



San Donato Milanese
29 luglio 2022

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

PRICE SENSITIVE

Eni: risultati del secondo trimestre e del semestre 2022

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

I Trim. 2022			II Trim.			I Sem.		
			2022	2021	var %	2022	2021	var %
101,4	Brent dated	\$/barile	113,78	68,83	65	107,59	64,86	66
1,122	Cambio medio EUR/USD		1,065	1,206	(12)	1,093	1,205	(9)
1.043	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/mgl mc	1.032	264	291	1.037	231	349
(0,9)	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	17,2	(0,4)	..	8,2	(0,5)	..
1.654	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.578	1.597	(1)	1.616	1.650	(2)
5.191	Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)	€ milioni	5.841	2.045	186	11.032	3.366	228
4.381	E&P		4.867	1.841	164	9.248	3.219	187
931	Global Gas & LNG Portfolio (GGP)		(14)	24	..	917	(6)	..
(91)	R&M e Chimica		1.104	190	481	1.013	70	..
185	Plenitude & Power		140	108	30	325	310	5
3.270	Utile (perdita) netto adjusted ^(a)		3.808	929	..	7.078	1.199	..
0,91	per azione - diluito (€)		1,07	0,25		1,98	0,32	
3.583	Utile (perdita) netto ^(b)		3.815	247		7.398	1.103	..
1,00	per azione - diluito (€)		1,07	0,06		2,07	0,30	
5.606	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo ^(a)		5.191	2.797	86	10.797	4.757	127
3.098	Flusso di cassa netto da attività operativa		4.183	2.717	54	7.281	4.093	78
1.617	Investimenti (tecnici e in partecipazioni) netti ^(b)		1.822	1.517	20	3.439	2.904	18
8.623	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		7.872	10.040	(22)	7.872	10.040	(22)
47.466	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		52.012	40.580	28	52.012	40.580	28
0,18	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,15	0,25		0,15	0,25	

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

(b) 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 Lucia Calvosa, ha approvato i risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2022 (non sottoposti a revisione contabile). Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato: "In un contesto di incertezza e volatilità dei mercati, ci siamo attivati rapidamente per garantire nuovi flussi di approvvigionamento. Dopo gli accordi sulle forniture di gas con i nostri partner in Algeria, Congo ed Egitto nella prima parte dell'anno, a giugno Eni è entrata nel progetto North Field East in Qatar, il più grande sviluppo di GNL al mondo. In Africa orientale, abbiamo avviato la produzione di gas del progetto Coral South FLNG operato da Eni, il primo a valorizzare il grande potenziale del Mozambico. In Italia, ci siamo proattivamente impegnati nella ricostituzione degli stoccaggi di gas in previsione della prossima stagione invernale e le nostre raffinerie hanno aumentato significativamente i tassi di lavorazione per garantire un adeguato flusso di prodotti petroliferi per soddisfare la richiesta di mercato.

Abbiamo profuso il massimo impegno nel garantire la sicurezza degli approvvigionamenti energetici, continuando nel mentre ad attuare la nostra strategia di decarbonizzazione. In Plenitude, il programma di espansione della capacità di generazione da fonti rinnovabili prosegue verso l'obiettivo di superare i 2 GW entro la fine dell'anno; date le condizioni di mercato, l'IPO è stata rimandata ma rimane nei nostri piani. Il business Eni della mobilità sostenibile incrementerà il valore delle nostre bioraffinerie, facendo leva sull'integrazione verticale con il nostro innovativo agri-business e il portafoglio di soluzioni decarbonizzate. Tecnologie breakthrough sono il motore del nostro sviluppo come testimonia la costruzione in corso dell'impianto dimostrativo di fusione magnetica che punta a produrre energia netta da fusione nel 2025.

I risultati finanziari conseguiti sono sostenuti dalla costante attenzione all'efficienza e al controllo dei costi. L'EBIT adjusted del Gruppo nel trimestre è stato di €5,8 miliardi trainato dai business E&P e R&M; l'utile netto adjusted è stato di €3,8 miliardi. Con un flusso di cassa adjusted di €10,8 miliardi abbiamo finanziato investimenti organici per €3,4 miliardi e la politica di distribuzione dell'intero anno. I solidi risultati conseguiti e l'aggiornamento delle nostre previsioni sul mercato di riferimento ci consentono di migliorare la remunerazione degli azionisti aumentando il programma 2022 di acquisto di azioni proprie a €2,4 miliardi."

Highlight finanziari del secondo trimestre 2022

- L'EBIT adjusted di Gruppo del secondo trimestre 2022 è stato di €5,84 miliardi, in crescita del 13% rispetto al trimestre precedente e più che duplicato rispetto al secondo trimestre 2021, trainato dal favorevole andamento dello scenario prezzi delle commodity, dai robusti margini di raffinazione e dalla costante attenzione al controllo dei costi e alla performance operativa dei business.
- Il segmento E&P ha conseguito un Ebit adjusted di €4,87 miliardi nel secondo trimestre 2022, in crescita sequenziale dell'11% e più che raddoppiato rispetto al secondo trimestre 2021, catturando appieno il miglioramento dello scenario. La produzione del trimestre è stata pari a 1,58 milioni di boe/giorno, -1% rispetto al secondo trimestre 2021; in leggera riduzione rispetto al trimestre precedente per effetto della forza maggiore principalmente in Libia, Nigeria e Kazakhstan.
- Dopo un robusto primo trimestre grazie al contributo del business GNL e della flessibilità del portafoglio, il settore GGP ha conseguito il break-even nel secondo trimestre, per effetto della normale stagionalità del business.
- Il business R&M ha conseguito risultati molto positivi, registrando un EBIT adjusted di €979 milioni trainato dal significativo rialzo dei margini di raffinazione, ma con prestazioni migliori dello scenario grazie al maggiore tasso di utilizzo degli impianti, all'ottimizzazione delle produzioni, alle azioni di efficienza per ridurre il consumo di gas naturale, nonostante maggiori costi sostenuti per sostituire il greggio russo nei processi di lavorazione delle raffinerie.
- Nonostante l'aumento dei costi delle materie prime petrolifere e l'andamento dei costi delle utilities industriali indicizzate ai prezzi del gas, il business della chimica, gestito da Versalis, ha conseguito un risultato positivo di €125 milioni nel secondo trimestre, rispetto alla perdita di €115 milioni del primo trimestre 2022, grazie alle iniziative di efficienza e di ottimizzazione dei volumi di produzione.
- Nel secondo trimestre Plenitude (che include il business retail, renewable & mobilità elettrica) ha conseguito l'Ebit adjusted di €112 milioni (+58% vs. trimestre 2021) per effetto delle maggiori produzioni di energia elettrica rinnovabile e dei maggiori prezzi di vendita all'ingrosso, nonché della gestione attiva della base clienti confermando la resilienza del nostro modello di business integrato.
Il business Power ha conseguito un Ebit adjusted in riduzione (-24% vs. trimestre 2021) per effetto dello scenario meno favorevole, parzialmente compensato dai maggiori proventi da servizi (capacità e dispacciamento). Finalizzata a fine luglio la cessione del 49% del business ad azionisti di minoranza con un incasso in quota Eni di €0,55 miliardi.
- Utile netto adjusted di Gruppo del secondo trimestre: €3,81 miliardi (€7,08 miliardi nel primo semestre 2022), in miglioramento di €2,9 miliardi rispetto al secondo trimestre 2021 (+€5,9 miliardi nel primo semestre) sostenuto dal robusto utile operativo a cui si aggiunge la positiva performance delle partecipazioni valutate all'equity e la riduzione del tax rate (sostanzialmente invariato nel confronto con il primo trimestre 2022). La variazione del tax rate rispetto al secondo trimestre 2021 riflette un migliore mix geografico degli utili imponibili, gli effetti dello scenario nell'E&P e la migliore redditività delle controllate italiane nel settore downstream e, su base semestrale, anche del midstream.
- Nel secondo trimestre 2022, il flusso di cassa netto adjusted ante working capital al costo di rimpiazzo è stato pari a €5,19 miliardi. Su base semestrale, è stato pari a €10,80 miliardi, più che raddoppiato rispetto al periodo di confronto. Dopo il finanziamento dei capex organici di €3,44 miliardi, in crescita del 18% rispetto allo scorso anno a causa del rafforzamento del dollaro USA e delle azioni pianificate di recupero post-lockdown e del fabbisogno di capitale circolante, il Gruppo ha ottenuto un free cash flow organico di circa €5 miliardi.
- Distribuzione dividendo: a maggio è stato pagato il saldo del dividendo per l'esercizio 2021 di €0,43 per azione pari a €1,52 miliardi. La prima rata del dividendo atteso per l'esercizio 2022 di €0,22 per azione sarà messo in pagamento nel mese di settembre 2022.

- Programma di buyback: in esecuzione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli Azionisti dell'11 maggio 2022, il Consiglio di Amministrazione ha approvato un nuovo programma di acquisto di azioni proprie da realizzarsi entro aprile 2023, che prevede un esborso minimo di €1,1 miliardi, incrementabile fino a un massimo di €2,5 miliardi in funzione dell'andamento dello scenario.
- Dall'inizio del programma (fine maggio 2022) fino al 22 luglio, sono state acquistate 29,4 milioni di azioni al costo di €355 milioni. A seguito della revisione dello scenario prezzo per il riferimento Brent, previsto a 105 \$/bbl per l'intero anno 2022, nonché degli effetti dell'apprezzamento del dollaro e dei più robusti flussi di cassa del Gruppo, è stato aumentato l'impegno di buy-back di un importo di €1,3 miliardi a €2,4 miliardi.
- Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 al 30 giugno 2022: €7,9 miliardi, -€1,1 miliardi rispetto al 31 dicembre 2021; leverage di gruppo a 0,15 vs 0,20 al 31 dicembre 2021.

Principali sviluppi di business

Rafforzamento del portafoglio gas naturale

- Assicurate fonti alternative di approvvigionamento di gas naturale all'Italia e all'Europa, facendo leva sulle alleanze strategiche dell'Eni, accelerando la crescita di una componente chiave della strategia di lungo termine di Eni costituita dal ruolo crescente del gas equity.
- Firmati nuovi accordi di fornitura di gas con l'Algeria, l'Egitto e il Congo. Ulteriori opportunità potrebbero emergere dall'allargamento del portafoglio globale Eni del gas naturale ad altri paesi, quali Libia, Angola, Mozambico, Indonesia e Italia.
- Queste iniziative intendono conseguire fino a 20 miliardi di metri cubi di forniture alternative di gas entro il 2025, coprendo effettivamente il 100% delle importazioni annue di gas russo.
- A giugno Eni è entrata nel progetto North Field East LNG del Qatar, il più grande al mondo, espandendo la propria presenza in Medio Oriente e ottenendo l'accesso a un paese leader nella produzione di GNL.

Exploration & Production

- Nel primo semestre, aggiunte circa 300 milioni di boe di nuove risorse alla nostra reserve base. Le principali scoperte sono state realizzate in prossimità di impianti e infrastrutture produttive esistenti, in linea con il nostro modello di sviluppo fast-track: in Algeria vicino ai giacimenti di Bir Rebaa Nord e nel bacino di Berkine Nord, in Angola nel Blocco 15/06 l'appraisal di Ndungu-2 con l'incremento delle risorse e in Abu Dhabi col pozzo esplorativo XF-002. Inoltre, le recenti scoperte nelle concessioni di Meleiha, nel deserto occidentale dell'Egitto, sono già state allacciate agli impianti di estrazione esistenti.
- Appraisal della scoperta di Baleine: il pozzo Baleine East-1X nel Blocco CI-802 ha evidenziato un incremento del potenziale esplorativo dell'area a circa 2,5 miliardi di barili e 3,3 Tcf di gas associato in posto. Il pozzo, testato con successo, consente di ottimizzare i piani di sviluppo in corso e futuri.
- Start-up del giacimento di Ndungu nell'offshore dell'Angola, collegato alla nave Ngoma Floating Production Storage and Offloading (FPSO) nel Blocco 15/06 operato da Eni.
- A luglio, raggiunta dal New Gas Consortium (Eni 25,6%, operatore) la decisione finale di investimento (FID) per lo sviluppo dei campi Quiluma e Maboqueiro in Angola. Il progetto, primo sviluppo di gas non associato nel Paese, sarà avviato nel 2026 con una produzione a plateau stimata in circa 4 miliardi di metri cubi/anno.
- A luglio, siglato con Sonatrach, Oxy e TotalEnergies un nuovo Production Sharing Contract (PSC) per i blocchi 404 e 208 nel bacino del Berkine in Algeria. Il contratto consentirà di potenziare gli investimenti, aumentando le riserve di idrocarburi dei giacimenti, consentendo inoltre la futura valorizzazione di quantità di gas associato, disponibili per l'esportazione, contribuendo alla diversificazione delle forniture di gas all'Europa.

- A luglio, completata la costruzione di un impianto di raccolta e spremitura dei semi oleosi (agri-hub) a Makueni, in Kenya, con l'avvio della produzione del primo olio vegetale per bioraffinerie. Il primo agri-hub avrà una capacità installata di 15.000 tonnellate con una produzione prevista di 2.500 tonnellate nel 2022.
- A giugno, è stata avviata la fase di commissioning della nave Coral Sul Floating Liquefied Natural Gas (FLNG), al largo del Mozambico, pompando il gas naturale dal giacimento di Coral South nell'impianto di trattamento in modo sicuro e affidabile. La nave FLNG è ora pronta a consegnare il primo carico di GNL previsto per la seconda metà del 2022.
- A maggio, Solenova, joint-venture tra Eni e la società nazionale dello Stato Angolano Sonangol, ha avviato la costruzione della prima centrale fotovoltaica in Caraculo, capacità di generazione mirata a 50 MW, con una prima fase da 25 MW.
- A maggio, firmato con Sonatrach un Memorandum of Understanding (MoU) per valutare la fattibilità di un progetto di idrogeno verde nella concessione Bir Rebaa North, per consentire la decarbonizzazione delle operazioni.

R&M e Chimica

- A luglio, nell'ambito della strategia volta a rilanciare il segmento delle plastiche riciclate, Versalis, azienda chimica di Eni, ha firmato un accordo con Forever Plast player italiano, per l'acquisizione di una licenza esclusiva per la realizzazione di un'unità di riciclo meccanico per la trasformazione di rifiuti plastici selezionati ottenuti dalla raccolta differenziata, in grado di produrre 50 mila tonnellate/anno di composti polimerici riciclati e avvio previsto nel 2024. L'impianto sarà ubicato presso il polo petrolchimico di Porto Marghera e contribuirà alla sua trasformazione.
- A giugno, Versalis ha avviato il riciclo della plastica da imballaggi industriali usati. Il progetto ha testato con successo sacchi realizzati con il 50% di materiale riciclato per l'imballaggio e la spedizione di prodotti in polietilene. Il nuovo prodotto sarà distribuito in tutti gli hub industriali Versalis.
- A giugno, è stata inaugurata a Venezia Mestre la prima stazione di servizio Eni per il rifornimento di idrogeno per la mobilità. L'impianto è dotato di due punti di erogazione, con una capacità di oltre 100 kg/giorno, dove autoveicoli e autobus possono essere ricaricati in circa 5 minuti.
- A maggio, Enjoy, il servizio di car sharing a marchio Eni, ha messo a disposizione le prime 100 minicar-EV XEV per la mobilità urbana nella città di Torino. La XEV YOYO è una city car elettrica progettata per la sostituzione della batteria in soli pochi minuti.
- Ad aprile, firmata lettera d'intenti con Iveco, volta allo sviluppo di una piattaforma integrata di mobilità sostenibile per le flotte di veicoli commerciali, attraverso l'offerta di mezzi innovativi alimentati da biocarburanti e altri vettori energetici sostenibili, nonché delle relative infrastrutture.
- Ad aprile, firmato un accordo con la cinese Shandong Eco Chemical Co. Ltd. per la concessione in licenza della tecnologia proprietaria di Versalis per la produzione di polimeri stirenici in massa continua a basse emissioni.

Plenitude e Power

- A luglio, Plenitude e HitecVision hanno sottoscritto un accordo per l'espansione dell'attività della joint venture norvegese Vårgrønn con l'obiettivo di consolidarne la presenza tra i più importanti player del settore eolico offshore. Plenitude cederà alla joint venture la sua quota del 20% in Dogger Bank (Regno Unito) che detiene importanti progetti eolici offshore. Grazie a questa operazione, HitecVision vedrà aumentare la propria quota di partecipazione in Vårgrønn passando dal 30,4% al 35% attraverso un apporto di capitale.
- A maggio, siglato un accordo con Ansaldo Energia per valutare tecnologie per l'accumulo di energia elettrica alternative alle batterie elettrochimiche. Tali tecnologie saranno implementate in sinergia in alcuni siti industriali di Eni in Italia, sfruttando le potenzialità degli esistenti sistemi di produzione e consumo di energia elettrica.
- Ad aprile, Plenitude ha annunciato un investimento in EnerOcean S.L., una società spagnola che sviluppa

W2Power, una tecnologia innovativa per impianti eolici galleggianti. L'accordo è strutturato come una partnership di lungo termine incentrata sull'implementazione della tecnologia W2Power quale soluzione competitiva per lo sviluppo del settore eolico offshore galleggiante a livello globale. Plenitude contribuirà al programma di sviluppo di EnerOcean S.L. con capitali e competenze e deterrà inizialmente una quota del 25% della società che continuerà a operare in modo indipendente.

- GreenIT, la joint venture tra Plenitude e l'italiana CDP Equity, ha firmato ad aprile un accordo con il fondo Copenhagen Infrastructure Partners (CIP) per la costruzione e la gestione di due parchi eolici offshore galleggianti in Sicilia e Sardegna, con una capacità totale prevista di circa 750 MW.

Decarbonizzazione & Sostenibilità

- A luglio, accordata a Eni una nuova linea di credito revolving Sustainability-Linked da €6 miliardi della durata di 5 anni, collegata al raggiungimento di due obiettivi del proprio "Sustainability-Linked Financing Framework" aggiornato a maggio 2022. La nuova linea aumenterà la flessibilità finanziaria del Gruppo rafforzando ulteriormente la solida posizione di liquidità in coerenza con l'obiettivo di Eni di integrare pienamente la raccolta finanziaria con la strategia di decarbonizzazione.
- A luglio, assegnato ad Eni il premio Energy Innovation Award di Energy Intelligence, a riconoscimento delle strategie messe in atto per la realizzazione della transizione energetica e dell'accelerazione negli investimenti a basse emissioni di carbonio. Eni si è classificata al primo posto per gli obiettivi di riduzione delle emissioni, resilienza del portafoglio e trasformazione del proprio modello di business.
- A giugno, nell'ambito dell'impegno di Eni per lo sviluppo degli Obiettivi di Sviluppo Sostenibile delle Nazioni Unite è stata rafforzata la collaborazione con l'Organizzazione delle Nazioni Unite per lo Sviluppo Industriale (UNIDO), attraverso lo sviluppo di iniziative congiunte sull'idrogeno verde, le rinnovabili, l'efficienza energetica, la formazione tecnica, l'occupazione giovanile e la catena del valore agricola, in particolare in Africa.
- A giugno, Eni ha avviato in Costa d'Avorio un'iniziativa di sostenibilità per la distribuzione di fornelli a famiglie vulnerabili. Nell'ambito del progetto, Eni distribuirà 100.000 fornelli in 6 anni a partire già dal 2022, dalla Regione di Gbêkê, raggiungendo oltre 300.000 persone.

Outlook 2022

Il Gruppo ha definito le seguenti previsioni operative e finanziarie riviste per l'esercizio 2022 sulla base delle informazioni al momento disponibili, delle stime del management relative a possibili rischi e incertezze nello scenario e assumendo nessuna significativa interruzione nei flussi di gas dalla Russia:

- Produzione di idrocarburi: previsione di 1,67 milioni di boe/giorno in linea con la guidance precedente di 1,7 milioni di boe/giorno, al netto degli impatti della forza maggiore e dell'aggiornamento dello scenario Eni per il riferimento Brent a 105 \$/barile nel 2022.
- Stimate circa 700 milioni di boe di nuove risorse esplorative attese nel 2022, in aumento rispetto al precedente target di 600 milioni di boe.
- Confermata la guidance di utile operativo adjusted di GGP di almeno €1,2 miliardi. Il risultato del secondo semestre è previsto realizzarsi nel quarto trimestre.
- Plenitude & Power: l'EBITDA atteso di Plenitude per il 2022 è confermato superiore a €0,6 miliardi. Confermata la guidance di oltre 2 GW di capacità installata da fonti rinnovabili a fine 2022.
- Downstream: l'EBIT adjusted (pro-forma con ADNOC di R&M e Versalis) è proiettato in rialzo tra €1,8-2 miliardi rispetto all'aspettativa iniziale di EBIT solo positivo, assumendo un SERM di 6 \$/barile nel secondo semestre 2022.
- Le principali sensitivity di prezzo prevedono una variazione di €130 milioni del free cash flow per ogni dollaro di variazione nel prezzo del Brent e circa €700 milioni per ogni variazione di 5 centesimi nel tasso di cambio USD/EUR rispetto alla nuova assunzione di 1,08 USD/EUR nel 2022 e considerando un prezzo del Brent di 105 \$/barile.
- Cash flow adjusted prima del capitale d'esercizio al costo di rimpiazzo è atteso a €20 miliardi allo scenario di 105 \$/barile rispetto alla guidance originaria di €16 miliardi allo scenario di 90 \$/barile.
- Capex organici previsti a €8,3 miliardi, alla nuova assunzione di cambio EUR/USD, in linea con la guidance originaria di €7,7 miliardi a cambi costanti.
- Cash neutrality normalizzata attesa al prezzo Brent di circa 40 \$/barile, per effetto della robusta performance industriale e della riduzione dei costi attesa in tutte le linee di business.
- Leverage 2022 ante IFRS 16 atteso a 0,13 assumendo il nostro scenario prezzi.

Analisi per segmento di business

Exploration & Production

Produzione e prezzi

I Trim. 2022		II Trim. 2022			I Sem. 2022			
		2022	2021	var %	2022	2021	var %	
Produzioni								
780	Petrolio	mgl di barili/g	740	779	(5)	760	797	(5)
131	Gas naturale	mIn di metri cubi/g	126	123	2	129	128	1
1.654	Idrocarburi	mgl di boe/g	1.578	1.597	(1)	1.616	1.650	(2)
Prezzi medi di realizzo								
93,86	Petrolio	\$/barile	104,99	63,76	65	99,54	60,56	64
378	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	323	175	84	351	168	109
75,47	Idrocarburi	\$/boe	78,03	45,94	70	76,75	43,36	77

- Nel secondo trimestre 2022 la **produzione di idrocarburi** di 1,58 milioni di boe/giorno (1,62 milioni di boe/giorno nel primo semestre 2022) è diminuita dell'1% rispetto al secondo trimestre 2021 (-2% rispetto al primo semestre 2021). La flessione è dovuta alla forza maggiore al terminale di esportazione dell'oleodotto CPC che ha penalizzato il livello produttivo in Kazakhstan, alla fermata degli impianti in Libia per la ripresa dei conflitti interni nonché l'incremento di atti di sabotaggio e bunkering in Nigeria. Al netto di tali effetti, a parità di prezzo e considerando il progressivo allentamento delle quote produttive OPEC+ (in particolare negli Emirati Arabi Uniti), la produzione riporta un incremento dell'1% rispetto al trimestre di confronto 2021 (invariata rispetto al primo semestre 2021). La crescita è stata sostenuta dal ramp-up produttivo in Indonesia, in un contesto di forte domanda globale per il GNL, dalle maggiori produzioni in Algeria e Angola, nonché in Italia e nel Regno Unito che hanno beneficiato di minori attività manutentive rispetto ai periodi di confronto 2021.
- La **produzione di petrolio** è stata di 740 mila barili/giorno, in riduzione del 5% rispetto al secondo trimestre 2021 (-5% rispetto al primo semestre 2021). La riduzione in Kazakhstan, Nigeria e Libia è stata parzialmente compensata dalla crescita produttiva in Angola, Algeria e Italia nonché dal progressivo allentamento delle quote produttive OPEC+.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 126 milioni di metri cubi/giorno nel trimestre, in crescita del 2% rispetto al trimestre 2021 (+1% rispetto al primo semestre 2021). Il ramp-up produttivo in Indonesia e le maggiori produzioni in Algeria, nel Regno Unito e in Italia sono state parzialmente compensate dalle riduzioni in Libia e Nigeria.

Risultati

I Trim. 2022		II Trim. 2022			I Sem. 2022			
		2022	2021	var %	2022	2021	var %	
4.344	Utile (perdita) operativo		4.779	2.269	..	9.123	3.665	..
37	Esclusione special items		88	(428)		125	(446)	
4.381	Utile (perdita) operativo adjusted		4.867	1.841	164	9.248	3.219	187
(103)	Proventi (oneri) finanziari netti		(12)	(97)		(115)	(193)	
379	Proventi (oneri) su partecipazioni		505	129		884	219	
235	di cui: - Vår Energi		220	81		455	143	
(1.737)	Imposte sul reddito		(2.132)	(831)		(3.869)	(1.473)	
2.920	Utile (perdita) netto adjusted		3.228	1.042	..	6.148	1.772	..
I risultati includono:								
68	Costi di ricerca esplorativa:		92	91	1	160	132	21
46	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici		59	63		105	102	
22	- radiazione di pozzi di insuccesso		33	28		55	30	
1.080	Investimenti tecnici		1.489	950	57	2.569	1.806	42

- Nel secondo trimestre 2022, il settore **Exploration & Production** ha continuato il trend di forte crescita dell'**utile operativo adjusted**: +164% rispetto al secondo trimestre del 2021, al livello di €4.867 milioni trainato dal continuo rafforzamento dello scenario petrolifero e dalla ridotta disponibilità globale

di gas naturale, nonché dalla gestione disciplinata dei costi. In tale contesto, i prezzi di realizzo delle produzioni Eni sono aumentati del 65% per i liquidi, mentre i prezzi del gas sono aumentati dell'84% rispetto allo stesso periodo del 2021. Nel primo semestre 2022 l'utile operativo adjusted è stato di €9.248 milioni, +187% rispetto al primo semestre 2021, per effetto degli stessi driver del secondo trimestre.

- Nel secondo trimestre 2022, il settore Exploration & Production ha conseguito l'**utile netto adjusted** di €3.228 milioni, in aumento di circa €2,2 miliardi rispetto al secondo trimestre 2021 (€6.148 milioni nel primo semestre 2022, +€4.376 rispetto allo stesso periodo del 2021) beneficiando dei maggiori risultati delle partecipate Vår Energi (+€139 milioni) e Angola LNG, nonché della riduzione del tax rate (5 e 7 punti percentuali rispetto al secondo trimestre 2021 e al primo semestre 2021, rispettivamente) dovuto al miglioramento dello scenario prezzi e a un più favorevole mix geografico dei profitti con aumento dell'incidenza sull'ante imposte dei paesi con una più favorevole fiscalità.

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

Global Gas & LNG Portfolio

Vendite

I Trim. 2022			II Trim.			I Sem.		
			2022	2021	var %	2022	2021	var %
1.043	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/mgl di metri cubi	1.032	264	291	1.037	231	349
1.018	TTF		1.011	262	285	1.014	229	342
26	Spread PSV vs. TTF		20	1	..	23	2	..
	Vendite di gas naturale	mld di metri cubi						
9,45	Italia		6,83	9,07	(25)	16,28	17,73	(8)
7,93	Resto d'Europa		5,98	6,31	(5)	13,91	13,90	0
0,46	di cui: Importatori in Italia		0,64	0,65	(2)	1,10	1,45	(24)
7,47	Mercati europei		5,34	5,66	(6)	12,81	12,45	3
0,88	Resto del Mondo		0,57	1,57	(64)	1,45	2,80	(48)
18,26	Totale vendite gas (*)		13,38	16,95	(21)	31,64	34,43	(8)
2,8	di cui: vendite di GNL		2,4	3,0	(20)	5,2	5,2	

(*) Include vendite intercompany.

- Nel secondo trimestre 2022 **le vendite di gas naturale** di 13,38 miliardi di metri cubi sono diminuite del 21% rispetto allo stesso periodo del 2021, a seguito dei minori volumi di gas commercializzati in Italia, in particolare alla borsa e nel segmento grossisti e delle minori vendite nei mercati europei, principalmente in Francia. Anche le vendite internazionali di GNL risultano in decremento rispetto allo stesso periodo del 2021. Tali effetti negativi sono stati in parte compensati dai maggiori volumi venduti in Germania. Nel primo semestre 2022 le vendite di gas naturale di 31,64 miliardi di metri cubi sono diminuite dell'8% rispetto allo stesso periodo del 2021, per effetto degli stessi driver del trimestre.

Risultati

I Trim. 2022		(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
			2022	2021	var %	2022	2021	var %
(977)	Utile (perdita) operativo		(1.083)	(311)	..	(2.060)	(240)	..
1.908	Esclusione special item		1.069	335		2.977	234	
931	Utile (perdita) operativo adjusted		(14)	24	(158)	917	(6)	..
(5)	Proventi (oneri) finanziari netti		(15)	(1)		(20)	(4)	
1	Proventi (oneri) su partecipazioni		1	1		2	(2)	
(271)	Imposte sul reddito		(30)	(17)		(301)	(11)	
656	Utile (perdita) netto adjusted		(58)	7	..	598	(23)	..
3	Investimenti tecnici		6	15	(60)	9	15	(40)

- Nel secondo trimestre 2022 il settore **Global Gas & LNG Portfolio** ha riportato una **perdita operativa adjusted** di €14 milioni, in linea con la normale stagionalità del business. Nel primo semestre 2022 l'utile operativo adjusted è stato di €917 milioni in crescita rispetto al periodo di confronto, principalmente per effetto del forte scenario prezzi e delle ottimizzazioni dei margini, che hanno fatto leva sulla flessibilità del portafoglio di approvvigionamento di gas naturale nella gestione del magazzino e sulle diverse indicizzazioni di prezzo di acquisto/vendita.

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

Refining & Marketing e Chimica

Produzioni e vendite

I Trim. 2022			II Trim.			I Sem.		
			2022	2021	var %	2022	2021	var %
(0,9)	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	17,2	(0,4)	..	8,2	(0,5)	..
3,50	Lavorazioni in conto proprio Italia	min ton	4,63	4,00	16	8,13	7,85	4
2,57	Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		2,78	2,75	1	5,35	5,30	1
6,07	Totale lavorazioni		7,41	6,75	10	13,48	13,15	3
70	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	90	73		80	72	
91	Lavorazioni bio	mg/ton	144	145	(1)	235	303	(22)
36	Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio	%	57	57		47	60	
	Marketing							
1,68	Vendite rete Europa	min ton	1,87	1,79	4	3,55	3,26	9
1,20	Vendite rete Italia		1,35	1,27	6	2,55	2,31	10
0,48	Vendite rete resto d'Europa		0,52	0,52		1,00	0,95	5
22,0	Quota mercato rete Italia	%	21,7	22,3		21,8	22,4	
1,87	Vendite extrarete Europa	min ton	2,24	2,00	12	4,11	3,72	11
1,32	Vendite extrarete Italia		1,60	1,46	10	2,92	2,75	6
0,55	Vendite extrarete resto d'Europa		0,64	0,54	19	1,19	0,97	23
	Chimica							
1,13	Vendite prodotti chimici	min ton	1,07	1,14	(6)	2,20	2,32	(5)
70	Tasso utilizzo impianti	%	69	65		69	69	

- Nel secondo trimestre 2022, il **marginale di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin)** si è attestato in media a 17,2 \$/barile (8,2 \$/barile nel primo semestre 2022), registrando un eccezionale trend rialzista rispetto ai valori negativi riportati nel precedente trimestre e nello stesso periodo del 2021. Dalla seconda metà di marzo 2022, a seguito del riavvio delle attività economiche, si è manifestata una forte crescita della domanda di benzina, jet fuel e gasolio, in un contesto di offerta limitata, in particolare gasolio, dovuto ai vincoli di capacità in tutto il settore, con una conseguente forte crescita dei crack spread sui prodotti.
- Nel secondo trimestre 2022 le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** in Italia, pari a 4,63 milioni di tonnellate, sono aumentate del 16% rispetto al secondo trimestre 2021, grazie allo scenario di raffinazione favorevole; i principali incrementi sono stati registrati presso le raffinerie di Milazzo, Sannazzaro e Taranto (nel primo semestre 2022 le lavorazioni sono cresciute del 4% rispetto al periodo di confronto). Le lavorazioni nel resto del mondo sono aumentate dell'1% rispetto al 2021, in entrambi i periodi, beneficiando dei maggiori volumi processati in Germania.
- Nel secondo trimestre 2022 i **volumi di lavorazione bio** pari a 144 mila tonnellate sono sostanzialmente invariati rispetto all'analogo periodo del 2021: i minori volumi processati presso la bioraffineria di Gela, a seguito della fermata occorsa nei primi mesi dell'anno, sono stati compensati dalle maggiori lavorazioni registrate presso la bioraffineria di Venezia. Nel primo semestre 2022, i volumi di lavorazioni bio si riducono del 22% rispetto al periodo di confronto.
- Nel secondo trimestre 2022 le **vendite rete in Italia** pari a 1,35 milioni di tonnellate sono aumentate del 6% rispetto al periodo di confronto, per effetto delle maggiori vendite di gasolio, benzine e GPL dovute alla progressiva riapertura dell'economia e all'aumento della mobilità. Nel primo semestre 2022, le vendite retail si attestano a 2,55 milioni di tonnellate, +10% rispetto al primo semestre 2021). La quota di mercato del secondo trimestre 2022 si è attestata al 21,7% (22,3% nel secondo trimestre 2021).
- Nel secondo trimestre 2022 le **vendite extrarete in Italia** pari a 1,60 milioni di tonnellate sono aumentate del 10% rispetto al secondo trimestre 2021 per effetto dei maggiori volumi commercializzati nel segmento jet fuel (2,92 milioni di tonnellate nel primo semestre; +6% rispetto al periodo di confronto).
- Le **vendite di prodotti petrolchimici** nel secondo trimestre pari a 1,07 milioni di tonnellate sono in calo del 6% rispetto al periodo di confronto per effetto della minore disponibilità di prodotti chimici e materia prima e dello scenario sfavorevole in particolare nel segmento polietilene. Nel primo semestre 2022, le vendite ammontano a 2,20 milioni di tonnellate, in riduzione del 5% rispetto al primo semestre 2021.

- Nel secondo trimestre 2022 i **margin** del cracker, degli elastomeri e stirenici hanno registrato un recupero grazie alla crescita dei prezzi dovuta alla ripresa della domanda e alle minori importazioni, nonché nel segmento degli elastomeri il margine ha beneficiato della maggior domanda di pneumatici. Il margine del polietilene ha riportato una sensibile riduzione rispetto al secondo trimestre 2021.

Risultati

I Trim. 2022	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2022	2021	var %	2022	2021	var %
662	Utile (perdita) operativo	1.617	(424)	..	2.279	(115)	..
(763)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(625)	(350)		(1.388)	(832)	
10	Esclusione special item	112	964		122	1.017	
(91)	Utile (perdita) operativo adjusted	1.104	190	..	1.013	70	..
24	- Refining & Marketing	979	(12)	..	1.003	(171)	..
(115)	- Chimica	125	202	(38)	10	241	(96)
(10)	Proventi (oneri) finanziari netti	(19)	2		(29)	(10)	
52	Proventi (oneri) su partecipazioni	166	(2)		218	(33)	
45	di cui: ADNOC R>	151	(14)		196	(49)	
(5)	Imposte sul reddito	(319)	(35)		(324)	(3)	
(54)	Utile (perdita) netto adjusted	932	155	..	878	24	..
92	Investimenti tecnici	139	206	(33)	231	333	(31)

- Nel secondo trimestre 2022 il business **Refining & Marketing** ha riportato un **utile operativo adjusted** di €979 milioni in significativo miglioramento rispetto al trimestre di confronto (utile di €1.003 milioni nel primo semestre 2022 che si confronta con una perdita di €171 milioni del primo semestre 2021). La performance è stata sostenuta da margini di raffinazione molto favorevoli, pienamente sfruttati dal business tramite una maggiore disponibilità degli impianti, nonché dalle misure di ottimizzazione e dalle iniziative per ridurre i costi energetici dei processi industriali, sostituendo il gas naturale con alternative più economiche. La positiva performance del marketing ha beneficiato di maggiori volumi commercializzati, favoriti dalla riapertura dell'economia e dall'aumento della mobilità.
- Nel secondo trimestre 2022 il business della **Chimica** gestito da Versalis ha conseguito un **utile operativo adjusted** pari a €125 milioni, in riduzione di €77 milioni rispetto al periodo di confronto a causa del forte aumento dei costi delle materie prime petrolifere e dei maggiori costi per utilities industriali indicizzati al prezzo del gas naturale in parte compensato dalle iniziative di ottimizzazione volte a sostituire il consumo di gas naturale con combustibili più economici e dagli stabili margini dei polimeri. Nel primo semestre 2022, l'utile operativo adjusted è pari a €10 milioni in riduzione rispetto all'utile di €241 milioni conseguito nel primo semestre 2021, che aveva beneficiato delle eccezionali condizioni di mercato registrate nella prima parte del 2021.

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

Plenitude & Power

Produzioni e vendite

I Trim. 2022		II Trim. 2022			I Sem. 2022			
		2022	2021	var %	2022	2021	var %	
Plenitude								
3,42	Vendite retail e business gas	mid di metri cubi	0,95	1,08	(12)	4,37	4,60	(5)
5,10	Vendite retail e business energia elettrica a clienti finali	terawattora	4,49	3,88	16	9,58	7,53	27
10,07	Clienti retail/business	mIn pdf	9,95	9,95		9,95	9,95	
557	Produzione di energia da fonti rinnovabili	gigawattora	662	144	360	1.220	264	362
1.397	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	megawatt	1.524	359	325	1.524	359	325
57	di cui: - fotovoltaico	%	57	74		57	74	
42	- eolico		42	24		42	24	
1	- potenza installata di storage		1	2		1	2	
Power								
5,73	Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	terawattora	5,61	6,55	(14)	11,34	12,97	(13)
6,07	Produzione termoelettrica		4,99	5,08	(2)	11,06	10,20	8

- **Le vendite retail e business di gas** sono state di 0,95 miliardi di metri cubi nel secondo trimestre 2022, in calo del 12% rispetto allo stesso periodo del 2021 principalmente per effetto dei minori volumi commercializzati nei mercati esteri, in particolare in Francia. In Italia le vendite retail e business di gas sono rimaste sostanzialmente invariate rispetto al periodo di confronto. Nel primo semestre 2022 le vendite sono state pari a 4,37 miliardi di metri cubi, in calo del 5% per effetto degli stessi driver del secondo trimestre.
- **Le vendite retail e business di energia elettrica ai clienti finali** pari a 4,49 TWh nel secondo trimestre 2022, sono in crescita del 16% ed hanno beneficiato della crescita delle attività in Italia e dell'acquisizione di Aldro Energía (9,58 TWh nel primo semestre 2022, + 27% rispetto al primo semestre 2021).
- **La produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 662 GWh nel secondo trimestre 2022, quasi quintuplicata rispetto al secondo trimestre 2021, principalmente grazie al contributo degli asset in operation acquisiti.
- Al 30 giugno 2022, la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 1,5 GW. Rispetto al 31 dicembre 2021, la capacità è aumentata di 0,4 GW, principalmente grazie all'acquisizione dell'impianto Corazon negli Stati Uniti, all'installazione del primo lotto da 68 MW del campo fotovoltaico di Brazoria (USA), nonché all'acquisizione degli asset eolici di Fortore Energia in Italia.
- **Le vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi** sono state di 5,61 TWh nel secondo trimestre 2022, in calo del 14% rispetto al periodo di confronto a causa dei minori volumi commercializzati presso la borsa elettrica (11,34 TWh nel primo semestre 2022 in riduzione del 13% rispetto allo stesso periodo del 2021).

Risultati

I Trim. 2022	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2022	2021	var %	2022	2021	var %
1.594	Utile (perdita) operativo	1.019	598	..	2.613	828	..
(1.409)	Esclusione special item	(879)	(490)		(2.288)	(518)	
185	Utile (perdita) operativo adjusted	140	108	30	325	310	5
139	- <i>Plenitude</i>	112	71	58	251	247	2
46	- <i>Power</i>	28	37	(24)	74	63	17
(3)	Proventi (oneri) finanziari netti	(4)	(1)		(7)	(1)	
(2)	Proventi (oneri) su partecipazioni		(3)		(2)	3	
(61)	Imposte sul reddito	(41)	(34)		(102)	(89)	
119	Utile (perdita) netto adjusted	95	70	36	214	223	(4)
141	Investimenti tecnici	181	76	138	322	160	101

- Nel secondo trimestre 2022, **Plenitude** ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €112 milioni, in crescita di €41 milioni rispetto allo stesso periodo del 2021, grazie ai ramp-up dei volumi prodotti di energia rinnovabile e ai maggiori prezzi all'ingrosso, nonché alla gestione attiva della base clienti. Tali fenomeni sono stati parzialmente compensati dagli effetti negativi del contesto di mercato e regolatorio. Nel primo semestre 2022, l'utile operativo adjusted si è attestato a €251 milioni, sostanzialmente invariato rispetto al periodo di confronto per gli stessi driver del trimestre.
- Il business **Power** di produzione di energia da impianti a gas, nel secondo trimestre 2022, ha riportato un **utile operativo adjusted** di €28 milioni, in riduzione del 24% rispetto al secondo trimestre del 2021 come conseguenza delle minori vendite effettuate presso il mercato libero. Nel primo semestre 2022, l'utile operativo adjusted di €74 milioni rappresenta un miglioramento di €11 milioni rispetto al primo semestre 2021.

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

Risultati di gruppo

I Trim. 2022	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2022	2021	var %	2022	2021	var %
32.129	Ricavi della gestione caratteristica	31.556	16.294	94	63.685	30.788	107
5.352	Utile (perdita) operativo	5.970	1.995	..	11.322	3.857	..
(713)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(638)	(351)		(1.351)	(815)	
552	Esclusione special item ^(a)	509	401		1.061	324	
5.191	Utile (perdita) operativo adjusted	5.841	2.045	186	11.032	3.366	228
	Dettaglio per settore di attività						
4.381	<i>Exploration & Production</i>	4.867	1.841	164	9.248	3.219	187
931	<i>GGP</i>	(14)	24	..	917	(6)	..
(91)	<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	1.104	190	481	1.013	70	..
185	<i>Plenitude & Power</i>	140	108	30	325	310	5
(174)	<i>Corporate e altre attività</i>	(120)	(111)	(8)	(294)	(257)	(14)
(41)	<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato</i>	(136)	(7)		(177)	30	
3.583	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	3.815	247	..	7.398	1.103	..
(507)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(455)	(252)		(962)	(581)	
194	Esclusione special item ^(a)	448	934		642	677	
3.270	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	3.808	929	..	7.078	1.199	..

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

Risultati adjusted

- Nel secondo trimestre 2022 il Gruppo Eni ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €5.841 milioni, più che raddoppiato rispetto al secondo trimestre 2021 (+€3.796 milioni) grazie al rafforzamento dei prezzi degli idrocarburi, sostenuti dai migliori fondamentali e da un mercato corto del gas naturale, e da margini di raffinazione molto favorevoli. Questi fenomeni positivi hanno favorito la performance di E&P (+€3.026 milioni rispetto al secondo trimestre 2021) e il business R&M che ha conseguito un utile operativo di quasi €1 miliardo rispetto alla perdita del periodo di confronto. Nel primo semestre, il gruppo ha conseguito un utile operativo adjusted di €11.032 milioni, un miglioramento di €7.666 milioni rispetto al primo semestre 2021 grazie al settore E&P e al business R&M per effetto dei suddetti driver, nonché al settore GGP grazie all'ottima performance del primo trimestre dell'anno.
- L'**utile netto adjusted** è stato pari a €3.808 milioni nel secondo trimestre 2022, in crescita rispetto a €929 milioni del secondo trimestre 2021, grazie ai significativi maggiori risultati delle JV e collegate (+€712 milioni rispetto al secondo trimestre 2021), e al miglioramento del tax rate consolidato. Nel primo semestre il Gruppo ha conseguito un utile netto adjusted di €7.078 milioni, +€5.879 milioni rispetto al primo semestre 2021.
- Analisi **tax rate consolidato**: nel secondo trimestre 2022, il tax rate consolidato è stato pari a 38,7% nel secondo trimestre 2022, una riduzione di 9 punti percentuali rispetto al secondo trimestre 2021. Nel primo semestre 2022, il tax rate si è ridotto al 38,1%. La riduzione è dovuta alla E&P per effetto del miglioramento dello scenario prezzi e a un più favorevole mix geografico dei profitti con aumento dell'incidenza sull'ante imposte dei paesi con una più favorevole fiscalità. Il trend del tax rate consolidato rispetto allo scorso anno riflette anche il recupero di redditività delle controllate italiane, considerando che nel 2021 la rilevazione delle imposte differite sulle perdite di periodo era limitata dalle minori prospettive di redditività.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

I Trim. 2022	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2022	2021	var. ass.	2022	2021	var. ass.
3.589	Utile (perdita) netto	3.819	252	3.567	7.408	1.112	6.296
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>						
1.554	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	1.211	2.810	(1.599)	2.765	4.273	(1.508)
(334)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(110)	(6)	(104)	(444)	(88)	(356)
2.454	- dividendi, interessi e imposte	2.731	1.088	1.643	5.185	2.135	3.050
(2.605)	Variazione del capitale di esercizio	(1.235)	(606)	(629)	(3.840)	(1.797)	(2.043)
58	Dividendi incassati da partecipate	247	204	43	305	354	(49)
(1.393)	Imposte pagate	(2.271)	(839)	(1.432)	(3.664)	(1.502)	(2.162)
(225)	Interessi (pagati) incassati	(209)	(186)	(23)	(434)	(394)	(40)
3.098	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.183	2.717	1.466	7.281	4.093	3.188
(1.364)	Investimenti tecnici	(1.829)	(1.248)	(581)	(3.193)	(2.387)	(806)
(1.194)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(73)	(351)	278	(1.267)	(871)	(396)
574	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	330	68	262	904	237	667
(161)	Altre variazioni relative all'attività di investimento	417	68	349	256	73	183
953	Free cash flow	3.028	1.254	1.774	3.981	1.145	2.836
2.715	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(1.045)	(634)	(411)	1.670	(1.185)	2.855
1.890	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(2.596)	(265)	(2.331)	(706)	(361)	(345)
(290)	Rimborso di passività per beni in leasing	(266)	(226)	(40)	(556)	(445)	(111)
(32)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.681)	(844)	(837)	(1.713)	(844)	(869)
(39)	Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(48)	1.985	(2.033)	(87)	1.975	(2.062)
9	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	70	(14)	84	79	22	57
5.206	VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI	(2.538)	1.256	(3.794)	2.668	307	2.361
5.606	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	5.191	2.797	2.394	10.797	4.757	6.040

I Trim. 2022	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2022	2021	var. ass.	2022	2021	var. ass.
953	Free cash flow	3.028	1.254	1.774	3.981	1.145	2.836
(290)	Rimborso di passività per beni in leasing	(266)	(226)	(40)	(556)	(445)	(111)
(79)	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(9)	(71)	62	(88)	(241)	153
(149)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	(273)	101	(374)	(422)	(62)	(360)
(32)	Flusso di cassa del capitale proprio	(1.681)	(844)	(837)	(1.713)	(844)	(869)
(39)	Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	(48)	1.985	(2.033)	(87)	1.975	(2.062)
364	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	751	2.199	(1.448)	1.115	1.528	(413)
290	Rimborsi lease liability	266	226	40	556	445	111
(323)	Accensioni del periodo e altre variazioni	199	(241)	440	(124)	(710)	586
(33)	Variazione passività per beni in leasing	465	(15)	480	432	(265)	697
331	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING	1.216	2.184	(968)	1.547	1.263	284

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo semestre 2022 è stato di €7,3 miliardi con un incremento di €3,2 miliardi rispetto allo stesso periodo 2021, sostenuto dal miglioramento dello scenario upstream e dal rilevante contributo del business R&M. La manovra factoring ha riguardato la cessione di circa €2,7 miliardi di crediti commerciali con scadenza in successivi reporting period, con un incremento di circa €0,6 miliardi rispetto all'ammontare ceduto a fine 2021 (in leggero miglioramento rispetto a quanto fatto nel primo semestre 2021). L'assorbimento di cassa del capitale circolante di circa €3,8 miliardi è dovuto alla variazione del valore del magazzino petrolio e prodotti in uno scenario di prezzi in crescita, alla ricostituzione degli stoccaggi gas e al pagamento delle forniture di gas. I dividendi incassati dalle partecipate hanno riguardato principalmente Vår Energi e Nigeria LNG.

Il **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** si ridetermina in €10.797 milioni. Tale misura di risultato adjusted è determinata prima della variazione del capitale di esercizio ed esclude 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, accantonamenti/proventi straordinari su crediti e per oneri, il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting, il pagamento della prima tranche dell'imposta italiana straordinaria delle imprese energetiche per il 2022, nonché il rimborso di capitale da parte di una collegata riclassificato come flusso di cassa operativo.

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:

I Trim. 2022	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2022	2021	var. ass.	2022	2021	var. ass.
3.098	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.183	2.717	1.466	7.281	4.093	3.188
2.605	Variazione del capitale di esercizio	1.235	606	629	3.840	1.797	2.043
605	Esclusione derivati su commodity	(115)	(111)	(4)	490	(269)	759
(713)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(638)	(351)	(287)	(1.351)	(815)	(536)
5.595	Flusso di cassa netto ante variazione circolante a costi di rimpiazzo	4.665	2.861	1.804	10.260	4.806	5.454
11	Accantonamenti straordinari su crediti e altri oneri	526	(64)	590	537	(49)	586
5.606	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	5.191	2.797	2.394	10.797	4.757	6.040

I **capex organici** di €3,44 miliardi, in aumento del 18% rispetto al periodo di confronto, includono il finanziamento della venture CFS (Commonwealth Fusion Systems) per lo sviluppo della fusione magnetica e sono interamente finanziati dal flusso di cassa netto adjusted.

Le **acquisizioni al netto dei disinvestimenti** ammontano a €0,9 miliardi (inclusi i debiti acquisiti) e comprendono il corrispettivo dell'acquisizione del 20% nel progetto offshore eolico Dogger Bank C nel Mare del Nord, del 100% della società SKGR, proprietaria di un portafoglio di impianti fotovoltaici in Grecia, di capacità rinnovabile negli Stati Uniti, nonché il contributo per la ricapitalizzazione della JV Saipem al fine di sostenere il nuovo piano industriale e la ristrutturazione finanziaria della società. Questi impieghi di cassa sono stati parzialmente compensati dall'incasso derivante dal collocamento di una quota del capitale di Vår Energi con un incasso in quota Eni di circa €0,5 miliardi.

La riduzione dell'indebitamento ante IFRS 16 pari a circa €1,1 miliardi è principalmente dovuta al free cash flow organico di circa €5 miliardi, parzialmente compensato dal pagamento del saldo del dividendo 2021 agli azionisti Eni di €1,5 miliardi, programma di buy-back da €0,2 miliardi, dall'effetto netto di acquisizioni/disinvestimenti (esborso netto di €0,9 miliardi), dal pagamento delle rate di leasing di €0,6 miliardi e delle cedole relative ai bond ibridi, nonché dalle differenze cambio e altre variazioni minori dell'indebitamento finanziario netto (€0,6 miliardi).

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	30 Giu. 2022	31 Dic. 2021	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	54.871	56.299	(1.428)
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.401	4.821	(420)
Attività immateriali	4.851	4.799	52
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.307	1.053	254
Partecipazioni	7.300	7.181	119
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	2.087	1.902	185
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(2.040)	(1.804)	(236)
	72.777	74.251	(1.474)
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	8.820	6.072	2.748
Crediti commerciali	15.853	15.524	329
Debiti commerciali	(16.202)	(16.795)	593
Attività (passività) tributarie nette	(4.835)	(3.678)	(1.157)
Fondi per rischi e oneri	(11.959)	(13.593)	1.634
Altre attività (passività) d'esercizio	(4.300)	(2.258)	(2.042)
	(12.623)	(14.728)	2.105
Fondi per benefici ai dipendenti	(803)	(819)	16
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	5.438	139	5.299
CAPITALE INVESTITO NETTO	64.789	58.843	5.946
Patrimonio netto degli azionisti Eni	51.917	44.437	7.480
Interessenze di terzi	95	82	13
Patrimonio netto	52.012	44.519	7.493
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	7.872	8.987	(1.115)
Passività per beni leasing	4.905	5.337	(432)
- di cui working interest Eni	4.417	3.653	764
- di cui working interest follower	488	1.684	(1.196)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	12.777	14.324	(1.547)
COPERTURE	64.789	58.843	5.946
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,15	0,20	(0,05)
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,25	0,32	(0,07)
Gearing	0,20	0,24	(0,05)

Al 30 giugno 2022, il **capitale immobilizzato** (€72,8 miliardi) è diminuito di €1,5 miliardi rispetto al 31 dicembre 2021 per effetto della riclassifica degli asset petroliferi in Angola come disponibili per la vendita, a seguito dell'accordo di business combination firmato con BP nel marzo 2022. Gli altri movimenti includono gli investimenti/acquisizioni del periodo e l'effetto positivo delle differenze cambio (al 30 giugno 2022, cambio puntuale EUR/USD pari a 1,039 rispetto al cambio di 1,133 al 31 dicembre 2021, -8,3%), in parte compensati dagli ammortamenti, svalutazioni e radiazioni del periodo (€3.612 milioni).

Il **capitale di esercizio netto** (-€12,6 miliardi) aumenta di €2,1 miliardi rispetto al 31 dicembre 2021 a seguito dell'aumento del valore di libro delle scorte di petrolio e di prodotti per effetto della contabilità del costo medio ponderato in funzione dell'aumento dei prezzi delle commodity (+€2,7 miliardi). Tali aumenti sono parzialmente compensati dallo stanziamento delle imposte di periodo (€1,2 miliardi) al netto dei pagamenti eseguiti e dall'incremento di altre passività d'esercizio (-€2,04 miliardi) a seguito della variazione della valutazione a fair value dei derivati.

Il **patrimonio netto** (€52 miliardi) è aumentato di circa €7,5 miliardi rispetto al 31 dicembre 2021 per effetto dell'utile netto del periodo (€7,4 miliardi), delle differenze positive di cambio (circa €3,5 miliardi) che riflettono l'apprezzamento del dollaro rispetto all'euro al 30 giugno 2022 rispetto al 31 dicembre 2021,

in parte compensato dalla variazione negativa di €2,7 miliardi della riserva cash flow hedge per effetto dell'andamento delle quotazioni del gas e dal pagamento dividendi.

L'**indebitamento finanziario netto**¹ ante lease liability al 30 giugno 2022 è pari a €7,9 miliardi in riduzione di €1,1 miliardi rispetto al 31 dicembre 2021. Il **leverage**² – rapporto tra indebitamento finanziario netto ante lease liabilities e patrimonio netto – si attesta a 0,15 al 30 giugno 2022, in riduzione rispetto al 31 dicembre 2021 (0,20).

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €1.061 milioni nel semestre e di €509 milioni nel secondo trimestre 2022, con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** oneri netti di €125 milioni nel primo semestre 2022 (oneri netti di €88 milioni nel secondo trimestre) relativi principalmente a svalutazioni di asset per adeguare il valore di libro al fair value (€43 milioni e €35 milioni nel primo semestre e nel secondo trimestre, rispettivamente), svalutazioni su crediti (€27 milioni nel primo semestre 2022), accantonamenti per incentivazione all'esodo (€17 milioni nel primo semestre) e accantonamenti al fondo rischi (€7 milioni in entrambi i reporting period);
- **G&P:** oneri netti per €2.977 milioni nel primo semestre 2022 (€1.069 milioni nel secondo trimestre) 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 (onere di €2.874 milioni e di €831 milioni nel primo semestre e secondo trimestre, rispettivamente) a seguito del forte incremento dei prezzi del gas, nonché dalla differenza tra la valorizzazione delle rimanenze gas a costo medio ponderato prevista dagli IFRS e quella gestionale che tiene conto delle dinamiche di invaso e 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 (provento di €53 milioni nel primo semestre e onere di €121 milioni nel secondo trimestre). Le rettifiche positive comprendono la riclassifica del saldo positivo di €148 milioni nel semestre (€113 milioni nel secondo trimestre) relativo ai derivati attivati per la gestione del rischio connesso all'esposizione dei margini commerciali e dei debiti e crediti commerciali in valuta ai movimenti dei tassi di cambio e le relative differenze di cambio di traduzione.
- **R&M e Chimica:** oneri netti di €122 milioni nel semestre (€112 milioni nel secondo trimestre) relativi principalmente ad oneri ambientali (€124 milioni e €110 milioni nel primo semestre e secondo trimestre, rispettivamente), al write-off degli investimenti di mantenimento e asset integrity relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi (€103 milioni nel semestre e €58 milioni nel secondo trimestre). Tali oneri sono stati parzialmente compensati dalla riclassifica nell'utile operativo adjusted del saldo negativo di €41 milioni (€34 milioni nel trimestre) relativo alle differenze cambio e derivati, da un provento assicurativo (€23 milioni), dai proventi netti su disinvestimenti di €7 milioni, nonché dai proventi da derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€27 milioni nel primo semestre).
- **Plenitude & Power:** proventi netti di €2.288 milioni (€879 milioni nel secondo trimestre) rappresentati essenzialmente dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting, il cui ammontare è stato influenzato dalle quotazioni record raggiunte dal gas naturale.

Gli altri special item del primo semestre 2022 sono relativi a: (i) la plusvalenza derivante dalla quotazione di una quota della partecipata Vår Energi attraverso una IPO presso la borsa di Oslo; (ii) l'onere d'imposta relativo al contributo solidaristico straordinario a carico delle imprese del settore energetico per l'esercizio 2022 previsto dalla Legge n.51 del 20 maggio 2022 (conversione del D.L. 21/2022 c.d. "Decreto Ucraina"); (iii) l'allineamento ai valori correnti del magazzino materie prime e prodotti della raffineria ADNOC.

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

¹ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 29.

² 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 secondo trimestre e al primo semestre 2022 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 trimestre e primo semestre 2022 e ai relativi comparative period (secondo trimestre e primo semestre 2021 e primo trimestre 2022). I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 giugno 2022 e al 31 dicembre 2021. 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 secondo trimestre e primo semestre 2022 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione Finanziaria Annuale 2021 alla quale si rinvia.

La relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2022 redatta ai sensi dell'art. 154-ter del TUF soggetta a limited review sarà pubblicata nella prima settimana d'agosto.

* * *

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 secondo trimestre e primo semestre 2022 (non sottoposti a revisione contabile) è disponibile sul sito internet Eni all'indirizzo 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'accrescimento discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Utile/perdita di magazzino

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

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, dei titoli held for trading, 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)

II Trimestre 2022

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plentitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	4.779	(1.083)	1.617	1.019	(239)	(123)	5.970
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(625)			(13)	(638)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	2		110		98		210
svalutazioni (riprese di valore) nette	35		58	3	17		113
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti							
plusvalenze nette su cessione di asset			(7)				(7)
accantonamenti a fondo rischi	7				5		12
oneri per incentivazione all'esodo		3		69	(2)		70
derivati su commodity		831	3	(949)			(115)
differenze e derivati su cambi	(9)	113	(34)	(2)			68
altro	53	122	(18)		1		158
Special item dell'utile (perdita) operativo	88	1.069	112	(879)	119		509
Utile (perdita) operativo adjusted	4.867	(14)	1.104	140	(120)	(136)	5.841
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(12)	(15)	(19)	(4)	(230)		(280)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	505	1	166		(10)		662
Imposte sul reddito ^(a)	(2.132)	(30)	(319)	(41)	77	34	(2.411)
Tax rate (%)							38,7
Utile (perdita) netto adjusted	3.228	(58)	932	95	(283)	(102)	3.812
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							4
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.808
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							3.815
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(455)
Esclusione special item							448
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.808

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

Il Trimestre 2021

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	2.269	(311)	(424)	598	(131)	(6)	1.995
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(350)			(1)	(351)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	9		41		5		55
svalutazioni (riprese di valore) nette	(382)		946		5		569
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	22						22
plusvalenze nette su cessione di asset	1		(7)		1		(5)
accantonamenti a fondo rischi	32		(4)		(1)		27
oneri per incentivazione all'esodo	8		8		9		25
derivati su commodity		369	10	(490)			(111)
differenze e derivati su cambi	(5)	(27)	7				(25)
altro	(113)	(7)	(37)		1		(156)
Special item dell'utile (perdita) operativo	(428)	335	964	(490)	20		401
Utile (perdita) operativo adjusted	1.841	24	190	108	(111)	(7)	2.045
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(97)	(1)	2	(1)	(124)		(221)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	129	1	(2)	(3)	(175)		(50)
Imposte sul reddito ^(a)	(831)	(17)	(35)	(34)	76	1	(840)
Tax rate (%)							47,4
Utile (perdita) netto adjusted	1.042	7	155	70	(334)	(6)	934
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							5
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							929
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							247
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(252)
Esclusione special item							934
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							929

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

I semestre 2022

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	9.123	(2.060)	2.279	2.613	(419)	(214)	11.322
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(1.388)			37	(1.351)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	2		124		98		224
svalutazioni (riprese di valore) nette	43	3	103	3	23		175
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti							
plusvalenze nette su cessione di asset	(2)		(7)				(9)
accantonamenti a fondo rischi	7				5		12
oneri per incentivazione all'esodo	17	3	10	69	7		106
derivati su commodity		2.874	(27)	(2.357)			490
differenze e derivati su cambi	(14)	148	(41)	(3)			90
altro	72	(51)	(40)		(8)		(27)
Special item dell'utile (perdita) operativo	125	2.977	122	(2.288)	125		1.061
Utile (perdita) operativo adjusted	9.248	917	1.013	325	(294)	(177)	11.032
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(115)	(20)	(29)	(7)	(448)		(619)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	884	2	218	(2)	(60)		1.042
Imposte sul reddito ^(a)	(3.869)	(301)	(324)	(102)	178	51	(4.367)
Tax rate (%)							38,1
Utile (perdita) netto adjusted	6.148	598	878	214	(624)	(126)	7.088
di cui:							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							10
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							7.078
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							7.398
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(962)
Esclusione special item							642
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							7.078

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

I semestre 2021

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	3.665	(240)	(115)	828	(294)	13	3.857
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(832)			17	(815)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	9		65		5		79
svalutazioni (riprese di valore) nette	(376)		970		8		602
radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	22						22
plusvalenze nette su cessione di asset	(75)		(13)	(1)	1		(88)
accantonamenti a fondo rischi	32		(4)		(1)		27
oneri per incentivazione all'esodo	15		18	1	22		56
derivati su commodity		215	32	(516)			(269)
differenze e derivati su cambi	1	56	(2)	(2)			53
altro	(74)	(37)	(49)		2		(158)
Special item dell'utile (perdita) operativo	(446)	234	1.017	(518)	37		324
Utile (perdita) operativo adjusted	3.219	(6)	70	310	(257)	30	3.366
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(193)	(4)	(10)	(1)	(263)		(471)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	219	(2)	(33)	3	(212)		(25)
Imposte sul reddito ^(a)	(1.473)	(11)	(3)	(89)	(77)	(9)	(1.662)
Tax rate (%)							57,9
Utile (perdita) netto adjusted	1.772	(23)	24	223	(809)	21	1.208
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							9
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.199
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							1.103
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(581)
Esclusione special item							677
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							1.199

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

I trimestre 2022

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	4.344	(977)	662	1.594	(180)	(91)	5.352
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(763)			50	(713)
Esclusione special item:							
oneri ambientali			14				14
svalutazioni (riprese di valore) nette	8	3	45		6		62
plusvalenze nette su cessione di asset	(2)						(2)
oneri per incentivazione all'esodo	17		10		9		36
derivati su commodity		2.043	(30)	(1.408)			605
differenze e derivati su cambi	(5)	35	(7)	(1)			22
altro	19	(173)	(22)		(9)		(185)
Special item dell'utile (perdita) operativo	37	1.908	10	(1.409)	6		552
Utile (perdita) operativo adjusted	4.381	931	(91)	185	(174)	(41)	5.191
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(103)	(5)	(10)	(3)	(218)		(339)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	379	1	52	(2)	(50)		380
Imposte sul reddito ^(a)	(1.737)	(271)	(5)	(61)	101	17	(1.956)
<i>Tax rate (%)</i>							37,4
Utile (perdita) netto adjusted	2.920	656	(54)	119	(341)	(24)	3.276
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							6
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.270
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							3.583
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(507)
Esclusione special item							194
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							3.270

(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item

I Trim. 2022	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2022	2021	2022	2021
14	Oneri ambientali	210	55	224	79
62	Svalutazioni (riprese di valore) nette	113	569	175	602
	Radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti		22		22
(2)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(7)	(5)	(9)	(88)
	Accantonamenti a fondo rischi	12	27	12	27
36	Oneri per incentivazione all'esodo	70	25	106	56
605	Derivati su commodity	(115)	(111)	490	(269)
22	Differenze e derivati su cambi	68	(25)	90	53
(185)	Altro	158	(156)	(27)	(158)
552	Special item dell'utile (perdita) operativo	509	401	1.061	324
(16)	Oneri (proventi) finanziari	(75)	79	(91)	2
	di cui:				
(22)	- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo	(68)	25	(90)	(53)
(475)	Oneri (proventi) su partecipazioni	8	449	(467)	402
	di cui:				
	- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni		449		402
	- plusvalenza cessione Vår Energi	(100)		(432)	
133	Imposte sul reddito	6	5	139	(51)
194	Totale special item dell'utile (perdita) netto	448	934	642	677

Riconciliazione GAAP vs Non-GAAP del conto economico

Risultati reported	II Trimestre				Risultati adjusted	2022	Risultati reported	I Sem.				Risultati adjusted
	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari					Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari		
5.970	(638)	441	68	5.841	Utile operativo	11.322	(1.351)	971	90	11.032		
(205)		(7)	(68)	(280)	Proventi/oneri finanziari	(528)		(1)	(90)	(619)		
654		8		662	Proventi/oneri da partecipazioni	1.509		(467)		1.042		
46		174		220	. Vår Energi	294		161		455		
229		(78)		151	. Adnoc R&T (*)	339		(143)		196		
(2.600)	183	6		(2.411)	Imposte sul reddito	(4.895)	389	139		(4.367)		
3.819	(455)	448		3.812	Utile netto	7.408	(962)	642		7.088		
4				4	- Interessenze di terzi	10				10		
3.815				3.808	Utile netto di competenza azionisti Eni	7.398				7.078		

(*) La componente special item di Adnoc R&T si riferisce all'eliminazione dell'utile/perdita da magazzino.

2021						I Sem.				
Risultati reported	II Trimestre			Risultati adjusted		Risultati reported	I Sem.			Risultati adjusted
	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari				Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	
1.995	(351)	426	(25)	2.045	Utile operativo	3.857	(815)	271	53	3.366
(300)		54	25	(221)	Proventi/oneri finanziari	(473)		55	(53)	(471)
(499)		449		(50)	Proventi/oneri da partecipazioni	(427)		402		(25)
(321)		402		81	. <i>Vår Energi</i>	(254)		397		143
8		(22)		(14)	. <i>Adnoc R&T (*)</i>	20		(69)		(49)
(944)	99	5		(840)	Imposte sul reddito	(1.845)	234	(51)		(1.662)
252	(252)	934		934	Utile netto	1.112	(581)	677		1.208
5				5	- Interessenze di terzi	9				9
247				929	Utile netto di competenza azionisti Eni	1.103				1.199

(*) La componente special item di Adnoc R&T si riferisce all'eliminazione dell'utile/perdita da magazzino.

I trimestre 2022					
	Risultati reported	Profit on stock	Special items	Riclassifica oneri finanziari	Risultati adjusted
Utile operativo	5.352	(713)	530	22	5.191
Proventi/oneri finanziari	(323)		6	(22)	(339)
Proventi/oneri da partecipazioni	855		(475)		380
. <i>Vår Energi</i>	248		(13)		235
. <i>Adnoc R&T (*)</i>	110		(65)		45
Imposte sul reddito	(2.295)	206	133		(1.956)
Utile netto	3.589	(507)	194		3.276
- Interessenze di terzi	6				6
Utile netto di competenza azionisti Eni	3.583				3.270

(*) La componente special item di Adnoc R&T si riferisce all'eliminazione dell'utile/perdita da magazzino.

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

I Trim. 2022	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2022	2021	var %	2022	2021	var %
7.772	Exploration & Production	8.424	4.690	80	16.196	8.921	82
13.410	Global Gas & LNG Portfolio	9.427	3.028	211	22.837	5.943	..
13.052	Refining & Marketing e Chimica	16.633	9.697	72	29.685	17.584	69
6.219	Plenitude & Power	3.748	2.012	86	9.967	4.742	..
394	Corporate e altre attività	466	426	9	860	812	6
(8.718)	Elisioni di consolidamento	(7.142)	(3.559)		(15.860)	(7.214)	
32.129		31.556	16.294	94	63.685	30.788	..

Costi operativi

I Trim. 2022	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2022	2021	var %	2022	2021	var %
23.479	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	23.403	11.857	97	46.882	22.117	112
177	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	(12)	(67)	82	165	67	146
793	Costo lavoro	755	702	8	1.548	1.493	4
36	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	70	25		106	56	
24.449		24.146	12.492	93	48.595	23.677	..

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

I Trim. 2022	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2022	2021	var %	2022	2021	var %
1.557	Exploration & Production	1.254	1.361	(8)	2.811	2.803	0
55	Global Gas & LNG Portfolio	49	39	26	104	74	41
121	Refining & Marketing e Chimica	129	128	1	250	266	(6)
86	Plenitude & Power	87	64	36	173	122	42
34	Corporate e altre attività	34	38	(11)	68	73	(7)
(8)	Effetto eliminazione utili interni	(8)	(8)		(16)	(16)	
1.845	Ammortamenti	1.545	1.622		3.390	3.322	2
62	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	113	569	(80)	175	602	(71)
1.907	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	1.658	2.191	(24)	3.565	3.924	(9)
25	Radiazioni	22	24	(8)	47	29	..
1.932		1.680	2.215	(24)	3.612	3.953	(9)

Proventi (oneri) su partecipazioni

I semestre 2022	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	578	2	337	(2)	(65)	850
Dividendi	127		24			151
Plusvalenze (minusvalenze) nette da cessione di partecipazioni	432				2	434
Altri proventi (oneri) netti	(12)		88		(2)	74
	1.125	2	449	(2)	(65)	1.509

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.

31 Mar. 2022	Var. ass.		30 Giu. 2022	31 Dic. 2021	Var. ass.
		(€ milioni)			
29.908	(2.191)	Debiti finanziari e obbligazionari	27.717	27.794	(77)
6.777	(1.076)	- Debiti finanziari a breve termine	5.701	4.080	1.621
23.131	(1.115)	- Debiti finanziari a lungo termine	22.016	23.714	(1.698)
(13.464)	2.564	Disponibilità liquide ed equivalenti	(10.900)	(8.254)	(2.646)
(6.287)	(17)	Titoli held for trading	(6.304)	(6.301)	(3)
(1.534)	(1.107)	Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(2.641)	(4.252)	1.611
8.623	(751)	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	7.872	8.987	(1.115)
5.370	(465)	Passività per beni in leasing	4.905	5.337	(432)
3.696	721	- di cui working interest Eni	4.417	3.653	764
1.674	(1.186)	- di cui working interest follower	488	1.684	(1.196)
13.993	(1.216)	Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	12.777	14.324	(1.547)
47.466	4.546	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	52.012	44.519	7.493
0,18	(0,03)	Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,15	0,20	(0,05)
0,29	(0,04)	Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,25	0,32	(0,07)

Leverage pro-forma

	Misura di bilancio	Quota di lease liabilities di competenza di joint operator	Misura pro-forma
(€ milioni)			
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	12.777	488	12.289
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	52.012		52.012
Leverage pro-forma	0,25		0,24

Il leverage pro-forma è determinato al netto della quota delle passività per beni in leasing attribuibile ai follower, oggetto di recupero attraverso il meccanismo delle cash call.

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	30 Giu. 2022	31 Dic. 2021
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	10.900	8.254
Attività finanziarie destinate al trading	6.304	6.301
Altre attività finanziarie	2.689	4.308
Crediti commerciali e altri crediti	19.104	18.850
Rimanenze	8.820	6.072
Attività per imposte sul reddito	193	195
Altre attività	25.627	13.634
	73.637	57.614
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	54.871	56.299
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.401	4.821
Attività immateriali	4.851	4.799
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.307	1.053
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	6.091	5.887
Altre partecipazioni	1.209	1.294
Altre attività finanziarie	2.081	1.885
Attività per imposte anticipate	3.545	2.713
Attività per imposte sul reddito	112	108
Altre attività	1.449	1.029
	79.917	79.888
Attività destinate alla vendita	9.823	263
TOTALE ATTIVITÀ	163.377	137.765
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	5.250	2.299
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	451	1.781
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	835	948
Debiti commerciali e altri debiti	21.193	21.720
Passività per imposte sul reddito	1.179	648
Altre passività	30.649	15.756
	59.557	43.152
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	22.016	23.714
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.070	4.389
Fondi per rischi e oneri	11.959	13.593
Fondi per benefici ai dipendenti	803	819
Passività per imposte differite	5.651	4.835
Passività per imposte sul reddito	372	374
Altre passività	2.552	2.246
	47.423	49.970
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	4.385	124
TOTALE PASSIVITÀ	111.365	93.246
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	26.818	22.750
Riserve per differenze cambio da conversione	10.051	6.530
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	4.415	6.289
Azioni proprie	(770)	(958)
Utile (perdita) netto	7.398	5.821
Totale patrimonio netto di Eni	51.917	44.437
Interessenze di terzi	95	82
TOTALE PATRIMONIO NETTO	52.012	44.519
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	163.377	137.765

CONTO ECONOMICO

I Trim. 2022	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2022	2021	2022	2021
32.129	Ricavi della gestione caratteristica	31.556	16.294	63.685	30.788
365	Altri ricavi e proventi	253	346	618	651
32.494	Totale ricavi	31.809	16.640	64.303	31.439
(23.479)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(23.403)	(11.857)	(46.882)	(22.117)
(177)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	12	67	(165)	(67)
(793)	Costo lavoro	(755)	(702)	(1.548)	(1.493)
(761)	Altri proventi (oneri) operativi	(13)	62	(774)	48
(1.845)	Ammortamenti	(1.545)	(1.622)	(3.390)	(3.322)
(62)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing	(113)	(569)	(175)	(602)
(25)	Radiazioni	(22)	(24)	(47)	(29)
5.352	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	5.970	1.995	11.322	3.857
1.251	Proventi finanziari	2.205	592	3.456	1.831
(1.517)	Oneri finanziari	(2.288)	(956)	(3.805)	(2.105)
(42)	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	(49)	11	(91)	19
(15)	Strumenti finanziari derivati	(73)	53	(88)	(218)
(323)	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(205)	(300)	(528)	(473)
400	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	450	(519)	850	(477)
455	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	204	20	659	50
855	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	654	(499)	1.509	(427)
5.884	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	6.419	1.196	12.303	2.957
(2.295)	Imposte sul reddito	(2.600)	(944)	(4.895)	(1.845)
3.589	Utile (perdita) netto	3.819	252	7.408	1.112
	di competenza:				
3.583	- azionisti Eni	3.815	247	7.398	1.103
6	- interessenze di terzi	4	5	10	9
	Utile (perdita) per azione (€ per azione)				
1,00	- semplice	1,08	0,06	2,08	0,30
1,00	- diluito	1,07	0,06	2,07	0,30
	Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)				
3.539,8	- semplice	3.536,9	3.572,5	3.538,3	3.572,5
3.547,4	- diluito	3.544,5	3.577,9	3.544,1	3.577,9

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA COMPLESSIVO)

(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
	2022	2021	2022	2021
Utile (perdita) netto del periodo	3.819	252	7.408	1.112
Componenti non riclassificabili a conto economico	106	25	98	18
<i>Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti</i>	71		71	
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	7	2	1	2
<i>Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI</i>	43	23	41	16
<i>Effetto fiscale</i>	(15)		(15)	
Componenti riclassificabili a conto economico	2.240	(786)	1.611	850
<i>Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro</i>	2.651	(494)	3.522	1.037
<i>Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge</i>	(641)	(393)	(2.735)	(221)
<i>Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto</i>	45	(12)	36	(30)
<i>Effetto fiscale</i>	185	113	788	64
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	2.346	(761)	1.709	868
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	6.165	(509)	9.117	1.980
di competenza:				
- azionisti Eni	6.160	(514)	9.106	1.971
- interessenze di terzi	5	5	11	9

PROPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2021	37.493
Totale utile (perdita) complessivo	1.980
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(857)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(5)
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	2.000
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(10)
Costi emissione obbligazioni subordinate perpetue	(15)
Altre variazioni	(6)
Totale variazioni	3.087
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2021	40.580
di competenza:	
- azionisti Eni	40.496
- interessenze di terzi	84
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2022	44.519
Totale utile (perdita) complessivo	9.117
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.522)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(13)
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(87)
Acquisto di azioni proprie	(212)
Altre variazioni	210
Totale variazioni	7.493
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2022	52.012
di competenza:	
- azionisti Eni	51.917
- interessenze di terzi	95

RENDICONTO FINANZIARIO

I Trim. 2022	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2022	2021	2022	2021
3.589	Utile (perdita) netto	3.819	252	7.408	1.112
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
1.845	Ammortamenti	1.545	1.622	3.390	3.322
62	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	113	569	175	602
25	Radiazioni	22	24	47	29
(400)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(450)	519	(850)	477
(334)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(110)	(6)	(444)	(88)
(44)	Dividendi	(107)	(39)	(151)	(66)
(8)	Interessi attivi	(41)	(17)	(49)	(38)
211	Interessi passivi	279	200	490	394
2.295	Imposte sul reddito	2.600	944	4.895	1.845
6	Altre variazioni	(58)	87	(52)	(176)
(2.605)	Flusso di cassa del capitale di esercizio	(1.235)	(606)	(3.840)	(1.797)
(981)	- rimanenze	(2.092)	(286)	(3.073)	(890)
(4.701)	- crediti commerciali	4.554	(228)	(147)	(1.916)
2.738	- debiti commerciali	(3.383)	503	(645)	1.016
(9)	- fondi per rischi e oneri	117	(165)	108	(242)
348	- altre attività e passività	(431)	(430)	(83)	235
16	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	39	(11)	55	19
58	Dividendi incassati	247	204	305	354
6	Interessi incassati	7	3	13	15
(231)	Interessi pagati	(216)	(189)	(447)	(409)
(1.393)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(2.271)	(839)	(3.664)	(1.502)
3.098	Flusso di cassa netto da attività operativa	4.183	2.717	7.281	4.093
(2.770)	Flusso di cassa degli investimenti	(1.539)	(1.552)	(4.309)	(3.254)
(1.301)	- attività materiali	(1.771)	(1.183)	(3.072)	(2.276)
	- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing		(2)		(2)
(63)	- attività immateriali	(58)	(65)	(121)	(111)
(167)	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(3)	(331)	(170)	(331)
(1.027)	- partecipazioni	(70)	(20)	(1.097)	(540)
(104)	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(42)	(42)	(146)	(69)
(108)	- variazione debiti relativi all'attività di investimento	405	91	297	75
625	Flusso di cassa dei disinvestimenti	384	89	1.009	306
3	- attività materiali	4	88	7	176
	- attività immateriali	12	1	12	1
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	4	(5)	4	76
	- imposte pagate sulle dismissioni		(35)		(35)
571	- partecipazioni	310	19	881	19
51	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	29	21	80	79
	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento	25		25	(10)
2.715	Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.045)	(634)	1.670	(1.185)
570	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(2.200)	(2.097)	(1.630)	(4.133)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

I Trim. 2022	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2022	2021	2022	2021
128	Assunzione di debiti finanziari non correnti	1	1.112	129	1.333
(877)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(2.817)	(1.464)	(3.694)	(1.912)
(290)	Rimborso di passività per beni in leasing	(266)	(226)	(556)	(445)
2.639	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	220	87	2.859	218
(30)	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(1.490)	(839)	(1.520)	(839)
	Dividendi pagati ad altri azionisti	(13)	(5)	(13)	(5)
	Rimborsi di capitale ad azionisti terzi	20		20	
(2)	Acquisto di quote di partecipazioni in società consolidate	(3)		(5)	
	Acquisto di azioni proprie	(195)		(195)	
	Emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue		1.985		1.985
(39)	Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue	(48)		(87)	(10)
1.529	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(4.591)	650	(3.062)	325
9	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	70	(14)	79	22
5.206	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	(2.538)	1.256	2.668	307
8.265	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	13.471	8.464	8.265	9.413
13.471	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo	10.933	9.720	10.933	9.720

Investimenti tecnici

I Trim.	2022	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
			2022	2021	var %	2022	2021	var %
1.080	Exploration & Production ^(a)		1.489	950	57	2.569	1.806	42
76	di cui: - acquisto di riserve proved e unproved		77		..	153	13	..
116	- ricerca esplorativa		169	126	34	285	160	78
870	- sviluppo di idrocarburi		1.192	793	50	2.062	1.594	29
3	Global Gas & LNG Portfolio		6	15		9	15	..
92	Refining & Marketing e Chimica		139	206	(33)	231	333	(31)
68	- Refining & Marketing		103	137	(25)	171	232	(26)
24	- Chimica		36	69	(48)	60	101	(41)
141	Plenitude & Power		181	76	..	322	160	..
116	- Plenitude		142	69	..	258	135	91
25	- Power		39	7	..	64	25	..
59	Corporate e altre attività		22	20	10	81	94	(14)
(2)	Elisioni di consolidamento		1	(1)		(1)	(3)	
1.373	Investimenti tecnici ^(a)		1.838	1.266	45	3.211	2.405	34

(a) Include operazioni di reverse factoring.

Nel primo semestre 2022 gli investimenti di €3.211 milioni (€2.405 milioni nel primo semestre 2021) evidenziano un aumento del 34% e hanno riguardato principalmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€2.062 milioni) in particolare in Egitto, Stati Uniti, Angola, Messico, Emirati Arabi Uniti, Kazakhstan, Congo, Costa d'Avorio, Iraq, Italia ed Algeria;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€139 milioni) finalizzati essenzialmente ad attività di asset integrity e stay-in-business, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing (€32 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 (€258 milioni) relativa principalmente a iniziative di marketing, acquisizione di nuovi clienti e attività di sviluppo nel business delle rinnovabili.

		I Sem.	
		2022	2021
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,38	0,39
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	19,9	19,5
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata (upstream)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	20,8	20,2
Emissioni dirette di metano (Scope 1)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	28,0	26,9
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine	(miliardi di Sm ³)	0,5	0,6
Volumi totali oil spill (>1 barile)	(migliaia di barili)	2,74	3,05
Acqua di formazione reiniettata (upstream)	(%)	58	59

I KPI fanno riferimento a dati 100% degli asset operati.

- **TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)** della forza lavoro pari a 0,38, in riduzione rispetto al primo semestre 2021 grazie al miglioramento delle performance registrate tra i dipendenti.
- **Emissioni dirette di GHG (Scope 1)** da asset operati: pari a 19,9 milioni di tonnellate di CO₂eq, in lieve aumento rispetto al primo semestre 2021, a seguito dell'incremento delle attività, in particolare nei business Power e GGP.
- **Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata (upstream)**: pari a 20,8 tonnellate di CO₂eq/migliaia di boe, in peggioramento rispetto al periodo di confronto, in relazione a mutate condizioni operative e un lieve calo delle produzioni.
- **Emissioni dirette di metano (Scope 1)**: pari a 28 migliaia di tonnellate di CH₄. Il lieve incremento è in linea con il trend delle emissioni dirette di GHG (Scope 1).
- **Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine** pari a 0,5 miliardi di Sm³, in calo rispetto al primo semestre 2021.
- **Volumi totali di oil spill**: in riduzione di oltre il 10% rispetto al primo semestre 2021. Il miglioramento nelle attività operative upstream è stato in parte compensato dall'incremento dei volumi da sabotaggio in Nigeria, dove prosegue il programma di installazione della tecnologia proprietaria e-vpms (Eni Vibroacoustic Pipeline Monitoring System) per la rilevazione delle variazioni vibro-acustiche nelle pipeline e nel fluido trasportato dalle stesse.
- **Acqua di formazione reiniettata (upstream)**: in riduzione rispetto al primo semestre 2021 a seguito della razionalizzazione di asset produttivi non strategici.

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2022			II Trim.		I Sem.	
			2022	2021	2022	2021
1.654	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}	(mgl di boe/giorno)	1.578	1.597	1.616	1.650
84	Italia		82	65	83	82
213	Resto d'Europa		179	172	196	205
238	Africa Settentrionale		269	247	254	260
355	Egitto		351	371	353	363
283	Africa Sub-Sahariana		282	293	282	301
163	Kazakhstan		108	147	135	150
181	Resto dell'Asia		173	169	177	158
124	America		124	116	124	114
13	Australia e Oceania		10	17	12	17
135	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	134	137	270	277

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2022			II Trim.		I Sem.	
			2022	2021	2022	2021
780	Produzione di petrolio e condensati	(mgl di barili/giorno)	740	779	760	797
37	Italia		36	23	37	34
127	Resto d'Europa		99	114	113	128
112	Africa Settentrionale		126	125	119	128
79	Egitto		80	96	79	82
176	Africa Sub-Sahariana		187	188	181	190
112	Kazakhstan		75	100	94	101
78	Resto dell'Asia		75	75	76	76
59	America		62	58	61	58
	Australia e Oceania					

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2022			II Trim.		I Sem.	
			2022	2021	2022	2021
131	Produzione di gas naturale	(mln di metri cubi/giorno)	126	123	129	128
7	Italia		7	6	7	7
13	Resto d'Europa		12	9	13	12
19	Africa Settentrionale		21	19	20	20
41	Egitto		41	41	41	42
16	Africa Sub-Sahariana		14	16	15	17
8	Kazakhstan		5	7	6	7
15	Resto dell'Asia		15	14	15	12
10	America		9	9	10	8
2	Australia e Oceania		2	2	2	3

(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 (117 e 108 mila boe/giorno nel secondo trimestre 2022 e 2021, rispettivamente, 116 e 111 mila boe/giorno nel primo semestre 2022 e 2021, rispettivamente e 115 mila boe/giorno nel primo trimestre 2022).