha conseguito l'utile operativo adjusted di €2,6 mld (-39% rispetto al terzo trimestre 2022) impattato dall'indebolimento dei prezzi di realizzo (+30% circa l'utile operativo adjusted su base sequenziale). Includendo il contributo delle società all'equity, l'utile operativo proforma adjusted del terzo trimestre 2023 ammonta a €3,4 mld. Il risultato operativo adjusted dei nove mesi 2023 è stato di €7,5 mld (rispetto ai €13,5 mld dei nove mesi 2022). La produzione del trimestre è aumentata del 4% rispetto al terzo trimestre 2022, a 1,64 mln boe/g.
- GGP ha registrato l'utile operativo adjusted di €0,11 mld nel terzo trimestre 2023, scontando limitati benefici dalle attività di ottimizzazione degli asset, in un mercato caratterizzato da una volatilità relativamente più moderata e dal restringimento degli spread gas rispetto al terzo trimestre 2022.
- Enilive (Eni Sustainable Mobility) ha conseguito l'utile operativo adjusted di €0,27 mld, in leggera flessione rispetto al terzo trimestre 2022, mentre nei nove mesi è in crescita del +9%, a €0,61 mld.
- Il business Refining ha registrato l'utile operativo adjusted di €0,33 mld nel terzo trimestre 2023 rispetto all'utile di €0,4 mld nello stesso trimestre 2022, influenzato dall'andamento dei differenziali dei greggi non integralmente catturato dal SERM. Nonostante ciò, il terzo trimestre ha registrato un significativo miglioramento rispetto al precedente trimestre, grazie alla ripresa del margine dei prodotti. Nei nove mesi l'utile operativo adjusted è stato di €0,41 mld.
- Il settore Plenitude & Power ha conseguito solidi risultati con un utile operativo adjusted di €0,22 mld (+27% rispetto al terzo trimestre 2022; €0,57 mld nei nove mesi, +15% rispetto al periodo di confronto) sostenuto dal positivo andamento dell'attività retail, dalla rilevante crescita della capacità rinnovabile e dalle ottimizzazioni nel business della generazione termoelettrica, in parte compensati dai minori margini dell'energia generata dalle rinnovabili e dagli impianti termoelettrici. Plenitude ha conseguito l'EBITDA proforma adjusted di €0,75 mld nei nove mesi 2023, superiore alla previsione annuale originaria di €0,7 mld e pertanto incrementa la guidance EBITDA a circa €0,9 mld.
- Versalis ha risentito del marcato rallentamento della domanda in tutti i segmenti di mercato e dei costi di produzione relativamente più elevati in Europa, con ciò aggravando il quadro complessivo penalizzato dalla pressione competitiva dai flussi d'importazione e dall'eccesso di capacità produttiva. Nel terzo trimestre 2023 Versalis ha conseguito una perdita operativa adjusted di €0,2 mld (perdita di €0,38 mld nei nove mesi).
- L'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni del terzo trimestre 2023 è stato di €1,82 mld, condizionato dall'indebolimento dei prezzi degli idrocarburi, ma attenuato in modo significativo dal miglioramento delle prestazioni industriali. Nei nove mesi 2023, l'utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni è stato di €6,66 mld.
- Nel terzo trimestre 2023, il flusso di cassa da attività operativa adjusted ante working capital al costo di rimpiazzo di €3,4 mld, ha generato un free cash flow organico di €1,5 mld dopo aver finanziato gli investimenti organici di €1,9 mld. Nei nove mesi 2023, il flusso di cassa adjusted è stato pari a €12,9 mld, ampiamente superiore ai fabbisogni per investimenti pari a €6,7 mld, generando un free cash flow organico di €6,2 mld.
- Nei nove mesi le attività di portafoglio di €1,5 mld hanno riguardato l'acquisizione della bio-raffineria St. Bernard di Chalmette negli USA, asset a gas in Algeria e acquisizioni sinergiche agli asset esistenti

¹ Per la riconciliazione dell'utile operativo proforma adjusted e il relativo breakdown per settore di attività si rinvia alla pagina 26.

nel business delle rinnovabili, mentre sul lato disinvestimenti i principali sono stati la cessione dei diritti di trasporto del gas naturale dall'Algeria e diversi asset non strategici. Nei nove mesi 2023, il pagamento dei dividendi è stato di €2,3 mld e l'acquisto di azioni proprie di €1 mld.

- L'indebitamento finanziario netto ex-IFRS 16 al 30 settembre 2023 è pari a €8,7 mld, in aumento di circa €1,7 mld rispetto al 31 dicembre 2022; il leverage è pari a 0,15 (0,13 al 31 dicembre 2022).
- Il Consiglio di Amministrazione di Eni ha approvato la distribuzione della seconda delle quattro tranches del dividendo relativo all'esercizio 2023 pari a €0,23 per azione (per un totale di €0,94 di dividendo annuo) come deliberato dall'Assemblea degli Azionisti del maggio u.s., con data stacco cedola 20 novembre 2023 e pagamento 22 novembre 2023.
- La prima tranche del programma di acquisto di azioni proprie 2023, avviato il 12 maggio 2023, si è conclusa con l'acquisto di 62 mln di azioni proprie (pari all'1,84% del capitale sociale) per un costo complessivo di €825 mln. Inoltre, nell'ambito dell'autorizzazione dell'Assemblea degli Azionisti del 10 maggio 2023, a settembre Eni ha avviato la seconda tranche del programma di acquisto di azioni proprie fino a un massimo di €1,375 mld, per un numero massimo di 275 mln di azioni (circa l'8% del capitale sociale) da eseguirsi entro aprile 2024. Al 20 ottobre 2023 sono state acquistate 26,5 milioni di azioni per un esborso di €400 mln.
- A settembre Eni ha collocato un prestito obbligazionario convertibile senior unsecured sustainability-linked da €1 mld con scadenza a 7 anni, il primo nel settore con queste caratteristiche. Le obbligazioni sono convertibili in rapporto 1:1 in azioni Eni quotate su Euronext Milan (Borsa Italiana) e pagheranno una cedola annuale del 2,95%.

Principali sviluppi di business

Exploration & Production

- L'acquisizione di Neptune ha ricevuto il via libera delle Autorità antitrust UE, con il perfezionamento della transazione atteso entro il primo trimestre 2024.
- Nei nove mesi 2023, il portafoglio risorse è stato incrementato di circa 580 milioni di boe, grazie soprattutto alle scoperte realizzate nell'offshore di Egitto, Congo, Messico e Indonesia.
- In agosto, avviato il giacimento petrolifero di Baleine, offshore della Costa d'Avorio, con un rapido time-to-market. Lo start-up produttivo è stato conseguito grazie al distintivo modello Eni di sviluppo per fasi e con approccio fast track, a meno di due anni dalla scoperta e a meno di un anno e mezzo dalla decisione finale di investimento. Il progetto sarà il primo a zero emissioni nette (ambito 1 e 2) del continente africano. La produzione di gas sarà fornita alla rete nazionale, consentendo al Paese di soddisfare il proprio fabbisogno interno di elettricità, facilitando l'accesso all'energia e rafforzando il suo ruolo di hub energetico regionale per i Paesi limitrofi.
- A settembre, Eni e Oando PLC, la principale società petrolifera privata nigeriana, hanno concordato i termini per la cessione di Nigerian Agip Oil Company Ltd (NAOC Ltd), società interamente controllata da Eni e attiva in Nigeria nell'esplorazione e produzione di idrocarburi onshore e nella generazione di energia elettrica. L'accordo prevede lo scorporo della partecipazione di Eni nella JV SPDC.
- In ottobre, annunciata l'importante scoperta a gas di Geng North-1, nella licenza offshore North Galal, in Indonesia. Le stime preliminari evidenziano volumi complessivi pari a 5 trilioni di piedi cubi (Tcf) di gas e 400 milioni di barili di condensati. Questa scoperta, unitamente all'imminente completamento dell'acquisizione di Neptune che possiede partecipazioni in attività limitrofe e al recente acquisto delle interessenze di Chevron nei blocchi Rapak e Galal PSC, apre una serie di opportunità nel settore del gas naturale in Indonesia, dove una grande quantità di risorse di gas sarà sviluppata in sinergia con gli attuali campi operati da Eni (ad esempio Jangkrik), i nuovi progetti di sviluppo (come Geng North) e facendo leva sul terminale di esportazione di GNL di Bontang, e in tal modo contribuirà a trasformare il bacino del Kutei in un nuovo hub mondiale del gas.

Global Gas & LNG Portfolio (GGP)

- A settembre, Eni ha firmato con la JV Marine XII in Congo un contratto di acquisto di volumi di GNL provenienti dal progetto Congo LNG fino a 4,5 mld di metri cubi/anno a partire da dicembre 2023. Il progetto e i relativi prelievi si articoleranno in due fasi: nella prima, l'impianto Tango FLNG avrà una capacità di liquefazione di 0,9 mld di metri cubi, poi nel 2025 entrerà in produzione un secondo impianto con una capacità di 3,6 mld di metri cubi.
- A ottobre, Eni ha firmato un accordo triennale di compravendita di GNL da 0,8 mld di metri cubi/anno con Merakes LNG Sellers, a partire da gennaio 2024 che, in aggiunta al contratto con Jangkrik LNG Sellers per 1,4 mld di metri cubi/anno, dal 2017, incrementa il GNL complessivo disponibile dall'impianto di Bontang.
- A ottobre, firmato un contratto di lungo termine per la fornitura fino a 1,5 mld di metri cubi di GNL/anno con QatarEnergy LNG NFE (5), la joint venture tra Eni e QatarEnergy per lo sviluppo del progetto North Field East. Il GNL sarà consegnato presso il terminale ricevente "FSRU Italia", a Piombino, con consegne previste a partire dal 2026, per 27 anni. L'accordo amplia il portafoglio di importazioni dal Qatar, rispetto a 2,9 mld di metri cubi/anno che Eni importa in Europa già dal 2007.
- Questi nuovi contratti GNL contribuiscono alla creazione di un portafoglio di contratti GNL che facendo leva sull'approccio integrato di Eni nei Paesi in cui opera e in linea con la strategia di transizione energetica, ha l'obiettivo di aumentare progressivamente la quota di gas nella produzione upstream complessiva al 60% entro il 2030, aumentando al contempo il contributo del GNL.

Enilive, Refining e Chimica

- Nel mese di giugno, avviate le operazioni presso la bioraffineria di Chalmette in Louisiana (USA) attraverso la joint venture paritetica in St. Bernard Renewables LLC (SBR) tra Eni Sustainable Mobility Spa e PBF Energy Inc. (PBF). La bioraffineria ha una capacità di lavorazione di circa 1,1 mln di tonnellate/anno di materie prime.
- A settembre, Versalis e Technip Energies, hanno finalizzato una collaborazione per integrare le rispettive tecnologie Hoop® di Versalis e di purificazione Pure.rOil™ e Pure.rGas™ di T.EN per il riciclo chimico avanzato dei rifiuti plastici.
- A settembre, Enilive e il produttore chimico sud-coreano LG Chem hanno avviato uno studio di fattibilità per la costruzione di una bioraffineria presso il complesso chimico Daesan di LG Chem, a sud-est di Seul, con una capacità di lavorazione di circa 400 mila tonnellate di materie prime biologiche utilizzando la tecnologia Ecofining™ di Eni.
- A ottobre, Versalis ha perfezionato l'acquisto del 64% della partecipazione in Novamont posseduta dall'azionista Mater-Bi, acquisendo il controllo totalitario.

Plenitude & Power

- A luglio, Vårgrønn, joint venture tra Plenitude e HitecVision, e la società irlandese di servizi energetici integrati Energia Group hanno definito un accordo per lo sviluppo di due progetti eolici offshore in Irlanda, con una capacità totale fino a 1,8 GW entro il 2030.
- A settembre, Plenitude ha inaugurato il suo primo impianto fotovoltaico realizzato nella Repubblica del Kazakhstan. L'impianto della capacità di 50 MW è in grado di produrre fino a circa 90 GWh/anno.
- A ottobre, Dogger Bank, il più grande parco eolico offshore del mondo di cui Vårgrønn detiene una quota del 20%, ha avviato la produzione di energia, trasmessa alla rete nazionale del Regno Unito.

Decarbonizzazione e Sostenibilità

- Ottenuta da parte dell'Autorità Britannica l'assegnazione della licenza per lo stoccaggio di CO₂ per il giacimento a gas esaurito di Hewett, nella parte meridionale del Mare del Nord del Regno Unito. Ad ottobre, Eni ha raggiunto un accordo di principio con il Dipartimento per la Sicurezza Energetica e Net Zero del Regno Unito su termini e condizioni del modello economico, normativo e di governance per le attività di trasporto e stoccaggio di anidride carbonica nel cluster industriale CCS HyNet North West, atteso entrare in esercizio intorno alla metà del decennio corrente con una capacità di 4,5 mln di tonnellate/anno di CO₂.

- Ratings ESG/Climatici: Sustainalytics ha mantenuto anche per il 2023 Eni in fascia "medium risk". Eni è stata inoltre confermata prima tra i peer per numero di metriche soddisfatte nella valutazione Climate Action 100+ Net Zero Benchmark di ottobre. È stata inoltre riconosciuta dalla ricerca "Absolute Impact 2023" di Carbon Tracker per il quarto anno consecutivo unica società fra le 25 maggiori aziende del settore Oil & Gas ad aver stabilito degli obiettivi climatici che soddisfano i prerequisiti per l'allineamento all'Accordo di Parigi.
- Ad ottobre firmato un accordo con l'azienda farmaceutica Dompé nell'ambito della ricerca e sviluppo aventi come obiettivo la salute delle persone e delle comunità nei territori in cui Eni opera e più in generale tematiche di salute globale.

Outlook 2023

Il Gruppo ha definito le seguenti previsioni operative e finanziarie riviste per l'esercizio 2023:

- E&P: produzione di idrocarburi, ridotto l'intervallo di variabilità della previsione annuale a 1,64-1,66 mln di boe/g (in precedenza 1,63-1,67 mln boe/g).
- E&P: in virtù dei recenti successi esplorativi (Egitto e Indonesia), l'obiettivo esplorativo originario di 700 mln di boe di nuove risorse sarà superato.
- GGP: confermata previsione annua di EBIT adjusted, già precedentemente rivista al rialzo, nell'intervallo €2,7 mld - €3,0 mld.
- Plenitude: EBITDA proforma adjusted rivisto al rialzo a circa €0,9 mld rispetto alla previsione originaria di €0,7 mld.
- Enilive, Refining e Chimica: EBITDA proforma adjusted di Enilive a circa €1 mld, migliorando la precedente previsione di oltre €0,9 mld. EBIT proforma adjusted² del downstream atteso a circa €1 mld, in aumento rispetto alla previsione di metà anno di €0,8 mld.
- Risultati consolidati: rivista al rialzo la previsione annua di EBIT adjusted a circa €14 mld rispetto alla precedente indicazione nella semestrale di €12 mld, riflettendo il miglioramento dello scenario³, ma anche una stima migliorativa delle prestazioni industriali che aggiungono circa €2,6 mld di risultato, in aumento di €0,6 mld rispetto alla precedente previsione. Coerentemente con le assunzioni di EBIT, il flusso di cassa⁴ è atteso a circa €16,5 mld (rispetto al precedente obiettivo nell'intervallo €15,5 mld - €16 mld). Al 30 settembre 2023 conseguiti circa l'80% della previsione annua sia di EBIT adjusted sia di cash flow. Queste proiezioni sono esposte alla volatilità dei prezzi degli idrocarburi. Il management stima un impatto di circa €130 mln sul flusso di cassa per ogni variazione di 1 \$ del prezzo del Brent (su base annua).
- Investimenti di Gruppo: attesi a circa €9 mld, in riduzione di circa il 6% rispetto alla previsione originaria, beneficiando di continue azioni di ottimizzazione e di efficienza.
- Leverage: previsto entro l'intervallo dichiarato di 0,1-0,2.
- Remunerazione degli azionisti: il dividendo 2023 di €0,94 per azione, pagato in quattro tranches, è stato approvato dall'Assemblea degli Azionisti del 10 maggio 2023. Il pagamento della prima tranche trimestrale è stato eseguito a settembre 2023. Le prossime tranches sono previste in pagamento a novembre 2023 (€0,23 per azione⁵), marzo 2024 e maggio 2024. Il piano di acquisto di azioni proprie approvato dalla stessa Assemblea per un ammontare di €2,2 mld fino ad un massimo di €3,5 mld è stato avviato a maggio con completamento atteso entro aprile 2024, con un'accelerazione del passo degli acquisti attesa negli ultimi mesi del 2023.

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

² L'EBIT proforma adjusted include la quota Eni dei margini operativi delle società all'equity. Per la riconciliazione dell'EBIT proforma adjusted e il relativo breakdown per settore di attività si rinvia alle pagine seguenti.

³ Lo scenario aggiornato 2023 è: Brent 84 \$/bbl (da 80 \$/bbl); margine SERM 10,4 \$/bbl (da 8 \$/bbl); prezzo spot del gas PSV 474 €/Kmc (da 484 €/Kmc); tasso di cambio medio EUR/USD 1,08 (invariato).

⁴ Prima della variazione del capitale circolante.

⁵ Data di pagamento: 22 novembre 2023 (data stacco/data registrazione: 20/21 novembre 2023, rispettivamente).

Analisi per segmento di business

Exploration & Production

Produzione e prezzi

II Trim. 2023			III Trim. 2023			Novembre 2023		
			2022	var %	2022	2022	var %	
Produzioni								
757	Petrolio	mgl di barili/g	758	707	7	765	742	3
127	Gas naturale	mIn di metri cubi/g	130	130		129	129	
1.616	Idrocarburi ^(a)	mgl di boe/g	1.635	1.578	4	1.637	1.608	2
Prezzi medi di realizzo ^(b)								
69,72	Petrolio	\$/barile	79,13	91,51	(14)	73,91	97,28	(24)
249	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	240	321	(25)	258	303	(15)
53,31	Idrocarburi	\$/boe	57,20	68,51	(17)	55,79	71,40	(22)

(a) Con effetto 1 gennaio 2023, il coefficiente di conversione da metricubi a boe del gas naturale è stato aggiornato in 1 mc = 0,00675 barili di petrolio equivalente (in precedenza 1 mc = 0,00671 boe). L'effetto sulle produzioni è di 5 mila boe/giorno nel terzo trimestre e nei nove mesi. I precedenti trimestri 2023 sono stati coerentemente riesposti.

(b) I prezzi si riferiscono alle società consolidate.

- Nel terzo trimestre '23 la **produzione di idrocarburi** è stata in media di 1,64 milioni di boe/giorno (1,64 milioni di boe/giorno nei nove mesi '23), in aumento del 4% rispetto al terzo trimestre '22 (+2% rispetto ai nove mesi '22). La produzione è stata sostenuta dal ramp-up in Mozambico e Messico, dallo start-up del progetto Baleine in Costa d'Avorio, dalla maggiore attività in Algeria, che beneficia anche delle acquisizioni, in Kazakhstan a causa di eventi non pianificati verificatisi nello stesso periodo del '22, nonché in Indonesia. Questi aumenti sono stati compensati dalla minore produzione dovuta al declino dei campi maturi. Nel confronto sequenziale, la produzione è in aumento dell'1%.
- La **produzione di petrolio** è stata di 758 mila barili/g nel terzo trimestre '23 (765 mila barili/g nei nove mesi '23), con un aumento del 7% rispetto al terzo trimestre '22 (+3% rispetto ai nove mesi '22). La crescita della produzione in Kazakhstan, Messico e Costa d'Avorio è stata compensata dal declino dei campi maturi.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 130 mln di metri cubi/g nel terzo trimestre '23 (129 mln di metri cubi/g nei nove mesi '23), invariata rispetto ai corrispondenti periodi del '22. La crescita della produzione in Algeria, Mozambico, a seguito del ramp-up del progetto Coral Floating LNG, Indonesia e Kazakhstan, è stata compensata dal declino dei campi maturi.

Risultati

II Trim. 2023		III Trim. 2023			Novembre 2023		
		2022	var %	2022	2022	var %	
1.812	Utile (perdita) operativo	2.528	4.539	(44)	7.042	13.662	(48)
254	Esclusione special items	77	(267)		418	(142)	
2.066	Utile (perdita) operativo adjusted	2.605	4.272	(39)	7.460	13.520	(45)
(12)	di cui: - CCUS e agro-biofeedstock	(14)	(5)		(44)	(21)	
(85)	Proventi (oneri) finanziari netti	(93)	(76)		(222)	(191)	
351	Proventi (oneri) su partecipazioni	243	511		908	1.395	
100	di cui: - Vår Energi	85	325		365	780	
178	- Azule	105	174		398	174	
2.332	Utile (perdita) ante imposte adjusted	2.755	4.707	(41)	8.146	14.724	(45)
(1.326)	Imposte sul reddito	(1.242)	(1.935)		(4.105)	(5.804)	
56,9	tax rate (%)	45,1	41,1		50,4	39,4	
1.006	Utile (perdita) netto adjusted	1.513	2.772	(45)	4.041	8.920	(55)
I risultati includono:							
155	Costi di ricerca esplorativa:	128	84	52	356	244	46
62	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	46	60		165	165	
93	- radiazione di pozzi di insuccesso	82	24		191	79	
2.159	Investimenti tecnici	1.501	1.770	(15)	5.479	4.321	27

- Nel terzo trimestre '23 il settore **Exploration & Production** ha registrato un utile operativo adjusted di €2.605 mln, in calo del 39% rispetto al terzo trimestre '22 a causa della flessione dei prezzi del petrolio in dollari (marker Brent -14% nel trimestre) e dei prezzi di riferimento del gas in tutte le aree geografiche, che hanno influito negativamente sui prezzi di realizzo della produzione, in particolare in Europa. L'andamento negativo dei prezzi è stato in parte compensato dall'apprezzamento del tasso di cambio USD/EUR (+8%) e dagli effetti positivi volume/mix e da azioni di efficienza. Nei nove mesi '23 l'utile operativo adjusted è stato di €7.460 mln, in calo del 45% rispetto ai nove mesi '22, a causa degli stessi driver del terzo trimestre nonché del mancato contributo delle società operative angolane a seguito del loro conferimento nella JV Azule, nel terzo trimestre 2022, i cui risultati sono rilevati nella gestione delle partecipazioni.

L'utile operativo adjusted del settore E&P include i risultati del business CCUS e agro-biofeedstock: una perdita di €14 mln nel terzo trimestre '23 (una perdita di €44 mln nei nove mesi '23).

Includendo il contributo delle società all'equity, l'utile operativo proforma adjusted del terzo trimestre '23 ammonta a €3,4 mld in riduzione del 38% (€10 mld nei nove mesi '23, - 40%), e risente anche dei maggiori costi di pozzi esplorativi d'insuccesso.

- Nel terzo trimestre '23, il settore ha registrato un utile netto adjusted di €1.513 mln, con un calo di circa il 45% rispetto al terzo trimestre '22 a causa della più debole performance operativa e dei minori proventi da partecipazioni, in particolare Vår Energi (€365 mln nei nove mesi '23 in calo di €415 mln rispetto allo stesso periodo del '22).

La riduzione dei risultati di Azule rispetto al secondo trimestre '23 riflette le posizioni di underlifting del trimestre 2023.

Il tax rate dei nove mesi '23 aumenta di 11 punti percentuali rispetto al periodo di confronto (in aumento di circa 4 punti percentuali nel terzo trimestre '23) per effetto: (i) dell'impatto del calo dei prezzi del petrolio e del gas; (ii) dell'impatto dell'imposta sui profitti energetici del Regno Unito, non considerata special item (efficace dal terzo trimestre 2022); e (iii) dell'impatto di alcuni costi non deducibili (per esempio le radiazioni di costi esplorativi).

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

Global Gas & LNG Portfolio

Vendite

II Trim.		III Trim.			Nove mesi			
2023		2023	2022	var %	2023	2022	var %	
395	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€ /mgl di metri cubi	358	2.082	(83)	452	1.389	(67)
371	TTF		349	2.077	(83)	430	1.373	(69)
24	Spread PSV vs. TTF		9	5	96	23	17	33
Vendite di gas naturale		mld di metri cubi						
5,73	Italia		4,99	7,07	(29)	17,82	23,35	(24)
4,80	Resto d'Europa		5,32	5,79	(8)	17,34	19,70	(12)
0,62	di cui: Importatori in Italia		0,45	0,53	(15)	1,69	1,63	4
4,18	Mercati europei		4,87	5,26	(7)	15,65	18,07	(13)
0,62	Resto del Mondo		0,60	0,47	28	1,74	1,92	(9)
11,15	Totale vendite gas (*)		10,91	13,33	(18)	36,90	44,97	(18)
2,5	di cui: vendite di GNL		2,0	1,8	11	7,2	7,0	3

(*) Include vendite intercompany.

- Nel terzo trimestre del 2023 le **vendite di gas naturale** sono state pari a 10,91 mld di metri cubi, in calo del 18% rispetto allo stesso periodo del 2022, principalmente a causa dei minori volumi di gas commercializzati in Italia (-29%) a seguito delle minori vendite all'hub e nel segmento industriale. Nei mercati europei i volumi di gas sono diminuiti del 7% per minori vendite nella Penisola Iberica e in Benelux. Nei nove mesi 2023 le vendite di gas naturale sono state pari a 36,90 mld di metri cubi, in calo del 18% rispetto allo stesso periodo del 2022, a causa dei minori volumi di gas commercializzati in Italia (-24% rispetto al periodo di confronto) in tutti i segmenti e nei mercati europei (-13% rispetto ai nove mesi '22).

Risultati

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2023	(€ milioni)	2023	2022	var %	2023	2022	var %
539	Utile (perdita) operativo	324	2.062	(84)	1.138	2	..
548	Esclusione special item	(213)	(979)		1.432	1.998	
1.087	Utile (perdita) operativo adjusted	111	1.083	(90)	2.570	2.000	29
(3)	Proventi (oneri) finanziari netti	(5)	(19)		(6)	(39)	
20	Proventi (oneri) su partecipazioni	11	1		41	3	
20	di cui: SeaCorridor	11			41		
1.104	Utile (perdita) ante imposte adjusted	117	1.065	..	2.605	1.964	..
(296)	Imposte sul reddito	(42)	(421)		(723)	(722)	
808	Utile (perdita) netto adjusted	75	644	(88)	1.882	1.242	52
6	Investimenti tecnici	4	5	(20)	10	14	(29)

- Nel terzo trimestre 2023 il settore **Global Gas & LNG Portfolio** ha conseguito un utile operativo adjusted di €111 mln, in riduzione del 90% rispetto al periodo di confronto. I risultati del terzo trimestre scontano limitati benefici derivanti da attività di ottimizzazione in un contesto di mercato caratterizzato da una minore volatilità e spread del gas più contenuti rispetto allo stesso periodo del 2022. Inoltre, alcuni interventi di manutenzione sull'infrastruttura hanno ridotto la flessibilità e le opportunità di arbitraggio. Nei nove mesi 2023 l'utile operativo adjusted è stato di €2.570 mln, con un miglioramento di €570 mln rispetto allo stesso periodo del 2022.
Nel terzo trimestre 2023 l'utile operativo proforma adjusted che integra i margini operativi delle società all'equity è di €0,15 mld vs. €1,08 mld nel terzo trimestre 2022 (€2,72 mld nei nove mesi 2023 vs. €2 mld nel periodo di confronto).

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

Enilive, Refining e Chimica

Produzioni e vendite

II Trim. 2023			III Trim.			Nove mesi		
			2023	2022	var %	2023	2022	var %
6,6	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	14,7	4,1	..	10,8	6,8	59
4,09	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	4,25	4,26	(0)	12,58	12,39	2
2,61	Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		2,82	2,79	1	7,89	8,14	(3)
6,70	Totale lavorazioni in conto proprio		7,07	7,05	0	20,47	20,53	(0)
75	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	78	84		77	81	
140	Lavorazioni bio	mgl ton	325	179	82	602	414	45
60	Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio ^(a)	%	88	77		72	59	
Marketing								
1,88	Vendite rete Europa	mln ton	2,01	2,04	(2)	5,65	5,60	1
1,32	Vendite rete Italia		1,42	1,46	(3)	4,00	4,01	(0)
0,56	Vendite rete resto d'Europa		0,59	0,58	2	1,65	1,59	4
20,9	Quota mercato rete Italia	%	21,6	21,7		21,3	21,7	
2,13	Vendite extrarete Europa	mln ton	2,36	2,36	0	6,33	6,48	(2)
1,65	Vendite extrarete Italia		1,79	1,71	5	4,87	4,64	5
0,48	Vendite extrarete resto d'Europa		0,57	0,65	(12)	1,46	1,84	(21)
Chimica								
0,82	Vendite prodotti chimici	mln ton	0,76	0,77	(2)	2,34	2,98	(21)
55	Tasso utilizzo impianti	%	50	52		53	64	

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

- Nel terzo trimestre 2023 il **marginale di raffinazione indicatore Eni** (Standard Eni Refining Margin) si è attestato in media a 14,7 \$/barile, rispetto a 4,1 \$/barile nel terzo trimestre 2022 (10,8 \$/barile nei nove mesi 2023, in aumento rispetto a 6,8 \$/barile registrati nei nove mesi 2022). I margini di raffinazione registrano un significativo incremento trainati dalla riduzione dei prezzi del gas naturale. Si osserva che nelle correnti condizioni di mercato di contrazione dei differenziali tra greggi pesanti/a elevato tenore di zolfo rispetto alle qualità leggere/con minore tenore, il SERM non è in grado di rappresentare in maniera completa l'effettivo margine della raffinazione.
- Nel terzo trimestre 2023 le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** in Italia, pari a 4,25 mln di tonnellate, sono sostanzialmente invariate rispetto al terzo trimestre 2022 per effetto dei minori volumi lavorati presso la raffineria di Livorno a seguito di fermate programmate, interamente bilanciati dalle maggiori lavorazioni presso le raffinerie di Sannazzaro e Milazzo a seguito delle iniziative di ottimizzazione. Nei nove mesi 2023, le lavorazioni ammontano a 12,58 mln di tonnellate, registrando un lieve aumento rispetto allo stesso periodo del 2022. Nel resto del mondo, le lavorazioni sono in linea rispetto al periodo di confronto 2022 (nei nove mesi 2023, le lavorazioni registrano una riduzione del 3% rispetto ai nove mesi 2022).
- Nel terzo trimestre 2023 i **volumi di lavorazione bio** pari a 325 mila tonnellate registrano un incremento dell'82% rispetto all'analogo periodo del 2022 ed hanno beneficiato del contributo di Chalmette e dei maggiori volumi lavorati presso la bioraffineria di Venezia. Nei nove mesi 2023, i volumi di lavorazioni bio aumentano del 45% rispetto al periodo di confronto, beneficiando del citato contributo di Chalmette e dei maggiori volumi lavorati presso la bioraffineria di Gela.
- Nel terzo trimestre 2023 le **vendite rete in Italia** pari a 1,42 mln di tonnellate sono in riduzione del 3% rispetto al periodo di confronto per effetto delle minori vendite di gasolio, a causa del calo dei consumi. Nei nove mesi 2023, le vendite retail si attestano a 4 mln di tonnellate, sostanzialmente in linea rispetto ai nove mesi 2022.
- Nel terzo trimestre 2023 le **vendite extrarete in Italia** pari a 1,79 mln di tonnellate sono in aumento rispetto al terzo trimestre 2022 (+5%) a seguito dei maggiori volumi commercializzati di jet fuel. Positiva la performance nei nove mesi 2023 con 4,87 mln di tonnellate, +5% rispetto al periodo di confronto.
- Le **vendite di prodotti petrolchimici** nel terzo trimestre 2023 pari a 0,76 mln di tonnellate sono in calo del 2% rispetto al periodo di confronto per effetto della ridotta disponibilità di prodotti a seguito delle fermate presso i siti di Marghera e Priolo e delle fermate opportunistiche degli impianti di produzione di polimeri a seguito del calo della domanda in tutti i segmenti di business. Nei nove mesi 2023, le vendite ammontano a 2,34 mln di tonnellate, in riduzione del 21% rispetto ai nove mesi 2022.

- Nel terzo trimestre 2023 il **marginale del cracker** è in calo rispetto allo stesso periodo del 2022. Anche i margini sul polietilene e sugli stirenici hanno riportato una riduzione rispetto al terzo trimestre 2022, a seguito dei ridotti prezzi delle commodity.

Risultati

II Trim. 2023	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2023	2022	var %	2023	2022	var %
(305)	Utile (perdita) operativo	681	(591)	..	106	1.688	(94)
190	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(363)	242		164	(1.146)	
202	Esclusione special item	83	886		372	1.008	
87	Utile (perdita) operativo adjusted	401	537	(25)	642	1.550	(59)
202	- Enilive	271	315	(14)	611	561	9
(45)	- Refining	328	399	(18)	408	1.156	(65)
(70)	- Chimica	(198)	(177)	(12)	(377)	(167)	..
(14)	Proventi (oneri) finanziari netti	(17)	(13)		(35)	(42)	
70	Proventi (oneri) su partecipazioni	126	175		348	393	
73	di cui: ADNOC R>	103	144		327	340	
143	Utile (perdita) ante imposte adjusted	510	699	(27)	955	1.901	(50)
(51)	Imposte sul reddito	(183)	(192)		(308)	(516)	
92	Utile (perdita) netto adjusted	327	507	(36)	647	1.385	(53)
216	Investimenti tecnici	199	186	7	553	417	33

- Nel terzo trimestre 2023, **Enilive** ha conseguito l'utile operativo adjusted di €271 mln, in leggera flessione rispetto al terzo trimestre 2022, mentre nei nove mesi 2023, l'utile operativo adjusted è in crescita del 9% a €611 mln.
- Il business **Refining** nel terzo trimestre 2023 ha conseguito un utile operativo adjusted di €328 mln che si confronta con l'utile operativo adjusted di €399 mln del terzo trimestre 2022 (utile di €408 mln nei nove mesi 2023 che si confronta con l'utile di €1.156 mln dei nove mesi 2022). Il peggioramento riflette il restringimento dei differenziali greggi leggeri-pesanti, parzialmente compensato dalla ripresa del SERM anche a seguito dei migliori differenziali dei prodotti.
- Nel terzo trimestre 2023 il business della **Chimica** gestito da Versalis ha riportato una perdita operativa adjusted di €198 mln (in riduzione di €21 mln rispetto al terzo trimestre 2022) che riflette il calo della domanda in tutte le attività di business e le incertezze del mercato, che ha frenato le decisioni d'acquisto da parte dei rivenditori, e la continua pressione competitiva dei prodotti provenienti da altre geografie. Nei nove mesi 2023 la perdita operativa adjusted è stata pari a €377 mln (perdita operativa adjusted di €167 mln nei nove mesi 2022) a causa delle eccezionali avverse condizioni di mercato.

Nel terzo trimestre 2023 l'utile operativo proforma adjusted di Enilive, Refining e Chimica, che integra i margini operativi delle società all'equity, è stato pari a €0,52 mld vs. €0,68 mld registrati nel terzo trimestre 2022 (€0,99 mld nei nove mesi 2023 vs. €1,9 mld nel periodo di confronto).

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

Plenitude & Power

Produzioni e vendite

II Trim. 2023			III Trim.			Nove mesi		
			2023	2022	var %	2023	2022	var %
Plenitude								
10,1	Clients retail/business a fine periodo	mln pdf	10,1	9,9	2	10,1	9,9	2
0,87	Vendite retail e business gas	mld di metri cubi	0,53	0,61	(14)	4,32	4,98	(13)
4,20	Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	terawattora	4,57	4,76	(4)	13,38	14,34	(7)
2,47	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	gigawatt	2,52	1,83	38	2,52	1,83	38
58	di cui: - fotovoltaico (inclusa potenza installata di storage)	%	59	59		59	59	
42	- eolico		41	41		41	41	
980	Produzione di energia da fonti rinnovabili	gigawattora	1.027	681	51	2.997	1.901	58
16,6	Punti di ricarica veicoli elettrici a fine periodo	migliaia	17,5	9,5	84	17,5	9,5	84
Power								
4,90	Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	terawattora	4,85	5,96	(19)	14,91	17,30	(14)
5,07	Produzione termoelettrica		5,18	5,36	(3)	15,52	16,42	(5)

- Al 30 settembre 2023, i **clienti retail/business** ammontano a 10,1 mln (gas ed energia elettrica), in crescita del 2% rispetto al 30 settembre 2022, grazie principalmente all'incremento della customer base in Italia.
- Le **vendite retail e business di gas** di 0,53 mld di metri cubi nel terzo trimestre 2023, in calo del 14% rispetto allo stesso periodo del 2022 riflettono principalmente minori consumi. Nei nove mesi 2023, le vendite sono state pari a 4,32 mld di metri cubi, in calo del 13%, per effetto dello stesso driver del trimestre.
- Le **vendite retail e business di energia elettrica ai clienti finali** pari a 4,57 TWh nel terzo trimestre 2023 sono in diminuzione del 4% rispetto allo stesso periodo del 2022, per effetto principalmente dei minori consumi.
- Al 30 settembre 2023, la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 2,5 GW, in aumento di circa 0,7 GW rispetto al 30 settembre 2022, principalmente grazie alle acquisizioni effettuate in Italia (Gruppo PLT), in Spagna (Bonete), negli Stati Uniti (Kellam), allo sviluppo organico dei progetti di Brazoria negli Stati Uniti, Cerillares in Spagna e in Kazakistan (Shaulder).
- La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 1.027 GWh nel terzo trimestre 2023, in aumento di 346 GWh vs il corrispondente periodo del 2022, principalmente grazie al contributo degli asset acquisiti e all'entrata in esercizio dei progetti sviluppati organicamente.
- I **punti di ricarica dei veicoli elettrici** installati al 30 settembre 2023 sono pari a 17,5 migliaia di unità, quasi raddoppiati rispetto al settembre 2022, in linea con il piano di potenziamento dell'infrastruttura di rete.
- Le **vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi** sono state di 4,85 TWh nel terzo trimestre 2023, in calo del 19% rispetto al periodo di confronto a causa dei minori volumi commercializzati presso il segmento della borsa elettrica e dei clienti liberi (14,91 TWh nei nove mesi 2023, in calo del 14% rispetto ai nove mesi 2022, per gli stessi driver del trimestre).

Risultati

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2023	(€ milioni)	2023	2022	var %	2023	2022	var %
(3)	Utile (perdita) operativo	25	1.512	..	(286)	4.125	..
168	Esclusione special item	194	(1.340)		856	(3.628)	
165	Utile (perdita) operativo adjusted	219	172	27	570	497	15
133	- <i>Plenitude</i>	180	16	..	445	267	67
32	- <i>Power</i>	39	156	(75)	125	230	(46)
(4)	Proventi (oneri) finanziari netti	(16)	(2)		(20)	(9)	
(6)	Proventi (oneri) su partecipazioni	(8)	4		(19)	2	
155	Utile (perdita) ante imposte adjusted	195	174	12	531	490	8
(53)	Imposte sul reddito	(73)	(46)		(180)	(148)	
102	Utile (perdita) netto adjusted	122	128	(5)	351	342	3
158	Investimenti tecnici	148	118	25	455	440	3

- Nel terzo trimestre 2023 **Plenitude** ha conseguito l'utile operativo adjusted di €180 mln, in aumento di €164 mln rispetto allo stesso periodo del 2022. La positiva performance riflette il buon andamento del business retail e il ramp-up della capacità installata di generazione rinnovabile e delle relative produzioni, confermando il valore generato dal modello di business integrato che ha consentito di cogliere le opportunità delle dinamiche di mercato. Nei nove mesi 2023, l'utile operativo adjusted si è attestato a €445 mln, in aumento di €178 mln rispetto al periodo di confronto per gli stessi driver del trimestre.
- Nel terzo trimestre 2023 il business **Power** di produzione di energia elettrica da impianti a gas ha riportato l'utile operativo adjusted di €39 mln, in calo di €117 mln o del 75% rispetto allo stesso periodo del 2022, per effetto delle minori vendite al mercato libero. Nei nove mesi 2023, l'utile operativo adjusted di €125 mln rappresenta un calo di €105 mln rispetto ai nove mesi 2022 dovuto agli stessi driver del trimestre.

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

Risultati di gruppo

II Trim. 2023	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2023	2022	var %	2023	2022	var %
19.591	Ricavi della gestione caratteristica	22.319	37.302	(40)	69.095	100.987	(32)
1.762	Utile (perdita) operativo	3.126	6.611	(53)	7.401	17.933	(59)
252	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(250)	65		359	(1.286)	
1.367	Esclusione special item ^(a)	138	(904)		3.276	157	
3.381	Utile (perdita) operativo adjusted	3.014	5.772	(48)	11.036	16.804	(34)
	Dettaglio per settore di attività						
2.066	Exploration & Production	2.605	4.272	(39)	7.460	13.520	(45)
1.087	GGP	111	1.083	(90)	2.570	2.000	29
87	Enilive, Refining e Chimica	401	537	(25)	642	1.550	(59)
165	Plenitude & Power	219	172	27	570	497	15
(96)	Corporate e altre attività	(150)	(185)	19	(380)	(479)	21
72	Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato	(172)	(107)		174	(284)	
3.381	Utile (perdita) operativo adjusted	3.014	5.772	(48)	11.036	16.804	(34)
(144)	Proventi (oneri) finanziari	(122)	(308)	60	(389)	(927)	58
436	Proventi (oneri) da partecipazioni	373	687	(46)	1.272	1.729	(26)
3.673	Utile (perdita) ante imposte adjusted	3.265	6.151	(47)	11.919	17.606	(32)
(1.718)	Imposte sul reddito	(1.428)	(2.400)	41	(5.201)	(6.767)	23
1.955	Utile (perdita) netto adjusted	1.837	3.751	(51)	6.718	10.839	(38)
20	di competenza: - interessenze di terzi	19	21	..	58	31	..
1.935	- azionisti Eni	1.818	3.730	(51)	6.660	10.808	(38)
294	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	1.916	5.862	(67)	4.598	13.260	(65)
181	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(177)	52		259	(910)	
1.460	Esclusione special item ^(a)	79	(2.184)		1.803	(1.542)	
1.935	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	1.818	3.730	(51)	6.660	10.808	(38)

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

- Nel terzo trimestre 2023 il Gruppo ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €3.014 mln con una riduzione del 48% rispetto al terzo trimestre 2022 dovuta principalmente ai settori E&P (-39% a €2.605 mln) e GGP (-90% a €111 mln) per effetto della flessione del prezzo del petrolio e delle quotazioni del gas naturale in tutte le aree geografiche con conseguente riduzione delle opportunità di trading. Il business Enilive e Refining (-16% a €599 mln) sconta il restringimento dei differenziali greggi leggeri-pesanti e una leggera flessione di Enilive. Positivo il risultato del settore Plenitude & Power (+27%). Il business della Chimica ha proseguito il negativo andamento dell'anno (una perdita operativa adjusted di €0,2 mld nel terzo trimestre 2023) a causa della flessione della domanda e dei deboli fondamentali dell'industria. Nei nove mesi 2023 il Gruppo ha conseguito un utile operativo adjusted di €11.036 mln, in riduzione del 34% rispetto ai nove mesi 2022, che riflette il minor contributo dei business E&P, anche per effetto del deconsolidamento delle società operative angolane conferite alla JV Azule nel terzo trimestre del 2022, ed Enilive e Refining in parte compensati dalla robusta performance del settore GGP e dai risultati positivi del settore Plenitude & Power.
- Nel terzo trimestre 2023 l'**utile netto adjusted di competenza degli azionisti Eni** è stato di €1.818 mln in riduzione di €1.912 mln rispetto al terzo trimestre 2022 (-51%) per effetto del minor utile operativo e dei minori risultati delle partecipate. Nei nove mesi 2023 il Gruppo ha conseguito un utile netto adjusted di €6.660 mln, in riduzione del 38% rispetto ai nove mesi 2022.
- **Tax rate consolidato:** il tax rate consolidato adjusted del terzo trimestre e dei nove mesi 2023 è pari al 44%, in aumento di 5 punti percentuali rispetto ai corrispondenti periodi 2022, per effetto della windfall tax sugli utili delle società del settore energia del Regno Unito in vigore dal terzo trimestre 2022, dello scenario sfavorevole, nonché dell'impatto di oneri non deducibili del settore E&P, in particolare le radiazioni di costi esplorativi, in parte compensati dalla maggiore incidenza dell'utile imponibile conseguito dalle controllate Italiane. Nel confronto sequenziale è opportuno sottolineare che il tax rate del terzo trimestre 2023 si riduce di 3 punti percentuali a seguito della normalizzazione degli oneri deducibili e dei tax rate delle principali giurisdizioni del settore E&P.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

II Trim. 2023	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2023	2022	var. ass.	2023	2022	var. ass.
314	Utile (perdita) netto	1.935	5.883	(3.948)	4.656	13.291	(8.635)
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>						
1.990	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	1.357	(996)	2.353	4.518	1.769	2.749
(10)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(11)	(15)	4	(429)	(459)	30
1.769	- dividendi, interessi e imposte	1.552	3.564	(2.012)	4.623	8.749	(4.126)
1.587	Variazione del capitale di esercizio	(140)	(836)	696	1.154	(4.676)	5.830
780	Dividendi incassati da partecipate	342	429	(87)	1.682	734	948
(1.849)	Imposte pagate	(1.378)	(2.218)	840	(4.767)	(5.882)	1.115
(138)	Interessi (pagati) incassati	(138)	(225)	87	(493)	(659)	166
4.443	Flusso di cassa netto da attività operativa	3.519	5.586	(2.067)	10.944	12.867	(1.923)
(2.557)	Investimenti tecnici	(1.873)	(2.099)	226	(6.549)	(5.292)	(1.257)
(1.165)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(60)	(978)	918	(1.870)	(2.245)	375
44	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	51	27	24	540	931	(391)
511	Altre variazioni relative all'attività di investimento	(278)	921	(1.199)	21	1.177	(1.156)
1.276	Free cash flow	1.359	3.457	(2.098)	3.086	7.438	(4.352)
(86)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	355	(294)	649	1.021	1.376	(355)
1.567	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(2.076)	(1.278)	(798)	(648)	(1.984)	1.336
(228)	Rimborso di passività per beni in leasing	(195)	(211)	16	(670)	(767)	97
(1.227)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.327)	(1.184)	(143)	(3.335)	(2.897)	(438)
(48)	Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue				(87)	(87)	
17	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	40	73	(33)	25	152	(127)
1.271	VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI	(1.844)	563	(2.407)	(608)	3.231	(3.839)
4.232	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	3.369	5.469	(2.100)	12.892	16.266	(3.374)

II Trim. 2023	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2023	2022	var. ass.	2023	2022	var. ass.
1.276	Free cash flow	1.359	3.457	(2.098)	3.086	7.438	(4.352)
(228)	Rimborso di passività per beni in leasing	(195)	(211)	16	(670)	(767)	97
	Debiti e crediti finanziari società acquisite		(44)	44		(132)	132
	Debiti e crediti finanziari società disinvestite	(8)	(220)	212	(155)	(220)	65
(192)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni ^(a)	(293)	(370)	77	(492)	(792)	300
(1.227)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.327)	(1.184)	(143)	(3.335)	(2.897)	(438)
(48)	Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue				(87)	(87)	
(419)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	(464)	1.428	(1.892)	(1.653)	2.543	(4.196)
228	Rimborsi lease liability	195	211	(16)	670	767	(97)
(116)	Accensioni del periodo e altre variazioni	(368)	(395)	27	(618)	(519)	(99)
(307)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING	(637)	1.244	(1.881)	(1.601)	2.791	(4.392)

(a) Include debiti verso fornitori classificati come finanziari per effetto del differimento dei termini di pagamento in relazione al sostenimento di costi capitalizzati per l'acquisto di impianti e macchinari (€672 milioni e €39 milioni nei nove mesi 2023 e 2022, rispettivamente, €483 milioni e €21 milioni nel terzo trimestre 2023 e 2022, rispettivamente, €104 milioni nel secondo trimestre 2023).

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** dei nove mesi 2023 è stato di €10.944 mln, include €1.682 mln di dividendi distribuiti dalle partecipate, principalmente da Azule Energy e Vår Energi ed è stato impattato dalla riduzione di circa €0,9 mld della manovra factoring rispetto all'ammontare di crediti commerciali ceduti a fine 2022.

Il **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** si ridetermina in €12.892 mln nei nove mesi 2023, 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. Esclude inoltre il pagamento relativo alla windfall tax straordinaria italiana di €0,4 mld istituita dalla Legge di Bilancio 2023, calcolato sull'utile ante imposte 2022 e stanziato nel bilancio 2022.

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

II Trim. 2023	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2023	2022	var. ass.	2023	2022	var. ass.
4.443	Flusso di cassa netto da attività operativa	3.519	5.586	(2.067)	10.944	12.867	(1.923)
(1.587)	Variazione del capitale di esercizio	140	836	(696)	(1.154)	4.676	(5.830)
137	Esclusione derivati su commodity	(152)	(1.955)	1.803	1.232	(1.465)	2.697
252	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(250)	65	(315)	359	(1.286)	1.645
3.245	Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo	3.257	4.532	(1.275)	11.381	14.792	(3.411)
987	Accantonamenti straordinari su crediti e altri oneri	112	937	(825)	1.511	1.474	37
4.232	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	3.369	5.469	(2.100)	12.892	16.266	(3.374)

I **capex organici** di €6,7 mld nei nove mesi '23, in aumento del 23% rispetto al periodo di confronto per effetto del maggiore spending nei progetti gas naturale/GNL a sostegno della sicurezza energetica e del progetto Baleine in Costa d'Avorio, comprendono gli apporti di capitale alle società partecipate che stanno implementando progetti per conto di Eni. Al netto di tali capex organici, il flusso di cassa discrezionale ante variazione circolante si ridetermina in €6,2 mld (€1,5 mld nel trimestre).

Le **acquisizioni al netto dei disinvestimenti** ammontano a circa €1,5 mld principalmente riferiti all'acquisizione degli asset di bp in Algeria, alla bioraffineria St. Bernard, agli asset del business rinnovabili di Plenitude e del saldo del corrispettivo relativo all'acquisizione del gruppo PLT effettuata alla fine del 2022, in parte compensati dalla cessione del 49,9% della partecipazione Eni nelle società di gestione dei gasdotti TTPC/Transmed a seguito dell'accordo con Snam, nonché di altri asset non strategici.

L'incremento dell'indebitamento ante IFRS 16 pari a circa €1,7 mld è dovuto al flusso di cassa netto da attività operativa adjusted di circa €12,9 mld, agli investimenti netti di €6,7 mld, ai fabbisogni di circolante (€1,5 mld), al pagamento dei dividendi agli azionisti Eni e all'acquisto di azioni proprie di €3,3 mld, all'effetto netto di acquisizioni/disinvestimenti (€1,5 mld), ad altre attività d'investimento e altre variazioni (€0,7 mld), nonché al pagamento delle rate di leasing e delle cedole dei bond ibridi (€0,8 mld).

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	30 Sett. 2023	31 Dic. 2022	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	58.249	56.332	1.917
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.366	4.446	(80)
Attività immateriali	5.431	5.525	(94)
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.630	1.786	(156)
Partecipazioni	14.740	13.294	1.446
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	2.183	1.978	205
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(2.347)	(2.320)	(27)
	84.252	81.041	3.211
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	6.883	7.709	(826)
Crediti commerciali	11.394	16.556	(5.162)
Debiti commerciali	(11.517)	(19.527)	8.010
Attività (passività) tributarie nette	(3.544)	(2.991)	(553)
Fondi per rischi e oneri	(15.196)	(15.267)	71
Altre attività (passività) d'esercizio	(1.344)	316	(1.660)
	(13.324)	(13.204)	(120)
Fondi per benefici ai dipendenti	(714)	(786)	72
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	648	156	492
CAPITALE INVESTITO NETTO	70.862	67.207	3.655
Patrimonio netto degli azionisti Eni	56.847	54.759	2.088
Interessenze di terzi	437	471	(34)
Patrimonio netto	57.284	55.230	2.054
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	8.679	7.026	1.653
Passività per beni leasing	4.899	4.951	(52)
- di cui working interest Eni	4.440	4.457	(17)
- di cui working interest follower	459	494	(35)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	13.578	11.977	1.601
COPERTURE	70.862	67.207	3.655
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,15	0,13	0,02
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,24	0,22	0,02
Gearing	0,19	0,18	0,01

Al 30 settembre 2023 il **capitale immobilizzato** (€84,2 mld) è aumentato di €3,2 mld rispetto al 31 dicembre 2022 per effetto degli investimenti, delle acquisizioni e dell'incremento del book value delle partecipazioni valutate all'equity, che riflettono l'effetto netto dei risultati in quota Eni delle partecipate e della derecognition degli asset Eni relativi al trasporto di gas naturale, che sono stati conferiti nella società di nuova costituzione "SeaCorridor" (joint venture tra Eni e Snam con una quota rispettivamente del 50,1% e del 49,9%) e dell'acquisizione del 50% nella bioraffineria St. Bernard in Chalmette, compensati dai dividendi distribuiti dalle società partecipate. Questi incrementi sono stati in parte assorbiti dagli ammortamenti/svalutazioni e radiazioni di periodo.

Il **capitale di esercizio netto** (-€13,3 mld) è sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2022. L'incremento del saldo tra crediti e debiti commerciali (circa +€2,8 mld) è stato compensato dal minor valore delle scorte di petrolio e prodotti dovuto all'applicazione del metodo del costo medio ponderato in

un contesto di prezzi in calo (-€0,8 mld) e dalle maggiori passività tributarie nette (+€0,6 mld), nonché dalla riduzione delle altre attività (passività) d'esercizio (-€1,7 mld) per effetto della variazione del fair value degli strumenti derivati.

Il **patrimonio netto** (€57,3 mld) aumenta di €2 mld rispetto al 31 dicembre 2022 per effetto dell'utile netto del periodo (€4,7 mld), della variazione positiva della riserva cash flow hedge (€0,4 mld) e delle differenze positive di cambio (circa €0,3 mld) che riflettono l'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro, nonché dell'effetto positivo dell'emissione del bond convertibile (€0,08 mld), in parte compensati dai dividendi distribuiti agli azionisti (€2,3 mld) e del riacquisto di azioni proprie (€1 mld).

L'**indebitamento finanziario netto**⁶ ante lease liability al 30 settembre 2023 è pari a €8,7 mld, in aumento di circa €1,7 mld rispetto al 31 dicembre 2022. Il **leverage**⁷ – rapporto tra indebitamento finanziario netto ante lease liabilities e patrimonio netto – si attesta a 0,15 al 30 settembre 2023 (0,13 al 31 dicembre 2022).

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €3.276 mln e €138 mln nei nove mesi e nel terzo trimestre 2023 rispettivamente, con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** oneri netti di €418 mln nei nove mesi (€77 mln nel terzo trimestre 2023) relativi principalmente a svalutazioni di asset di €182 mln relative ad alcune proprietà a gas in Italia per effetto del trend al ribasso dei prezzi del gas e ad alcuni asset disponibili per la vendita il cui valore è stato allineato al fair value, alle svalutazioni per perdite su crediti (€69 mln nei nove mesi), nonché agli accantonamenti per oneri ambientali (€90 mln e €54 mln nei nove mesi e nel terzo trimestre 2023, rispettivamente);
- **GGP:** oneri netti di €1.432 mln nei nove mesi 2023 (proventi netti di €213 mln nel terzo trimestre 2023) 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 e dalla differenza tra la valorizzazione delle rimanenze gas a costo medio ponderato prevista dagli IFRS e quella gestionale che tiene conto delle dinamiche di invaso e svaso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate e inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (onere di €1.030 mln e €84 mln nei nove mesi e nel terzo trimestre 2023, rispettivamente).
- **Enilive, Refining e Chimica:** oneri netti di €372 mln nei nove mesi 2023 (€83 mln nel terzo trimestre) relativi principalmente al write-off degli investimenti di mantenimento e asset integrity relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi (€227 mln e €56 mln nei nove mesi e nel terzo trimestre 2023, rispettivamente), oneri ambientali (€140 mln e €61 mln nei nove mesi e nel terzo trimestre 2023, rispettivamente), nonché la componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (onere di €5 mln e provento di €32 mln nei nove mesi e nel terzo trimestre 2023).
- **Plenitude & Power:** oneri netti per €856 mln nei nove mesi 2023 (€194 mln nel terzo trimestre) relativi principalmente alla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting, nonché, in misura minore, l'effetto di alcuni derivati attivati nell'ambito di un programma annuale di copertura, ripartito sui trimestri 2023.

Gli altri special item dei nove mesi sono relativi alla plusvalenza di €0,8 mld connessa alla cessione del 49,9% delle controllate Eni che gestiscono i gasdotti TTPC/Transmed e dei relativi diritti di trasporto di gas naturale importato dall'Algeria a seguito dell'accordo con Snam SpA, compresa la plusvalenza relativa alla valutazione al fair value della partecipazione mantenuta nella società conferitaria.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

⁶ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 29.

⁷ In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori Alternativi di Performance (Orientamenti ESMA/2015/1415) pubblicati in data 5 ottobre 2015. Per la definizione di questi indicatori alternativi di performance v. sezione indicatori alternativi di performance alle pag. 20 e seguenti del presente comunicato stampa.

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al terzo trimestre e ai nove mesi 2023 è stato redatto su base volontaria in ottemperanza a quanto stabilito dall'art. 82-ter del Regolamento Emittenti (delibera CONSOB n. 11971 del 14 maggio 1999 e successive modificazioni) nell'ambito di una policy aziendale di regolare informativa sulle performance finanziarie e operative della Compagnia rivolta al mercato e agli investitori in linea con il comportamento dei principali peer che pubblicano un reporting trimestrale. Le informazioni economiche sono fornite con riferimento al secondo e terzo trimestre e ai nove mesi 2023 e ai relativi comparative period (terzo trimestre e nove mesi 2022). I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 settembre 2023 e al 31 dicembre 2022. 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 e dei nove mesi 2023 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione Finanziaria Annuale 2022 alla quale si rinvia.

Con efficacia 1° gennaio 2023, la società ha proceduto ad aggiornare il coefficiente di conversione del gas naturale da metri cubi a barili di petrolio equivalente in ragione di 1 mc = 0,00675 barili di petrolio equivalente (in precedenza 1mc = 0,00671 boe). L'aggiornamento riflette la modifica dei volumi e della composizione delle diverse proprietà di Eni intervenuta nell'ultimo anno ed è stato determinato raccogliendo i dati del potere calorifico del gas dei campi a gas di Eni attualmente in esercizio. L'effetto sulla produzione espressa in barili equivalenti di petrolio ("boe") dei nove mesi e del terzo trimestre 2023 è stato di 5 mila boe/giorno; per omogeneità anche la produzione espressa in boe del primo e secondo trimestre 2023 è stata presentata utilizzando l'aggiornamento del coefficiente di conversione del gas con un effetto analogo. Sono invece trascurabili gli effetti sugli altri indicatori per boe (prezzi di realizzo, costi) e sugli ammortamenti. Le altre compagnie petrolifere possono adottare coefficienti diversi.

Criteri di redazione

A seguito della costituzione di Enilive (il business della società controllata Eni Sustainable Mobility) con decorrenza 1° gennaio 2023, che gestisce le bioraffinerie Eni e la vendita al dettaglio di carburanti e soluzioni di smart mobility, il management ha definito la suddivisione dell'utile operativo adjusted del precedente settore Refining & Marketing "R&M" in due sotto linee di business:

- Enilive; e
- Refining.

Di seguito è riportata la nuova segment information relativa all'utile operativo adjusted di R&M per i periodi comparativi 2022:

2022 Utile (perdita) operativo adjusted	I trimestre		II trimestre		III trimestre		IV trimestre	
	Pubblicato	Riesposto	Pubblicato	Riesposto	Pubblicato	Riesposto	Pubblicato	Riesposto
R&M e Chimica	(91)		1.104		537		379	
- Refining & Marketing	24		979		714		466	
- Chimica	(115)		125		(177)		(87)	
Enilive, Refining e Chimica		(91)		1.104		537		379
- Enilive		24		222		315		111
- Refining		0		757		399		355
- Chimica		(115)		125		(177)		(87)

Non sono state apportate modifiche alle informazioni statutory di Gruppo ai sensi dell'IFRS 8 "Segment Reporting", che continueranno a presentare il settore Enilive, Refining e Chimica (ex R&M e Chimica).

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'impatto della pandemia COVID-19, l'avvio effettivo di nuovi giacimenti di petrolio e di gas naturale, la capacità del management nell'esecuzione dei piani industriali e il successo nelle trattative commerciali, l'evoluzione futura della domanda, dell'offerta e dei prezzi del petrolio, del gas naturale e dei prodotti petroliferi, le performance operative effettive, le condizioni macroeconomiche generali, fattori geopolitici quali le tensioni internazionali e l'instabilità socio-politica e i mutamenti del quadro economico e normativo in molti dei Paesi nei quali Eni opera, l'impatto delle regolamentazioni dell'industria degli idrocarburi, del settore dell'energia elettrica e in materia ambientale, il successo nello sviluppo e nell'applicazione di nuove tecnologie, cambiamenti nelle aspettative degli stakeholder e altri cambiamenti nelle condizioni di business, l'azione della concorrenza. In relazione alla stagionalità nella domanda di gas naturale e di alcuni prodotti petroliferi e all'andamento delle variabili esogene che influenzano la gestione operativa di Eni, quali i prezzi e i margini degli idrocarburi e dei prodotti derivati, l'utile operativo e la variazione dell'indebitamento finanziario netto del trimestre non possono essere estrapolati su base annuale.

Contatti societari

Ufficio Stampa: Tel. +39.0252031875 - +39.0659822030

Numero verde azionisti (dall'Italia): 800940924

Numero verde azionisti (dall'estero): +80011223456

Centralino: +39.0659821

ufficio.stampa@eni.com

segreteria@societaria.azionisti@eni.com

investor.relations@eni.com

Sito internet: www.eni.com

Eni

Società per Azioni, Roma, Piazzale Enrico Mattei, 1

Capitale sociale: euro 4.005.358.876 i.v.

Registro Imprese di Roma, c.f. 00484960588

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

Il presente comunicato relativo ai risultati consolidati del terzo trimestre e nove mesi 2023 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo [eni.com](http://www.eni.com).

Misure alternative di performance (Non-GAAP measure)

Il management valuta le performance underlying dei settori di business sulla base di misure di risultato non previste dagli IFRS ("Misure alternative di performance") che escludono dall'utile operativo e dall'utile netto reported una serie di oneri e proventi che il management valuta straordinari o non correlati alla gestione industriale (special items) rispettivamente before e after tax che comprendono in particolare: le svalutazioni e le riprese di valore di asset, le plusvalenze da cessione di immobilizzazioni materiali ed immateriali e di partecipazioni, gli accantonamenti al fondo rischi ambientale e altri fondi, gli oneri delle ristrutturazioni, il fair value dei derivati di copertura dei rischi commodity/cambio privi dei requisiti formali per l'hedge accounting o per la "own use exemption" e per analogia gli effetti valutativi relativi ad attività/passività nell'ambito di relazioni di "natural hedge" dei rischi summenzionati, nonché le svalutazioni delle attività per imposte anticipate. Corrispondentemente è considerata avere natura "special" anche la componente di risultato della valutazione a equity delle partecipazioni in joint venture e imprese collegate per la quota riferibile ai suddetti oneri e proventi (after tax). Inoltre, è oggetto di esclusione il cosiddetto profit/loss on stock dato dalla differenza tra il costo corrente delle quantità vendute e quello determinato sulla base del criterio contabile IFRS del costo medio ponderato per la valutazione delle giacenze di fine periodo. Il profit (loss) on stock non è rilevato nei settori che utilizzano il magazzino come leva gestionale per ottimizzare i margini. Analogamente a quanto previsto per gli special item, è oggetto di esclusione il profit or loss on stock incluso nei risultati dalle imprese partecipate valutate all'equity.

Tali misure di risultato sono definite utile operativo adjusted e utile netto adjusted.

Il management ritiene che tali misure di performance consentano di facilitare l'analisi dell'andamento dei business, assicurando una migliore comparabilità dei risultati nel tempo, avuto riguardo alla presenza di fenomeni non ricorrenti, e, agli analisti finanziari, di valutare i risultati di Eni sulla base dei loro modelli previsionali. L'informativa finanziaria Non-GAAP deve essere considerata come complementare e non sostituisce le informazioni redatte secondo gli IFRS. Le altre compagnie possono adottare metodologie differenti per il calcolo delle Non-GAAP measure.

Di seguito la descrizione delle principali misure alternative di performance; le misure di seguito rappresentate sono afferenti a risultati consuntivati:

Utile operativo e utile netto adjusted

L'utile operativo e l'utile netto adjusted sono ottenuti escludendo dall'utile operativo e dall'utile netto reported gli special item e l'utile/perdita di magazzino, nonché, nella determinazione dell'utile netto dei settori di attività, gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto. Ai fini della determinazione dei risultati adjusted dei settori, sono classificati nell'utile operativo gli effetti economici relativi agli strumenti finanziari derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini industriali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione. L'effetto fiscale correlato alle componenti escluse dal calcolo dell'utile netto adjusted è determinato sulla base della natura di ciascun componente di reddito oggetto di esclusione, con l'eccezione degli oneri/proventi finanziari per i quali è applicata convenzionalmente l'aliquota statutory delle società italiane.

Gli oneri/proventi finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto esclusi dall'utile netto adjusted di settore sono rappresentati dagli oneri finanziari sul debito finanziario lordo e dai proventi sulle disponibilità e sugli impieghi di cassa non strumentali all'attività operativa. Pertanto, restano inclusi nell'utile netto adjusted di settore gli oneri/proventi finanziari correlati con gli asset finanziari operati dal settore, in particolare i proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa e gli oneri finanziari derivanti dall'accrion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Utile/perdita di magazzino

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

Special item

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

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

Leverage

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

Gearing

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

Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo

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

Free cash flow

Il Free cash flow è la misura che consente il collegamento tra il rendiconto finanziario, che esprime la variazione delle disponibilità liquide tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario obbligatorio, e la variazione dell'indebitamento finanziario netto tra inizio e fine periodo dello schema di rendiconto finanziario riclassificato. Il "free cash flow" rappresenta l'avanzo o il deficit di cassa che residua dopo il finanziamento degli investimenti e chiude alternativamente: (i) sulla variazione di cassa di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi di cassa relativi ai debiti/attivi finanziari (accensioni/rimborsi di crediti/debiti finanziari), al capitale proprio (pagamento di dividendi/acquisto netto di azioni proprie/apporti di capitale), nonché gli effetti sulle disponibilità liquide ed equivalenti delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze cambio da conversione; (ii) sulla variazione dell'indebitamento finanziario netto di periodo, dopo che sono stati aggiunti/sottratti i flussi relativi al capitale proprio, nonché gli effetti sull'indebitamento finanziario netto delle variazioni dell'area di consolidamento e delle differenze di cambio da conversione.

Indebitamento finanziario netto

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

Riconciliazione risultati Non-GAAP vs. risultati GAAP

(€ milioni)

III Trimestre 2023

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	2.528	324	681	25	(147)	(285)	3.126
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(363)			113	(250)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	54		61				115
svalutazioni (riprese di valore) nette	(27)		56		7		36
plusvalenze nette su cessione di asset			(4)				(4)
accantonamenti a fondo rischi	14		1		2		17
oneri per incentivazione all'esodo	4		2	1	3		10
derivati su commodity		(313)	(32)	193			(152)
differenze e derivati su cambi	3	8	(6)				5
altro	29	92	5		(15)		111
Special item dell'utile (perdita) operativo	77	(213)	83	194	(3)		138
Utile (perdita) operativo adjusted	2.605	111	401	219	(150)	(172)	3.014
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(93)	(5)	(17)	(16)	9		(122)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	243	11	126	(8)	1		373
Utile (perdita) ante imposte adjusted	2.755	117	510	195	(140)	(172)	3.265
Imposte sul reddito ^(a)	(1.242)	(42)	(183)	(73)	63	49	(1.428)
<i>Tax rate (%)</i>							43,7
Utile (perdita) netto adjusted	1.513	75	327	122	(77)	(123)	1.837
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							19
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.818
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							1.916
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(177)
Esclusione special item							79
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.818

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

III Trimestre 2022

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	4.539	2.062	(591)	1.512	(981)	70	6.611
Esclusione (utile) perdita di magazzino			242			(177)	65
Esclusione special item:							
oneri ambientali	13		685		786		1.484
svalutazioni (riprese di valore) nette	14		70		6		90
plusvalenze nette su cessione di asset				1	(1)		(1)
accantonamenti a fondo rischi					(1)		(1)
oneri per incentivazione all'esodo	3		5		6		14
derivati su commodity		(680)	66	(1.341)			(1.955)
differenze e derivati su cambi	(5)	231	(34)				192
altro	(292)	(530)	94				(728)
Special item dell'utile (perdita) operativo	(267)	(979)	886	(1.340)	796		(904)
Utile (perdita) operativo adjusted	4.272	1.083	537	172	(185)	(107)	5.772
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(76)	(19)	(13)	(2)	(198)		(308)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	511	1	175	4	(4)		687
Utile (perdita) ante imposte adjusted	4.707	1.065	699	174	(387)	(107)	6.151
Imposte sul reddito ^(a)	(1.935)	(421)	(192)	(46)	163	31	(2.400)
<i>Tax rate (%)</i>							39,0
Utile (perdita) netto adjusted	2.772	644	507	128	(224)	(76)	3.751
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							21
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.730
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							5.862
Esclusione (utile) perdita di magazzino							52
Esclusione special item							(2.184)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.730

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Nove mesi 2023

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	7.042	1.138	106	(286)	(578)	(21)	7.401
Esclusione (utile) perdita di magazzino			164			195	359
Esclusione special item:							
oneri ambientali	90		140		174		404
svalutazioni (riprese di valore) nette	182		227		16		425
plusvalenze nette su cessione di asset	3		(7)				(4)
accantonamenti a fondo rischi	7		16		10		33
oneri per incentivazione all'esodo	12	1	9	2	16		40
derivati su commodity		374	5	853			1.232
differenze e derivati su cambi	18		17				35
altro	106	1.057	(35)	1	(18)		1.111
Special item dell'utile (perdita) operativo	418	1.432	372	856	198		3.276
Utile (perdita) operativo adjusted	7.460	2.570	642	570	(380)	174	11.036
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(222)	(6)	(35)	(20)	(106)		(389)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	908	41	348	(19)	(6)		1.272
Utile (perdita) ante imposte adjusted	8.146	2.605	955	531	(492)	174	11.919
Imposte sul reddito ^(a)	(4.105)	(723)	(308)	(180)	162	(47)	(5.201)
<i>Tax rate (%)</i>							43,6
Utile (perdita) netto adjusted	4.041	1.882	647	351	(330)	127	6.718
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							58
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							6.660
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							4.598
Esclusione (utile) perdita di magazzino							259
Esclusione special item							1.803
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							6.660

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Nove mesi 2022

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Eni live, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	13.662	2	1.688	4.125	(1.400)	(144)	17.933
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(1.146)			(140)	(1.286)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	15		809		884		1.708
svalutazioni (riprese di valore) nette	57	3	173	3	29		265
plusvalenze nette su cessione di asset	(2)		(7)	1	(1)		(9)
accantonamenti a fondo rischi	7				4		11
oneri per incentivazione all'esodo	20	3	15	69	13		120
derivati su commodity		2.194	39	(3.698)			(1.465)
differenze e derivati su cambi	(19)	379	(75)	(3)			282
altro	(220)	(581)	54		(8)		(755)
Special item dell'utile (perdita) operativo	(142)	1.998	1.008	(3.628)	921		157
Utile (perdita) operativo adjusted	13.520	2.000	1.550	497	(479)	(284)	16.804
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(191)	(39)	(42)	(9)	(646)		(927)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	1.395	3	393	2	(64)		1.729
Utile (perdita) ante imposte adjusted	14.724	1.964	1.901	490	(1.189)	(284)	17.606
Imposte sul reddito ^(a)	(5.804)	(722)	(516)	(148)	341	82	(6.767)
<i>Tax rate (%)</i>							38,4
Utile (perdita) netto adjusted	8.920	1.242	1.385	342	(848)	(202)	10.839
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							31
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							10.808
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							13.260
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(910)
Esclusione special item							(1.542)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							10.808

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Il trimestre 2023

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	1.812	539	(305)	(3)	(291)	10	1.762
Esclusione (utile) perdita di magazzino			190			62	252
Esclusione special item:							
oneri ambientali	19		62		174		255
svalutazioni (riprese di valore) nette	208		117		5		330
plusvalenze nette su cessione di asset	(6)		(3)				(9)
accantonamenti a fondo rischi	(7)		15		8		16
oneri per incentivazione all'esodo	2	1	3	1	5		12
derivati su commodity		(35)	6	166			137
differenze e derivati su cambi	12	10	7				29
altro	26	572	(5)	1	3		597
Special item dell'utile (perdita) operativo	254	548	202	168	195		1.367
Utile (perdita) operativo adjusted	2.066	1.087	87	165	(96)	72	3.381
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(85)	(3)	(14)	(4)	(38)		(144)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	351	20	70	(6)	1		436
Utile (perdita) ante imposte adjusted	2.332	1.104	143	155	(133)	72	3.673
Imposte sul reddito ^(a)	(1.326)	(296)	(51)	(53)	28	(20)	(1.718)
<i>Tax rate (%)</i>							46,8
Utile (perdita) netto adjusted	1.006	808	92	102	(105)	52	1.955
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							20
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.935
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							294
Esclusione (utile) perdita di magazzino							181
Esclusione special item							1.460
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.935

(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item

II Trim.		III Trim.			Nove mesi	
2023	(€ milioni)	2023	2022	2023	2022	
255	Oneri ambientali	115	1.484	404	1.708	
330	Svalutazioni (riprese di valore) nette	36	90	425	265	
(9)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(4)		(4)	(9)	
16	Accantonamenti a fondo rischi	17	(1)	33	11	
12	Oneri per incentivazione all'esodo	10	14	40	120	
137	Derivati su commodity	(152)	(1.955)	1.232	(1.465)	
29	Differenze e derivati su cambi	5	192	35	282	
597	Altro	111	(728)	1.111	(755)	
1.367	Special item dell'utile (perdita) operativo	138	(904)	3.276	157	
(25)	Oneri (proventi) finanziari	(2)	(147)	(26)	(238)	
	<i>di cui:</i>					
(29)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	(5)	(192)	(35)	(282)	
22	Oneri (proventi) su partecipazioni	(59)	(2.166)	(766)	(2.633)	
	<i>di cui:</i>					
	- plusvalenza SeaCorridor			(824)		
	- plusvalenza cessione Vår Energi		(12)		(444)	
	- plusvalenza netta cessione asset Angolani		(2.445)		(2.445)	
96	Imposte sul reddito	2	1.033	(681)	1.172	
1.460	Totale special item dell'utile (perdita) netto	79	(2.184)	1.803	(1.542)	

Riconduzione utile operativo proforma adjusted di Gruppo

II Trim.		III Trim.			Nove mesi		
2023	(€ milioni)	2023	2022	var %	2023	2022	var %
2.066	Utile operativo adjusted E&P	2.605	4.272	(39)	7.460	13.520	(45)
724	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	777	1.185	(34)	2.525	3.211	(21)
2.790	Utile operativo proforma adjusted E&P	3.382	5.457	(38)	9.985	16.731	(40)
1.087	Utile operativo adjusted GGP	111	1.083	(90)	2.570	2.000	29
56	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	42			146		
1.143	Utile operativo proforma adjusted GGP	153	1.083	(86)	2.716	2.000	36
87	Utile operativo adjusted Enilive, Refining e Chimica	401	537	(25)	642	1.550	(59)
74	Utile operativo adjusted delle partecipazioni rilevanti	120	143	(16)	347	333	4
161	Utile operativo proforma adjusted Enilive, Refining e Chimica	521	680	(23)	989	1.883	(47)
69	Utile operativo adjusted altri settori	69	(13)	..	190	18	..
72	Effetto eliminazione utili interni	(172)	(107)		174	(284)	
4.235	Utile operativo proforma adjusted di Gruppo	3.953	7.100	(44)	14.054	20.348	(31)

Riconciliazione GAAP vs Non-GAAP del conto economico

III Trimestre					2023					Nove mesi						
Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted		Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted		Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(€ milioni)																
3.126	(250)	133	5	3.014	Utile operativo	7.401	359	3.241	35	11.036		7.401	359	3.241	35	11.036
(120)		3	(5)	(122)	Proventi/oneri finanziari	(363)		9	(35)	(389)		(363)		9	(35)	(389)
432		(59)		373	Proventi/oneri da partecipazioni	2.038		(766)		1.272		2.038		(766)		1.272
109		(24)		85	. Vår Energi	280		85		365		280		85		365
105				105	. Azule	398				398		398				398
135		(32)		103	. Adnoc R&T	361		(34)		327		361		(34)		327
(1.503)	73	2		(1.428)	Imposte sul reddito	(4.420)	(100)	(681)		(5.201)		(4.420)	(100)	(681)		(5.201)
1.935	(177)	79		1.837	Utile netto	4.656	259	1.803		6.718		4.656	259	1.803		6.718
19				19	- Interessenze di terzi	58				58		58				58
1.916				1.818	Utile netto di competenza azionisti Eni	4.598				6.660		4.598				6.660

III Trimestre					2022					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		Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(€ milioni)																
6.611	65	(1.096)	192	5.772	Utile operativo	17.933	(1.286)	(125)	282	16.804		17.933	(1.286)	(125)	282	16.804
(161)		45	(192)	(308)	Proventi/oneri finanziari	(689)		44	(282)	(927)		(689)		44	(282)	(927)
2.853		(2.166)		687	Proventi/oneri da partecipazioni	4.362		(2.633)		1.729		4.362		(2.633)		1.729
102		223		325	. Vår Energi	396		384		780		396		384		780
174				174	. Azule	174				174		174				174
85		59		144	. Adnoc R&T	424		(84)		340		424		(84)		340
(3.420)	(13)	1.033		(2.400)	Imposte sul reddito	(8.315)	376	1.172		(6.767)		(8.315)	376	1.172		(6.767)
5.883	52	(2.184)		3.751	Utile netto	13.291	(910)	(1.542)		10.839		13.291	(910)	(1.542)		10.839
21				21	- Interessenze di terzi	31				31		31				31
5.862				3.730	Utile netto di competenza azionisti Eni	13.260				10.808		13.260				10.808

II Trimestre 2023					
	Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
(€ milioni)					
Utile operativo	1.762	252	1.338	29	3.381
Proventi/oneri finanziari	(119)		4	(29)	(144)
Proventi/oneri da partecipazioni	414		22		436
. Vår Energi	51		49		100
. Azule	178				178
. Adnoc R&T	105		(32)		73
Imposte sul reddito	(1.743)	(71)	96		(1.718)
Utile netto	314	181	1.460		1.955
- Interessenze di terzi	20				20
Utile netto di competenza azionisti Eni	294				1.935

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

II Trim. 2023	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2023	2022	var %	2023	2022	var %
5.558	Exploration & Production	6.002	7.676	(22)	17.561	23.872	(26)
3.744	Global Gas & LNG Portfolio	3.001	14.905	(80)	14.689	37.742	(61)
11.163	Enilive, Refining e Chimica	14.387	14.757	(3)	39.007	44.442	(12)
2.680	Plenitude & Power	2.669	6.085	(56)	10.393	16.052	(35)
495	Corporate e altre attività	454	428	6	1.389	1.288	8
(4.049)	Elisioni di consolidamento	(4.194)	(6.549)		(13.944)	(22.409)	
19.591		22.319	37.302	(40)	69.095	100.987	(32)

Costi operativi

II Trim. 2023	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2023	2022	var %	2023	2022	var %
15.131	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	16.944	27.395	(38)	54.051	74.277	(27)
(48)	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	50	(281)	..	110	(116)	..
746	Costo lavoro	663	650	2	2.203	2.198	-
12	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	10	14		40	120	
15.829		17.657	27.764	(36)	56.364	76.359	(26)

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

II Trim. 2023	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2023	2022	var %	2023	2022	var %
1.545	Exploration & Production	1.443	1.423	1	4.540	4.234	7
63	Global Gas & LNG Portfolio	58	55	5	171	159	8
125	Enilive, Refining e Chimica	128	127	1	367	377	(3)
117	Plenitude & Power	116	89	30	344	262	31
32	Corporate e altre attività	32	34	(6)	97	102	(5)
(9)	Effetto eliminazione utili interni	(8)	(9)		(25)	(25)	
1.873	Ammortamenti	1.769	1.719	3	5.494	5.109	8
330	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	36	90		425	265	
2.203	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	1.805	1.809	-	5.919	5.374	10
103	Radiazioni	85	52		220	99	
2.306		1.890	1.861	2	6.139	5.473	12

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)

Nove mesi 2023	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	694	41	334	(19)	(2)	1.048
Dividendi	117		44			161
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	8	415	2			425
Altri proventi (oneri) netti	(1)	409			(4)	404
	818	865	380	(19)	(6)	2.038

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)	30 Sett. 2023	31 Dic. 2022	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	27.142	26.917	225
- <i>Debiti finanziari a breve termine</i>	5.047	7.543	(2.496)
- <i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	22.095	19.374	2.721
Disponibilità liquide ed equivalenti	(9.559)	(10.155)	596
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(7.894)	(8.251)	357
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.010)	(1.485)	475
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	8.679	7.026	1.653
Passività per beni in leasing	4.899	4.951	(52)
- di cui working interest Eni	4.440	4.457	(17)
- di cui working interest follower	459	494	(35)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	13.578	11.977	1.601
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	57.284	55.230	2.054
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,15	0,13	0,02
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,24	0,22	0,02

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	30 Sett. 2023	31 Dic. 2022
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	9.559	10.155
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	7.894	8.251
Altre attività finanziarie	1.051	1.504
Crediti commerciali e altri crediti	14.710	20.840
Rimanenze	6.883	7.709
Attività per imposte sul reddito	664	317
Altre attività	4.616	12.821
	45.377	61.597
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	58.249	56.332
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.366	4.446
Attività immateriali	5.431	5.525
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.630	1.786
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	13.444	12.092
Altre partecipazioni	1.296	1.202
Altre attività finanziarie	2.150	1.967
Attività per imposte anticipate	3.433	4.569
Attività per imposte sul reddito	110	114
Altre attività	2.818	2.236
	92.927	90.269
Attività destinate alla vendita	2.690	264
TOTALE ATTIVITÀ	140.994	152.130
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	1.933	4.446
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	3.114	3.097
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	885	884
Debiti commerciali e altri debiti	17.776	25.709
Passività per imposte sul reddito	1.805	2.108
Altre passività	6.010	12.473
	31.523	48.717
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	22.095	19.374
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.014	4.067
Fondi per rischi e oneri	15.196	15.267
Fondi per benefici ai dipendenti	714	786
Passività per imposte differite	4.347	5.094
Passività per imposte sul reddito	64	253
Altre passività	3.715	3.234
	50.145	48.075
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	2.042	108
TOTALE PASSIVITÀ	83.710	96.900
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	34.063	23.455
Riserve per differenze cambio da conversione	7.914	7.564
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	7.842	8.785
Azioni proprie	(1.575)	(2.937)
Utile (perdita) netto	4.598	13.887
Totale patrimonio netto di Eni	56.847	54.759
Interessenze di terzi	437	471
TOTALE PATRIMONIO NETTO	57.284	55.230
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	140.994	152.130

CONTO ECONOMICO

II Trim. 2023		(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
			2023	2022	2023	2022
19.591	Ricavi della gestione caratteristica		22.319	37.302	69.095	100.987
221	Altri ricavi e proventi		331	267	745	885
19.812	Totale ricavi		22.650	37.569	69.840	101.872
(15.131)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(16.944)	(27.395)	(54.051)	(74.277)
48	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti		(50)	281	(110)	116
(746)	Costo lavoro		(663)	(650)	(2.203)	(2.198)
85	Altri proventi (oneri) operativi		23	(1.333)	64	(2.107)
(1.873)	Ammortamenti		(1.769)	(1.719)	(5.494)	(5.109)
(330)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing		(36)	(90)	(425)	(265)
(103)	Radiazioni		(85)	(52)	(220)	(99)
1.762	UTILE (PERDITA) OPERATIVO		3.126	6.611	7.401	17.933
1.189	Proventi finanziari		1.874	2.618	5.070	6.074
(1.371)	Oneri finanziari		(2.126)	(2.926)	(5.678)	(6.731)
59	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		128	(21)	253	(112)
4	Strumenti finanziari derivati		4	168	(8)	80
(119)	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		(120)	(161)	(363)	(689)
333	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		357	326	1.048	1.176
81	Altri proventi (oneri) su partecipazioni		75	2.527	990	3.186
414	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI		432	2.853	2.038	4.362
2.057	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		3.438	9.303	9.076	21.606
(1.743)	Imposte sul reddito		(1.503)	(3.420)	(4.420)	(8.315)
314	Utile (perdita) netto		1.935	5.883	4.656	13.291
	di competenza:					
294	- azionisti Eni		1.916	5.862	4.598	13.260
20	- interessenze di terzi		19	21	58	31
	Utile (perdita) per azione (€ per azione)					
0,08	- semplice		0,57	1,67	1,36	3,74
0,08	- diluito		0,57	1,67	1,35	3,74
	Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)					
3.338,0	- semplice		3.290,2	3.487,8	3.324,3	3.521,3
3.344,3	- diluito		3.300,0	3.493,6	3.334,2	3.527,1

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
	2023	2022	2023	2022
Utile (perdita) netto del periodo	1.935	5.883	4.656	13.291
Componenti non riclassificabili a conto economico	14	(4)	29	94
<i>Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti</i>		(1)		70
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>				1
<i>Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI</i>	14	(3)	29	38
<i>Effetto fiscale</i>				(15)
Componenti riclassificabili a conto economico	1.097	1.530	666	3.141
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	1.344	2.608	350	6.130
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	(300)	(1.516)	406	(4.251)
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	(36)	(3)	28	33
<i>Effetto fiscale</i>	89	441	(118)	1.229
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	1.111	1.526	695	3.235
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	3.046	7.409	5.351	16.526
di competenza:				
- azionisti Eni	3.027	7.384	5.293	16.490
- interessenze di terzi	19	25	58	36

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2022	44.519
Totale utile (perdita) complessivo	16.526
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.282)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(14)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(87)
Cessione EniPower	347
Acquisto azioni proprie	(1.231)
Altre variazioni	67
Totale variazioni	13.326
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2022	57.845
di competenza:	
- azionisti Eni	57.361
- interessenze di terzi	484
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2023	55.230
Totale utile (perdita) complessivo	5.351
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(2.259)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(32)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(87)
Acquisto di azioni proprie	(1.038)
Emissione bond convertibile	79
Imposte su cedole bond ibrido	25
Altre variazioni	15
Totale variazioni	2.054
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 settembre 2023	57.284
di competenza:	
- azionisti Eni	437
- interessenze di terzi	56.847

RENDICONTO FINANZIARIO

Il Trim. 2023	(€ milioni)	III Trim.		Nov mesi	
		2023	2022	2023	2022
314	Utile (perdita) netto	1.935	5.883	4.656	13.291
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
1.873	Ammortamenti	1.769	1.719	5.494	5.109
330	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	36	90	425	265
103	Radiazioni	85	52	220	99
(333)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(357)	(326)	(1.048)	(1.176)
(10)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(11)	(15)	(429)	(459)
(83)	Dividendi	(69)	(66)	(161)	(217)
(132)	Interessi attivi	(135)	(60)	(371)	(109)
241	Interessi passivi	253	270	735	760
1.743	Imposte sul reddito	1.503	3.420	4.420	8.315
19	Altre variazioni	(107)	(2.479)	(527)	(2.531)
1.587	Flusso di cassa del capitale di esercizio	(140)	(836)	1.154	(4.676)
466	- rimanenze	(1.025)	(1.658)	1.038	(4.731)
2.431	- crediti commerciali	(615)	(1.170)	5.428	(1.317)
(2.143)	- debiti commerciali	764	1.393	(7.680)	748
8	- fondi per rischi e oneri	(16)	1.211	(156)	1.319
825	- altre attività e passività	752	(612)	2.524	(695)
(2)	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(69)	(52)	(46)	3
780	Dividendi incassati	342	429	1.682	734
89	Interessi incassati	101	16	254	29
(227)	Interessi pagati	(239)	(241)	(747)	(688)
(1.849)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(1.378)	(2.218)	(4.767)	(5.882)
4.443	Flusso di cassa netto da attività operativa	3.519	5.586	10.944	12.867
(3.263)	Flusso di cassa degli investimenti	(2.438)	(3.160)	(8.716)	(7.469)
(2.487)	- attività materiali	(1.806)	(2.031)	(6.357)	(5.103)
(70)	- attività immateriali	(67)	(68)	(192)	(189)
(104)	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite		(723)	(628)	(893)
(1.061)	- partecipazioni	(60)	(255)	(1.242)	(1.352)
(77)	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(54)	(85)	(202)	(231)
536	- variazione debiti relativi all'attività di investimento	(451)	2	(95)	299
96	Flusso di cassa dei disinvestimenti	278	1.031	858	2.040
12	- attività materiali	25	23	67	30
32	- attività immateriali			32	12
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	15	(36)	395	(32)
	- partecipazioni	11	40	46	921
18	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	7	52	31	132
34	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	220	952	287	977
(86)	Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	355	(294)	1.021	1.376
(3.253)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.805)	(2.423)	(6.837)	(4.053)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

II Trim. 2023	(€ milioni)	III Trim.		Nove mesi	
		2023	2022	2023	2022
2.048	Assunzione di debiti finanziari non correnti	921	2	4.971	131
(357)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.374)	(94)	(2.883)	(3.788)
(228)	Rimborso di passività per beni in leasing	(195)	(211)	(670)	(767)
(124)	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	(623)	(1.186)	(2.736)	1.673
(744)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(790)	(751)	(2.299)	(2.271)
(20)	Dividendi pagati ad altri azionisti	(9)		(29)	(13)
(57)	Apporti netti di capitale da azionisti terzi		1	(16)	21
(406)	Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate		547	(57)	542
	Acquisto di azioni proprie	(607)	(981)	(1.013)	(1.176)
	Altri apporti	79		79	
(48)	Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue			(87)	(87)
64	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(3.598)	(2.673)	(4.740)	(5.735)
17	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	40	73	25	152
1.271	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	(1.844)	563	(608)	3.231
10.146	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	11.417	10.933	10.181	8.265
11.417	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	9.573	11.496	9.573	11.496

Investimenti tecnici

II Trim. 2023	(€ milioni)	III Trim.			Nove mesi		
		2023	2022	var %	2023	2022	var %
2.159	Exploration & Production	1.501	1.770	(15)	5.479	4.321	27
	di cui: - acquisto di riserve proved e unproved		118	..		271	..
155	- ricerca esplorativa	203	138	47	569	423	35
1.949	- sviluppo di idrocarburi	1.213	1.490	(19)	4.724	3.534	34
44	- progetti CCUS e agro-biofeedstock	76	15	..	155	68	..
6	Global Gas & LNG Portfolio	4	5	(20)	10	14	(29)
216	Enilive, Refining e Chimica	199	186	7	553	417	33
173	- Enilive e Refining	158	135	17	443	306	45
43	- Chimica	41	51	(20)	110	111	(1)
158	Plenitude & Power	148	118	25	455	440	3
129	- Plenitude	124	96	29	383	354	
29	- Power	24	22	9	72	86	(16)
21	Corporate e altre attività	28	23	22	63	104	(39)
(3)	Elisioni di consolidamento	(7)	(3)		(11)	(4)	
2.557	Investimenti tecnici ^(a)	1.873	2.099	(11)	6.549	5.292	24

(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 (€672 milioni e €39 milioni nei nove mesi 2023 e 2022, rispettivamente, €483 milioni e €21 milioni nel terzo trimestre 2023 e 2022, rispettivamente, €104 milioni nel secondo trimestre 2023).

Nei nove mesi 2023 gli investimenti di €6.549 milioni (€5.292 milioni nei nove mesi 2022) evidenziano un aumento del 24% e hanno riguardato principalmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€4.724 milioni) in particolare in Costa d'Avorio, Congo, Egitto, Italia, Emirati Arabi Uniti, Algeria e Stati Uniti;
- l'attività di raffinazione bio e tradizionale in Italia e all'estero e l'attività di biometano (€379 milioni) finalizzati essenzialmente ad attività di sviluppo, di asset integrity e stay-in-business, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing (€64 milioni) interventi per obblighi di legge e stay-in-business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa;
- Plenitude (€383 milioni) relativa principalmente allo sviluppo del business delle rinnovabili, acquisizione di nuovi clienti e attività di sviluppo di infrastrutture di rete per veicoli elettrici.

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

II Trim.		III Trim.		Nove mesi		
2023		2023	2022	2023	2022	
69	Italia	(mgl di boe/giorno)	68	81	70	83
172	Resto d'Europa		172	181	175	192
271	Africa Settentrionale		286	268	284	260
323	Egitto		313	343	323	351
284	Africa Sub-Sahariana		308	316	295	294
162	Kazakhstan		147	81	158	117
185	Resto dell'Asia		187	171	182	175
143	America		144	127	142	125
7	Australia e Oceania		10	10	8	11
1.616	Produzione di idrocarburi ^(a)(^b)		1.635	1.578	1.637	1.608
320	- di cui società in Joint Venture e collegate		330	277	325	242
135	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	135	128	401	398

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

II Trim.		III Trim.		Nove mesi		
2023		2023	2022	2023	2022	
29	Italia	(mgl di barili/giorno)	28	35	29	36
100	Resto d'Europa		105	106	103	110
118	Africa Settentrionale		117	124	122	121
71	Egitto		67	74	69	78
163	Africa Sub-Sahariana		172	173	169	178
113	Kazakhstan		105	53	112	80
86	Resto dell'Asia		87	80	86	78
77	America		77	62	75	61
	Australia e Oceania					
757	Produzione di petrolio e condensati		758	707	765	742
174	- di cui società in Joint Venture e collegate		183	146	178	117

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

II Trim.		III Trim.		Nove mesi		
2023		2023	2022	2023	2022	
6	Italia	(mln di metri cubi/giorno)	6	7	6	7
10	Resto d'Europa		10	11	11	12
23	Africa Settentrionale		25	21	24	21
37	Egitto		37	40	37	41
18	Africa Sub-Sahariana		20	21	19	17
7	Kazakhstan		6	4	7	6
15	Resto dell'Asia		15	14	14	14
10	America		10	10	10	9
1	Australia e Oceania		1	2	1	2
127	Produzione di gas naturale		130	130	129	129
22	- di cui società in Joint Venture e collegate		22	19	22	19

(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 (119 e 121 mila boe/giorno nel terzo trimestre 2023 e 2022, rispettivamente, 125 e 118 mila boe/giorno nel nove mesi 2023 e 2022, rispettivamente e 130 mila boe/giorno nel secondo trimestre 2023).