



Roma
30 luglio 2021

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

Eni: risultati del secondo trimestre e del semestre 2021

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

I Trim. 2021			II Trim.			I Sem.		
			2021	2020	var %	2021	2020	var %
60,90	Brent dated	\$/barile	68,83	29,20	136	64,86	39,73	63
1,205	Cambio medio EUR/USD		1,206	1,101	9	1,205	1,102	9
198	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/mgl mc	264	74	256	231	97	138
3	Spread PSV vs. TTF		1	18	(94)	2	17	(90)
(0,6)	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	(0,4)	2,3	..	(0,5)	2,9	..
1.704	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.597	1.729	(8)	1.650	1.760	(6)
1.321	Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)	€ milioni	2.045	(434)	..	3.366	873	286
1.378	E&P		1.841	(807)	..	3.219	230	..
(30)	Global Gas & LNG Portfolio (GGP)		24	130	(82)	(6)	363	(102)
(120)	R&M e Chimica		190	73	160	70	89	(21)
202	Eni gas e luce, Power & Renewables		108	85	27	310	276	12
270	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		929	(714)	..	1.199	(655)	..
0,08	per azione - diluito (€)		0,24	(0,20)		0,32	(0,18)	
856	Utile (perdita) netto ^(b)		247	(4.406)		1.103	(7.335)	
0,24	per azione - diluito (€)		0,06	(1,23)		0,30	(2,05)	
1.960	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo ^(a)		2.797	1.148	144	4.757	3.370	41
1.376	Flusso di cassa netto da attività operativa		2.717	1.403	94	4.093	2.378	72
1.387	Investimenti (tecnici e in partecipazioni) netti ^(c)		1.519	957	59	2.906	2.862	2
12.239	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		10.040	14.329	(30)	10.040	14.329	(30)
17.507	Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		15.323	19.971	(23)	15.323	19.971	(23)
39.957	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		40.580	38.839	4	40.580	38.839	4
0,31	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,25	0,37		0,25	0,37	
0,44	Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,38	0,51		0,38	0,51	

(a) Per la definizione dei risultati adjusted vedi nota sulle Non-GAAP measure a pag. 18.

(b) Di competenza degli azionisti Eni.

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

Il Consiglio di Amministrazione di Eni, riunitosi ieri sotto la presidenza di Lucia Calvosa, ha approvato i risultati consolidati del secondo trimestre e del primo semestre 2021 (non sottoposti a revisione contabile). Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"Nel secondo trimestre del 2021, Eni ha conseguito risultati eccellenti superando il consensus di mercato di tutti i business e confermando il progressivo trend di recupero già in atto da tre trimestri. In un contesto economico più favorevole e uno scenario energetico con fondamentali migliorati, il Gruppo ha registrato €2 miliardi di EBIT e €0,93 miliardi di utile netto, con un incremento di +€1,6 miliardi rispetto al secondo trimestre 2020.

Il risultato è stato trainato dalla robusta performance di E&P che ha conseguito un EBIT di €1,84 miliardi, in aumento di +€2,6 miliardi rispetto allo scorso anno. Solido l'andamento di Eni gas e luce & Rinnovabili con un EBIT di €70 milioni, in crescita di circa €50 milioni rispetto al secondo trimestre 2020 grazie alla espansione della base clienti e dei nuovi servizi a valore aggiunto. Nelle rinnovabili abbiamo ampiamente superato il nostro target al 2021 raggiungendo i 2 GW di potenza installata e in costruzione. La Chimica ha conseguito i migliori risultati di sempre, con un EBIT di circa €200 milioni in crescita di +€270 milioni.

La performance del business e la selettività negli investimenti ci hanno consentito di generare nel primo semestre 2021 un rilevante free cash flow di €1,82 miliardi dopo il finanziamento degli investimenti organici.

I risultati finora conseguiti, i progressi nell'implementazione della nostra strategia e le previsioni sulla gestione ci consentono, allo scenario di riferimento Brent di 65 \$/bbl, di riportare il dividendo 2021 al livello pre-COVID di €0,86 per azione, ed avviare un programma di buy-back da €400 milioni per i prossimi sei mesi. Come annunciato al mercato, il 50% del dividendo sarà distribuito a settembre."

Highlight

REMUNERAZIONE DEGLI AZIONISTI

- Il Consiglio di Amministrazione ("CdA") Eni, avendo valutato il miglioramento dei fondamentali dello scenario energetico e le prospettive di evoluzione del mercato, ha deliberato uno scenario di riferimento Brent di 65 \$/bbl che in funzione della politica di remunerazione degli azionisti, approvata il 18 febbraio u.s., ha determinato:
 - un **dividendo annuale** nell'esercizio fiscale 2021 di €0,86/sh¹ che cresce di oltre il 100% rispetto al 2020 ritornando a livelli pre-COVID;
 - l'avvio di un **programma di buy-back da €400 milioni**².
- In forza della delega conferita dall'Assemblea degli azionisti del 12 maggio u.s., il CdA ha deliberato la distribuzione del 50% del dividendo previsionale a titolo di acconto dividendo 2021, pari a €0,43/sh, con pagamento a settembre³, mediante utilizzo delle riserve disponibili di Eni SpA.

RISULTATI SECONDO TRIMESTRE 2021

- Il secondo trimestre 2021 vede un rafforzamento di tutte le commodities: il Brent è cresciuto da 61 \$/bbl nel primo trimestre a 69 \$/bbl; i prezzi del gas in Europa sono saliti di circa il 30-35% (rispettivamente per il riferimento spot italiano PSV e quello continentale "TTF"); per il settore della chimica lo spread polietilene-etilene ha raggiunto quasi 800 \$/ton (da 550 \$/ton) massimo valore dal 2015.

D'altra parte, lo scenario di raffinazione nell'area Europa/Mediterraneo rimane depresso con valori del benchmark SERM ai minimi storici (-0,4 \$/bbl in media nel secondo trimestre) per il perdurare degli effetti della pandemia, il forte incremento del costo del greggio (prolungamento tagli OPEC+) e la contestuale debolezza della domanda dei prodotti, in particolare distillati medi.

Inoltre, per quanto riguarda il mercato del gas, il differenziale tra il prezzo spot Italia "PSV" e i prezzi spot agli hub nord europei (TTF) si riduce a 1 €/mgl mc nel secondo trimestre da 3 €/mgl mc nel primo trimestre 2021 e 18 €/mgl mc nel secondo trimestre 2020.

- **EBIT adjusted di Gruppo in forte recupero:** €2 miliardi nel secondo trimestre rispetto alla perdita di €0,4 miliardi dello stesso periodo 2020 (€3,4 miliardi nel primo semestre con un incremento di €2,5 miliardi). Il risultato di Gruppo rispetto al 2020 è stato trainato da:
 - **robusta performance della E&P** che registra un EBIT di €1,84 miliardi in aumento di €2,6 miliardi grazie alla ripresa dello scenario energetico e ai minori costi, nonostante 132 mila boe/giorno di minore produzione impattata principalmente dalle manutenzioni. Il risultato ha inoltre beneficiato di negoziazioni contrattuali con effetto retroattivo;
 - **miglior risultato storico della Chimica** che registra un EBIT di €202 milioni, in aumento di €268 milioni, per effetto della ripresa economica, del miglioramento dei margini dei prodotti e, in tale contesto, della performance di produzione che ha consentito di cogliere il rimbalzo della domanda, nonché del contributo della chimica verde;
 - **solidi risultati del business Eni gas e luce & Renewables** con EBIT di €71 milioni, in aumento di €48 milioni, per efficacia dell'azione commerciale, crescita base clienti e migliori margini.

Inoltre, nonostante il confronto sfavorevole con il 2020, si registra un miglioramento rispetto al primo trimestre 2021 di:

- **GGP** che con un EBIT di €24 milioni, -€106 milioni rispetto al secondo trimestre 2020, evidenzia

¹ In linea con la dividend policy annunciata al mercato il 19 febbraio u.s. in occasione della strategy presentation (v. pag.31) di cui al seguente URL <https://eni.com/assets/documents/eng/investor/presentations/2021/strategy-4q-2020/strategy-2021-2024.pdf>.

² Le modalità di attuazione del programma di acquisto delle azioni proprie sono illustrate in questo comunicato nella sezione "Altre Informazioni – Avvio del programma di buy-back".

³ Data stacco cedola 20 settembre 2021 (record date 21 settembre), messa in pagamento 22 settembre 2021. La delibera di distribuzione delle riserve disponibili di Eni SpA a titolo di acconto dividendo 2021 è stata assunta dal Consiglio di Amministrazione in luogo della delibera ai sensi dell'art. 2433 – bis c.c., programmata nel calendario finanziario di Eni il 16 settembre 2021, con conseguente modifica del calendario stesso che sarà oggetto di specifica successiva comunicazione al mercato.

un recupero di +€54 milioni rispetto al primo trimestre; la contrazione degli spread del gas (PSV vs. TTF) è stata più che compensata dal buon risultato del business GNL e da alcuni effetti positivi a tantum connessi a rinegoziazioni;

- **R&M** che con un EBIT di -€12 milioni, -€151 milioni rispetto al secondo trimestre 2020, raggiunge il sostanziale breakeven con un miglioramento di €147 milioni vs. il primo trimestre per il parziale recupero dei volumi commercializzati grazie alla riapertura dell'economia. L'incidenza dell'olio di palma nella produzione di bio-diesel è stata ridotta di 10 punti percentuali sfruttando la flessibilità sui feedstock generata dall'avvio dell'impianto Biomass Treatment Unit di Gela.
- **Utile netto adjusted ai livelli pre-COVID:** €0,93 miliardi nel trimestre e €1,20 miliardi nel semestre in netto miglioramento rispetto alla perdita del 2020, con una variazione rispettivamente di +€1,6 e +€1,9 miliardi, per effetto della migliore performance operativa e della normalizzazione del tax rate (58% nel semestre) dovuta al miglioramento dello scenario upstream e alle migliori previsioni reddituali delle attività green in Italia.
- **Flusso di cassa operativo (ante capitale circolante al costo di rimpiazzo) robusto:** €2,80 miliardi nel secondo trimestre a fronte di capex netti pari a €1,52 miliardi. Nel primo semestre realizzato un flusso di cassa di €4,76 miliardi che ha finanziato capex netti di €2,91, invariati vs. il periodo di confronto, con un free cash flow ante circolante di €1,82 miliardi.
- **Portafoglio:** esborsi netti di circa €0,87 miliardi, che includono il debito acquisito, interamente dedicati all'accelerazione della crescita del portafoglio rinnovabili.
- **Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16 in forte riduzione:** €10 miliardi, -€1,5 miliardi vs. 31 dicembre 2020. Leverage in riduzione a 0,25 vs. 0,31 a fine 2020. A maggio è stato pubblicato da Eni il primo Sustainability-Linked Financing Framework del settore O&G ed a giugno è stata lanciata la prima obbligazione sostenibile di €1 miliardo a fronte di una richiesta pari a 6 volte l'offerta iniziale.

Outlook 2021

- Previsto un cash flow operativo ante working capital superiore a €10 miliardi assumendo 65 \$/bbl di Brent e un margine di raffinazione SERM leggermente negativo.
- Produzione di idrocarburi 2021 confermata a circa 1,7 milioni di boe/giorno. Produzione nel terzo trimestre attesa a 1,68 milioni di boe/giorno.
- Capacità rinnovabile installata e in costruzione in forte crescita con target a fine anno pari a 2 GW, in significativo aumento rispetto alla precedente previsione di circa 1 GW. Grazie anche alle recenti acquisizioni, si stima che la capacità installata passi dal target iniziale di 0,7 GW a 1,2 GW a fine 2021.
- Tutte le altre previsioni sull'anno rimangono confermate e sono di seguito ricapitolate:
 - spending organico per investimenti di circa €6 miliardi, di cui circa €4,5 miliardi nell'E&P;
 - target esplorativo annuale di circa 500 milioni di barili di scoperte;
 - GGP: utile operativo adjusted quasi a breakeven, nonostante il peggioramento dello scenario; free cash flow 2021 atteso a circa €200 milioni;
 - Eni gas e luce & Renewables: utile operativo adjusted a €350 milioni, cash flow operativo di circa €400 milioni;
 - Downstream: utile operativo pro-forma a circa €400 milioni. La maggior parte del risultato è portato dalla Chimica la cui performance è prevista compensare i risultati della R&M con margini di raffinazione debolmente negativi;
 - Leverage 2021 atteso minore di 0,3, assumendo un Brent di 65 \$/bbl e un margine di raffinazione SERM leggermente negativo.

Business overview

Exploration & Production

- **Produzione d'idrocarburi del secondo trimestre:** 1,6 milioni di boe/giorno, in flessione del 5% rispetto al periodo di confronto a parità di prezzo (1,65 milioni nel semestre; -6%).

Variazione dovuta a maggiore attività di manutenzione in Norvegia, Italia e UK, che nel trimestre di confronto fu differita, nonché per minore attività in Nigeria e per il declino dei campi maturi.

Forte crescita in Egitto trainata da **Zohr** e in Indonesia con lo start-up di **Merakes**.

Contributo da avvii/ramp-up, afferenti al primo semestre, pari a 50 mila boe/giorno tra i quali Merakes in Indonesia con first gas ad aprile, Berkine in Algeria, Agogo in Angola e il progetto gas Mahani nell'Emirato di Sharjah (EAU).

- **Nel primo semestre scoperte risorse esplorative di 320 milioni di boe**, oltre il 60% del target annuale, con ridotto time-to-market grazie alla strategia focalizzata su aree prossime alle infrastrutture ("infrastructure-led exploration").

Nel secondo trimestre le principali scoperte sono state:

- scoperta a olio e gas nella licenza di produzione PL027 operata da Vår Energi nel Mare del Nord Meridionale norvegese tramite pozzo esplorativo "dual branch" nei prospetti **Prince e King** prossimi al campo di Balder e della piattaforma di Ringhorne;
 - scoperta a olio di **Garantiana West** nella licenza PL554 nel Mare del Nord (partecipata da Vår Energi) adiacente alla scoperta di Garantiana con cui potrà essere sviluppata e prossima al campo di Snorre;
 - perforato e testato con successo il pozzo di delineazione della scoperta **Maha-2**, nel Blocco West Ganai nell'Offshore del Kalimantan, in Indonesia, prossima all'Unità di Produzione Galleggiante (FPU) di Jangkrik;
 - scoperta a olio nel prospetto esplorativo **Eban**, nel Blocco CTP 4 nell'Offshore del Ghana, in prossimità dell'hub produttivo di Sankofa dove è situata l'unità galleggiante di produzione e stoccaggio (FPSO) che opera il giacimento OCTP.
- Nel semestre il **portafoglio esplorativo** è stato rinnovato con circa 13.000 chilometri quadrati di nuovi permessi in EAU, Vietnam, UK e Norvegia.
 - **Egitto:** firmato l'accordo con l'Egyptian General Petroleum Corporation (EGPC) e Lukoil per l'unione e l'estensione al 2036, con un'opzione fino al 2041, delle concessioni delle aree contrattuali Meleiha e Meleiha Deep, nel Deserto Occidentale.
 - **Razionalizzazione del portafoglio:**
 - **Angola:** firmato con bp un memorandum d'intesa per valutare la combinazione dei rispettivi portafogli upstream nel Paese, realizzando una joint venture secondo il modello Vår Energi.
 - **Iniziative di decarbonizzazione:**
 - Nell'ambito del progetto HyNet North West per la realizzazione di un hub per la cattura/stoccaggio della CO₂ nel Regno Unito, firmato un accordo quadro con il partner Progressive Energy Limited per accelerare il progetto, che vedrà Eni sviluppare e gestire il trasporto e lo stoccaggio di CO₂ presso i giacimenti semiesauriti della baia di Liverpool.
 - Protocollo d'Intesa nel Regno Unito con Uniper per la valutazione di iniziative di decarbonizzazione nel Galles con possibile valorizzazione come hub di stoccaggio della CO₂ dei giacimenti depletati Eni nella Baia di Liverpool.
 - Nell'ambito della strategia di zero emissioni nette della E&P al 2030 (scope 1/2), Vårgrønn affiliata di Vår Energi, ha firmato un accordo di collaborazione con Equinor per il possibile sviluppo di impianti eolici offshore nell'area di Utsira Nord.

- Nel quadro della strategia di transizione energetica in Egitto, firmato un accordo con le società di Stato dell'energia e del gas per valutazioni della fattibilità economica della produzione di idrogeno verde e di idrogeno blu in sinergia con lo stoccaggio di CO₂ in giacimenti esausti di gas naturale.
- Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata (upstream) pari a 20,2 tonnellate di CO₂ eq./migliaia di boe, in miglioramento rispetto al primo semestre 2020 principalmente in relazione alla ripresa delle attività.

Refining & Marketing e Chimica

- Nel secondo trimestre 2021 è stata ridotta di oltre 10 punti percentuali l'incidenza dell'olio di palma nella produzione di bio-diesel grazie all'avvio della linea BTU, **Biomass Treatment Unit**, presso Gela che a regime consentirà di utilizzare fino al 100% biomasse non in competizione con la filiera alimentare.
- Con lo stesso obiettivo è in fase di studio una nuova unità per il pretrattamento delle cariche che alimentano la **bioraffineria di Venezia** fino ad azzerare l'utilizzo dell'olio di palma per la produzione di biocarburanti entro il 2023.
- Finalizzata l'acquisizione della società **FRI-EL Biogas Holding**, leader italiano nel settore della produzione di biogas, con l'obiettivo di trasformarlo in biometano da commercializzare nelle stazioni di servizio Eni.
- Firmato un accordo con Saipem per promuovere su scala mondiale **PROESA**[®], la tecnologia proprietaria Versalis per la produzione di bioetanolo sostenibile e di prodotti chimici da biomasse lignocellulosiche.

Eni gas e luce, Power & Renewables

- **Crescita del portafoglio clienti retail/business** a 9,95 milioni di punti di fornitura in aumento di 250 mila pdf rispetto a fine 2020 (circa +3%) grazie allo sviluppo organico in Francia/Grecia e al closing dell'acquisizione del 100% della società **Aldro Energía attiva nel mercato retail della Spagna**.
- Al 30 giugno 2021 la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 331 MW; +8% rispetto al 31 dicembre 2020. A fine anno si prevede capacità rinnovabile installata e in costruzione pari a 2 GW, in forte aumento rispetto alla precedente previsione di circa 1 GW. Inoltre, anche grazie alle recenti acquisizioni, si stima una capacità installata in crescita da 0,7 GW a 1,2 GW a fine 2021.
- Firmato in Italia un accordo con **Glennmont Partners** e **PGGM Infrastructure Fund** per rilevare il 100% di un portafoglio di 13 campi eolici onshore in esercizio, della capacità complessiva di 315 MW.
- Ottenuta **mechanical completion** per il parco eolico da 35,2 MW realizzato in Puglia e per l'impianto fotovoltaico di Westmoreland da 30 MW (14,7 MW in quota Eni) in USA.
- Firmato con **A2A** un accordo ventennale per la fornitura del calore cogenerato dal sito produttivo EniPower di **Bolgiano**, per alimentare la rete di teleriscaldamento di Milano con circa 54 GWh/anno di energia termica a contenuto impatto ambientale.
- Costituita una partnership paritetica con **Red Rock Power**, azienda scozzese leader nello sviluppo di progetti eolici offshore, con l'obiettivo di presentare una proposta competitiva in ScotWind, il tender per l'eolico in Scozia e per ulteriori progetti futuri. Le due aziende si avvarranno, inoltre, del supporto di Transmission Investment, società attiva nel settore della trasmissione di energia elettrica in UK.
- Nel luglio 2021, firmato un accordo per l'acquisizione da **Azora Capital** di un portafoglio di nove progetti di energia rinnovabile in Spagna per una capacità complessiva di 1,2 GW. Il portafoglio include tre impianti eolici in esercizio e un impianto eolico in costruzione nel centro-nord del paese, per un totale di 230 MW e cinque grandi progetti fotovoltaici in avanzato stato di sviluppo per circa 1 GW.
- Nel luglio 2021 acquisita la società **Dhamma Energy Group**, titolare di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici in Francia e in Spagna. Il portafoglio include una pipeline di progetti distribuiti nei due paesi, in vari stadi di maturità di circa 3 GW, nonché impianti già in esercizio o in fase avanzata di costruzione in Francia per circa 120 MW.

Finanza Sostenibile

- Pubblicato il **Sustainability-Linked Financing Framework**, il primo a livello mondiale del settore oil&gas, che prevede indicatori di sostenibilità tra i parametri di affidamento creditizio dell'azienda. Individuati quattro KPI: capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, Net Carbon Footprint Upstream (Scope 1 e 2), Net GHG Lifecycle Emissions (Scope 1, 2 e 3) e Net Carbon Intensity (Scope 1, 2 e 3) e relativi target a medio-lungo termine.
- In tale ambito, sono state emesse **obbligazioni sustainability-linked** con durata di sette anni, collegate al conseguimento di due target: Net Carbon Footprint Upstream (Scope 1 e 2) pari o inferiore a 7,4 MtonCO₂eq al 31 dicembre 2024 (-50% rispetto alla baseline del 2018) e capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili pari o superiore a 5 GW al 31 dicembre 2025.

Analisi per segmento di business

Exploration & Production

Produzione e prezzi

I Trim. 2021			II Trim. 2021			I Sem. 2021		
			2021	2020	var %	2021	2020	var %
Produzioni								
814	Petrolio	mgl di barili/g	779	853	(9)	797	873	(9)
134	Gas naturale	mln di metri cubi/g	123	132	(7)	128	133	(4)
1.704	Idrocarburi	mgl di boe/g	1.597	1.729	(8)	1.650	1.760	(6)
Prezzi medi di realizzo								
57,23	Petrolio	\$/barile	63,76	24,24	163	60,56	33,49	81
161	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	175	120	46	168	136	24
40,80	Idrocarburi	\$/boe	45,94	21,56	113	43,36	27,50	58

- Nel secondo trimestre la **produzione di idrocarburi** pari a 1,597 milioni di boe/giorno (1,650 nel primo semestre, -6%) è diminuita dell'8% rispetto al periodo di confronto, che si ridetermina in -5% a parità di prezzo (-6% nel semestre). La flessione è dovuta ai maggiori interventi manutentivi in Norvegia, Italia e Regno Unito che nel periodo di confronto furono differiti, alla minore attività in Nigeria e al declino di giacimenti maturi. La forte crescita in Egitto guidata dal giacimento Zohr e sostenuta dalla ripresa internazionale della domanda gas e dal riavvio dell'impianto di liquefazione di Damietta, nonché lo start-up di Merakes in Indonesia hanno in parte compensato tali riduzioni.
- La **produzione di petrolio** è stata di 779 mila barili/giorno, -9% rispetto al secondo trimestre 2020 (797 mila barili/giorno nel primo semestre, -9% rispetto il periodo di confronto). La riduzione dovuta a maggiori manutenzioni, all'effetto prezzo, alla riduzione in Nigeria nonché al declino di giacimenti maturi è stata parzialmente compensata dalla crescita produttiva in Egitto.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 123 milioni di metri cubi/giorno nel secondo trimestre, -7% rispetto al corrispondente periodo del 2020 (128 milioni di metri cubi/giorno nel primo semestre, -4%). La minore produzione dovuta all'attività di manutenzione, declini naturali e riduzione in Nigeria è stata parzialmente compensata dalla robusta ripresa della domanda di gas in alcuni mercati regionali (in particolare in Egitto) e dalla crescita in Indonesia per avvio di Merakes.

Risultati

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2021	(€ milioni)	2021	2020	var %	2021	2020	var %
1.396	Utile (perdita) operativo	2.269	(2.393)	..	3.665	(1.678)	..
(18)	Esclusione special items	(428)	1.586		(446)	1.908	
1.378	Utile (perdita) operativo adjusted	1.841	(807)	..	3.219	230	..
(96)	Proventi (oneri) finanziari netti	(97)	(54)		(193)	(169)	
90	Proventi (oneri) su partecipazioni	129	102		219	43	
62	di cui: - Vår Energi	81	45		143	8	
(642)	Imposte sul reddito	(831)	(26)		(1.473)	(677)	
730	Utile (perdita) netto adjusted	1.042	(785)	..	1.772	(573)	..
I risultati includono:							
41	Costi di ricerca esplorativa:	91	261	(65)	132	436	(70)
39	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici	63	45		102	100	
2	- radiazione di pozzi di insuccesso	28	216		30	336	
856	Investimenti tecnici	950	760	25	1.806	2.018	(11)

- Nel secondo trimestre 2021 la ripresa del settore **Exploration & Production** si è rafforzata con un incremento del 34% dell'**utile operativo adjusted** rispetto al primo trimestre 2021 grazie al progressivo ribilanciamento dei fondamentali della domanda e offerta petrolifera globale, nonostante le fermate stagionali di alcune produzioni. Il confronto con il corrispondente trimestre 2020 riflette invece il consistente rimbalzo dalla fase più acuta della crisi con un incremento di risultato di €2,6 miliardi (da una perdita di €807 milioni all'utile corrente di €1.841 milioni) sostenuto dalla piena ripresa dello scenario petrolifero con il greggio di riferimento Brent aumentato di oltre il 130% (media secondo trimestre 2021 vs secondo trimestre 2020). In tale contesto i prezzi di realizzo delle produzioni Eni sono aumentati rispettivamente di oltre il 160% per i liquidi e del 46% per il gas. Lo scenario positivo è stato solo in parte attenuato dalla flessione delle produzioni per l'attività manutentiva stagionale. Il risultato è stato sostenuto da ottimizzazioni dei costi e da minori write-off di pozzi esplorativi di insuccesso, nonché da negoziazioni contrattuali con effetto retroattivo. Nel primo semestre l'utile operativo adjusted di €3.219 milioni aumenta di €3 miliardi rispetto a quello conseguito nel 2020.
- Nel secondo trimestre 2021 il settore ha riportato l'**utile netto adjusted** di €1.042 milioni rispetto alla perdita di €785 milioni nel corrispondente periodo del 2020, con un incremento di €1,83 miliardi (+€2,4 miliardi nel primo semestre) dovuto alla ripresa dell'utile operativo e al miglioramento dei risultati di Vår Energi (+€36 milioni e +€135 milioni nel secondo trimestre e nel primo semestre, rispettivamente). L'utile netto adjusted beneficia della riduzione del tax rate dovuto al miglioramento dello scenario prezzi e a un più favorevole mix geografico dei profitti (riduzione incidenza sull'ante imposte dei paesi a maggiore fiscalità), nonché al venir meno di alcuni fenomeni che nel 2020 avevano penalizzato il carico fiscale.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 13.

Global Gas & LNG Portfolio

Vendite

I Trim.		II Trim.			I Sem.		
2021		2021	2020	var %	2021	2020	var %
198	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	264	74	256	231	97	138
195	TTF	262	56	365	229	80	187
3	Spread PSV vs. TTF	1	18	(94)	2	17	(90)
Vendite di gas naturale							
		mld di metri cubi					
8,66	Italia	9,07	9,13	(1)	17,73	18,10	(2)
7,59	Resto d'Europa	6,31	3,80	66	13,90	10,47	33
0,80	di cui: Importatori in Italia	0,65	0,98	(34)	1,45	1,94	(25)
6,79	Mercati europei	5,66	2,82	101	12,45	8,53	46
1,23	Resto del Mondo	1,57	0,92	71	2,80	1,87	50
17,48	Totale vendite gas (*)	16,95	13,85	22	34,43	30,44	13
2,20	di cui: vendite di GNL	3,00	2,00	50	5,20	4,50	16

(*) Include vendite intercompany.

- Nel secondo trimestre 2021 le **vendite di gas naturale** di 16,95 miliardi di metri cubi sono aumentate del 22% rispetto allo stesso periodo 2020 principalmente per i maggiori volumi commercializzati nei

mercati esteri (Turchia e Francia) grazie alla ripresa economica e alla crescita dei volumi di GNL commercializzati in particolare da Damietta. Nel primo semestre le vendite sono pari a 34,43 miliardi di metri cubi con un incremento del 13% confermando gli stessi driver del trimestre.

Risultati

I Trim. 2021	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2021	2020	var %	2021	2020	var %
71	Utile (perdita) operativo	(311)	62	..	(240)	163	..
(101)	Esclusione special item	335	68		234	200	
(30)	Utile (perdita) operativo adjusted	24	130	(82)	(6)	363	..
(3)	Proventi (oneri) finanziari netti	(1)			(4)		
(3)	Proventi (oneri) su partecipazioni	1	(4)		(2)	(13)	
6	Imposte sul reddito	(17)	(71)		(11)	(123)	
(30)	Utile (perdita) netto adjusted	7	55	(87)	(23)	227	..
	Investimenti tecnici	15	2	..	15	7	..

- Nel secondo trimestre 2021, il settore **Global Gas & LNG Portfolio** ha riportato un **utile operativo adjusted** di €24 milioni (una perdita di €6 milioni nel primo semestre) in calo rispetto alla performance dello stesso periodo 2020 per effetto della significativa contrazione dello spread PSV-TTF e dell'impatto delle ottimizzazioni di portafoglio una tantum realizzate lo scorso anno, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dai benefici da rinegoiazione dei contratti gas.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 13.

Refining & Marketing e Chimica

Produzioni e vendite

I Trim. 2021			II Trim.			I Sem.		
			2021	2020	var %	2021	2020	var %
(0,6)	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	(0,4)	2,3	(116)	(0,5)	2,9	(117)
3,85	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	4,00	3,15	27	7,85	7,21	9
2,55	Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		2,75	2,19	26	5,30	4,16	27
6,40	Totale lavorazioni		6,75	5,34	26	13,15	11,37	16
71	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	75	60		73	67	
163	Lavorazioni bio	mgl ton	145	188	(23)	308	376	(18)
65	Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio	%	57	66		61	67	
	Marketing							
1,47	Vendite rete Europa	mln ton	1,79	1,32	36	3,26	2,96	10
1,04	Vendite rete Italia		1,27	0,89	43	2,31	2,01	15
0,43	Vendite rete resto d'Europa		0,52	0,43	21	0,95	0,95	
22,9	Quota mercato rete Italia	%	22,6	24,0		22,6	23,6	
1,72	Vendite extrarete Europa	mln ton	2,00	1,75	14	3,72	3,83	(3)
1,29	Vendite extrarete Italia		1,46	1,16	26	2,75	2,67	3
0,43	Vendite extrarete resto d'Europa		0,54	0,59	(8)	0,97	1,16	(16)
	Chimica							
1,18	Vendite prodotti petrolchimici	mln ton	1,14	1,03	12	2,32	1,91	21
72	Tasso utilizzo impianti	%	65	60		69	59	

- Nel secondo trimestre 2021 il **marginale di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin)** ha registrato valori negativi ai minimi storici: -0,4 \$/barile la media del periodo (allineata alla media del semestre 2021) rispetto a 2,3 \$/barile del periodo di confronto. Tale anomalo andamento riflette il perdurare degli effetti della pandemia in particolare per il forte incremento del costo del greggio (prolungamento tagli OPEC+) e per la contestuale debolezza della domanda dei prodotti, in particolare distillati medi. Nel secondo trimestre si è beneficiato dell'allargamento dei differenziali sui greggi sour (-1,7 \$/barile Ural vs. Brent rispetto a +0,2 \$/barile registrati nel secondo trimestre 2020).
- Nel secondo trimestre 2021 le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** in Italia, pari a 4 milioni di tonnellate, sono aumentate del 27% rispetto al secondo trimestre 2020 (+9% nel primo semestre) a seguito del minore impatto COVID-19 rispetto al periodo di confronto caratterizzato dal quasi totale lockdown dell'economia, in parte compensato da uno scenario sfavorevole. Le lavorazioni

nel resto del mondo sono aumentate, anche grazie al contributo di ADNOC che nel 2020 scontava l'effetto della fermata.

- Nel secondo trimestre 2021 i **volumi di lavorazione bio** pari a 145 mila tonnellate hanno registrato una riduzione del 23% rispetto al periodo di confronto a causa principalmente dell'impatto della prolungata fermata presso la bioraffineria di Venezia. Nel primo semestre le lavorazioni sono pari a 308 mila tonnellate in diminuzione del 18% rispetto al periodo di confronto, in un contesto di scenario depresso, ma in ripresa da giugno.
- Nel secondo trimestre 2021 le **vendite rete in Italia** pari a 1,27 milioni di tonnellate sono aumentate del 43% rispetto al periodo di confronto (2,31 milioni di tonnellate, +15% nel primo semestre) per effetto della progressiva riapertura dell'economia, mentre il periodo di confronto era caratterizzato dal quasi totale lockdown. La quota di mercato del secondo trimestre 2021 si è attestata al 22,6% (24% nel secondo trimestre 2020).
- Nel secondo trimestre 2021 le **vendite extrarete in Italia** pari a 1,46 milioni di tonnellate sono aumentate del 26% rispetto al secondo trimestre 2020 (2,75 milioni di tonnellate nel primo semestre; +3% rispetto al periodo di confronto) per effetto dei maggiori volumi commercializzati in tutte le linee di prodotto. Si registra la ripresa delle vendite di jet fuel, in particolare da giugno.
- Le **vendite rete nel resto d'Europa** pari a 0,52 milioni di tonnellate sono aumentate del 21% rispetto al secondo trimestre 2020 per effetto delle minori misure di limitazione agli spostamenti adottate rispetto ai periodi di confronto. Nel primo semestre le vendite sono pari a 0,95 milioni di tonnellate, invariate rispetto al periodo di confronto.
- Le **vendite extrarete nel resto d'Europa** nel secondo trimestre 2021 di 0,54 milioni di tonnellate sono diminuite dell'8% rispetto al periodo di confronto, principalmente in Svizzera e Austria, parzialmente compensate dai maggiori volumi commercializzati in Germania (0,97 milioni di tonnellate nel primo semestre; -16%).
- Le **vendite di prodotti petrolchimici** nel secondo trimestre pari a 1,14 milioni di tonnellate sono aumentate del 12% rispetto al periodo di confronto, in particolare nel segmento elastomeri (+47%) ed intermedi (+17%). L'aumento è stato trainato dalla crescita macroeconomica e dal rimbalzo della domanda in settori quali l'automotive ed ha beneficiato delle maggiori disponibilità da produzione.
- I **margini dei prodotti chimici** hanno registrato un recupero nei prodotti a valle della catena sostenuti dalla crescita macroeconomica, che ha attenuato la pressione competitiva, e da fattori contingenti dovuti a un temporaneo shortage di offerta. Incrementi significativi sono stati registrati nei segmenti del polietilene, la cui domanda continua a essere sostenuta in un contesto di continua ripresa, parziale carenza di produzione e non ultimo, limitazioni nel settore della logistica, e negli stirenici/elastomeri grazie alla maggiore richiesta di mercato. Il margine del cracker ha registrato nel secondo trimestre e nel primo semestre una riduzione a seguito dell'aumento delle quotazioni della materia prima.

Risultati

I Trim. 2021	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2021	2020	var %	2021	2020	var %
309	Utile (perdita) operativo	(424)	(392)	(8)	(115)	(2.302)	..
(482)	Esclusione (utile) perdita di magazzino	(350)	(321)		(832)	1.370	
53	Esclusione special item	964	786		1.017	1.021	
(120)	Utile (perdita) operativo adjusted	190	73	160	70	89	(21)
(159)	- Refining & Marketing	(12)	139	..	(171)	220	..
39	- Chimica	202	(66)	..	241	(131)	..
(12)	Proventi (oneri) finanziari netti	2	1		(10)	(7)	
(31)	Proventi (oneri) su partecipazioni	(2)	(19)		(33)	(29)	
(35)	di cui: ADNOC R>	(14)	(14)		(49)	(32)	
32	Imposte sul reddito	(35)	25		(3)	(37)	
(131)	Utile (perdita) netto adjusted	155	80	94	24	16	50
127	Investimenti tecnici	208	142	46	335	377	(11)

- Nel secondo trimestre 2021 il business **Refining & Marketing** ha riportato la **perdita operativa adjusted** di €12 milioni, in calo rispetto al trimestre di confronto (perdita di €171 milioni nel primo semestre 2021) a causa della perdurante crisi dello scenario di raffinazione dovuta alla pandemia, come evidenzia la lenta ripresa del trasporto aereo civile e altre dislocazioni di mercato, nonché dell'aumento

degli oneri per certificati emissivi. Le ottimizzazioni degli assetti hanno consentito di recuperare parte della negatività dello scenario. Positiva la performance del marketing che beneficia di maggiori volumi commercializzati, favoriti dalla progressiva riapertura dell'economia, in parte compensati dai minori margini.

- Nel secondo trimestre 2021 il business della **Chimica** gestito dalla Versalis ha conseguito un significativo miglioramento di performance chiudendo a €202 milioni di **utile operativo adjusted** rispetto alla perdita di €66 milioni registrata nel periodo di confronto (utile operativo adjusted di €241 milioni nel semestre 2021 rispetto alla perdita di €131 milioni conseguita nel periodo di confronto). La performance ha beneficiato della ripresa della domanda globale di commodity in settori finali chiave quali l'automotive, il packaging e il settore dei beni di largo consumo, sostenendo i volumi e i margini, nonché del maggiore contributo della chimica rinnovabile. Inoltre, il settore ha potuto catturare volumi di vendite addizionali (volumi cresciuti del 12% nel secondo trimestre rispetto allo stesso periodo dell'anno precedente) grazie alla maggiore disponibilità degli impianti, sfruttando il rimbalzo della domanda e il minore import da paesi produttori (USA e Medio Oriente).

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 13.

Eni gas e luce, Power & Renewables

Produzioni e vendite

I Trim.		II Trim.			I Sem.			
2021		2021	2020	var %	2021	2020	var %	
EGL & Renewables								
3,52	Vendite retail gas	mld di metri cubi	1,08	0,88	23	4,60	4,51	2
3,65	Vendite retail energia elettrica a clienti finali	terawattora	3,87	2,74	41	7,52	6,02	25
9,56	Clienti retail (PDF)	mln pdf	9,82	9,56	3	9,82	9,56	3
117	Produzione di energia da fonti rinnovabili	gigawattora	141	100	41	258	144	79
307	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine periodo	megawatt	331	251	32	331	251	32
77	di cui: - fotovoltaico	%	71	78		71	78	
20	- eolico		26	19		26	19	
3	- potenza installata di storage		3	3		3	3	
Power								
6,42	Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi	terawattora	6,55	5,60	17	12,97	12,10	7
5,12	Produzione termoelettrica		5,08	4,88	4	10,20	10,34	(1)

- Le **vendite di gas** nel mercato retail sono state di 1,08 miliardi di metri cubi nel secondo trimestre 2021, in aumento del 23% rispetto allo stesso periodo 2020 a seguito del minore impatto COVID-19 su tutti i segmenti di mercato, dell'effetto climatico positivo, nonché dell'acquisizione di Aldro Energia. Nel primo semestre le vendite sono pari a 4,60 miliardi di metri cubi con un incremento del 2% grazie agli stessi driver menzionati nel commento al secondo trimestre.
- Le **vendite di energia elettrica ai clienti finali retail** pari a 3,87 TWh nel secondo trimestre sono aumentate del 41%, beneficiando della citata acquisizione Aldro Energia, del minore effetto COVID-19, nonché dello sviluppo delle attività in Italia e all'estero.
- La **produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili** è stata pari a 141 GWh nel secondo trimestre 2021, in aumento del 41% rispetto al periodo di confronto (258 GWh nel primo semestre 2021; +79%), per effetto dell'entrata in produzione dei nuovi impianti in Italia e all'estero, nonché per il contributo degli asset acquisiti negli Stati Uniti nel quarto trimestre 2020.
- Al 30 giugno 2021 la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 331 MW; +32% rispetto al 30 giugno 2020.
- Le **vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi** del secondo trimestre 2021 sono state di 6,55 TWh, in aumento rispetto al periodo di confronto (+17%) a seguito del minore impatto COVID rispetto al 2020 (12,97 Twh nel primo semestre, +7% rispetto al periodo di confronto).

Risultati

I Trim. 2021	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2021	2020	var %	2021	2020	var %
230	Utile (perdita) operativo	598	113	..	828	213	..
(28)	Esclusione special item	(490)	(28)		(518)	63	
202	Utile (perdita) operativo adjusted	108	85	27	310	276	12
176	- <i>Eni gas e luce & Renewables</i>	71	23	209	247	173	43
26	- <i>Power</i>	37	62	(40)	63	103	(39)
	Proventi (oneri) finanziari netti	(1)	(1)		(1)	(1)	
6	Proventi (oneri) su partecipazioni	(3)	(1)		3	7	
(55)	Imposte sul reddito	(34)	(27)		(89)	(87)	
153	Utile (perdita) netto adjusted	70	56	25	223	195	14
84	Investimenti tecnici	76	70	9	160	141	13

- Nel secondo trimestre 2021 il business **Eni gas e luce & Renewables** ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €71 milioni, più che triplicato rispetto al secondo trimestre 2020 (€247 milioni nel primo semestre 2021, +43%) grazie al miglioramento delle performance del business extracommodity, con il contributo del fotovoltaico distribuito (acquisizione di Evolvere), alle azioni commerciali Italia, all'aumento del numero dei clienti in funzione della crescita organica e dell'acquisizione di Aldro Energía in Spagna, e alle minori perdite su crediti che riflettono il clima di ripresa economica.
- Il business **power** ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €37 milioni in riduzione rispetto al secondo trimestre 2020. Nel primo semestre l'utile operativo adjusted di €63 milioni ha riportato una riduzione del 39% dovuta principalmente a condizioni di mercato meno favorevoli e minori one off.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 13.

Risultati di Gruppo

I Trim. 2021	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2021	2020	var %	2021	2020	var %
14.494	Ricavi della gestione caratteristica	16.294	8.157	100	30.788	22.030	40
1.862	Utile (perdita) operativo	1.995	(2.680)	..	3.857	(3.775)	..
(464)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(351)	(183)		(815)	1.394	
(77)	Esclusione special item ^(a)	401	2.429		324	3.254	
1.321	Utile (perdita) operativo adjusted	2.045	(434)	..	3.366	873	286
	Dettaglio per settore di attività						
1.378	<i>Exploration & Production</i>	1.841	(807)	..	3.219	230	..
(30)	<i>GGP</i>	24	130	(82)	(6)	363	..
(120)	<i>Refining & Marketing e Chimica</i>	190	73	160	70	89	(21)
202	<i>EGL, Power & Renewables</i>	108	85	27	310	276	12
(146)	<i>Corporate e altre attività</i>	(111)	(135)	18	(257)	(339)	24
37	<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato</i>	(7)	220		30	254	
856	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni	247	(4.406)		1.103	(7.335)	
(329)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino	(252)	(127)		(581)	991	
(257)	Esclusione special item ^(a)	934	3.819		677	5.689	
270	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni	929	(714)		1.199	(655)	

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

Risultati adjusted

- Nel secondo trimestre 2021 il Gruppo Eni ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €2.045 milioni in forte recupero rispetto alla perdita di €434 milioni del corrispondente periodo del 2020. La performance è stata sostenuta dal miglioramento dello scenario upstream guidato dalla ripresa delle quotazioni del petrolio (Brent in aumento di oltre il 130% in USD) e del gas naturale, i cui effetti sono stati parzialmente compensati dalle minori produzioni per maggiore attività manutentiva. Le altre aree di forza del Gruppo sono state il business della Chimica con un incremento di utile operativo di €268 milioni trainato dalla ripresa del ciclo e dalla maggiore disponibilità degli impianti, ed Eni gas e luce & Renewables (+€48 milioni) grazie alla crescita della base clienti e dei servizi a valore. Lo scenario sfavorevole e il confronto con risultati eccezionali nel periodo di confronto hanno determinato, rispettivamente, la negatività di R&M e GGP. Nel complesso la maggiore performance del Gruppo di +€2,5 miliardi è dovuta per €2,4 miliardi alla ripresa dello scenario energetico. Nel primo semestre 2021 l'utile operativo adjusted di Gruppo di €3,37 miliardi rappresenta un significativo rimbalzo rispetto al primo semestre 2020 (+€2,5 miliardi).
- Il Gruppo ha riportato a livelli pre-COVID l'**utile netto adjusted**, conseguendo nel secondo trimestre 2021 €929 milioni rispetto alla perdita di €714 milioni del corrispondente periodo del 2020 (+€1,6 miliardi) per effetto della crescita dell'utile operativo, mentre nelle partecipazioni la migliore performance di Vår Energi è stata compensata dal risultato negativo di Saipem. Nel primo semestre l'utile netto adjusted è di €1.199 milioni rispetto la perdita di €655 milioni dello stesso periodo 2020, beneficiando anche del miglioramento del tax rate.
- **Analisi tax rate consolidato:** il tax rate consolidato del primo semestre 2021 pari al 58% è tornato su valori in linea con le medie storiche del Gruppo grazie alla normalizzazione della E&P in relazione al miglioramento dello scenario che ha determinato sul piano fiscale un più favorevole mix geografico dei profitti (minore incidenza dei paesi a più elevata fiscalità, quali Libia, Egitto, Algeria e EAU) e il venir meno dei fenomeni di disottimizzazione che avevano caratterizzato il 2020, risultando in tax rate particolarmente elevati. Inoltre, le migliori prospettive reddituali delle attività green in Italia, in particolare EGL&Renewables, hanno consentito di valorizzare parte delle perdite fiscali del periodo.

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da oneri netti di €324 milioni nel semestre con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** proventi netti di €446 milioni rappresentati da riprese di valore nette di €376 milioni relative in particolare a giacimenti gas in Italia e altri asset in Turkmenistan, Libia, Algeria, Nigeria, Timor Leste e Stati Uniti che hanno come driver la ripresa del prezzo degli idrocarburi e da plusvalenze di €75 milioni riferite alla cessione di un asset marginale in Nigeria. I principali oneri sono relativi al write-off di costi esplorativi per abbandono progetti dovuto a variabili legate al complesso contesto geopolitico ed ambientale;
- **GGP:** oneri netti di €234 milioni rappresentati 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 (€215 milioni) e dalla riclassifica del saldo positivo di €56 milioni 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, compensati 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 €66 milioni);
- **R&M e Chimica:** oneri netti di €1.017 milioni riferiti per circa €900 milioni alla svalutazione del valore di libro residuo delle raffinerie Italia e di una joint operation in Europa in relazione al deterioramento dei flussi di cassa attesi dovuto al peggioramento dello scenario SERM e a maggiori oneri per l'acquisto di certificati emissivi. Altri oneri hanno riguardato il write off degli investimenti di compliance relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi (circa €70 milioni), oneri ambientali (€65 milioni), nonché oneri per derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€32 milioni);
- **EGL, Power & Renewables:** proventi netti di €518 milioni rappresentati essenzialmente dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting.

Gli special item delle partecipate valutate all'equity includono principalmente alcune svalutazioni di CGU fatte dal JV Vår Energi in relazione principalmente a ritardi di start-up di alcuni progetti e a incrementi di costo.

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

I Trim. 2021	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2021	2020	var. ass.	2021	2020	var. ass.
860	Utile (perdita) netto	252	(4.405)	4.657	1.112	(7.332)	8.444
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>						
1.463	- ammortamenti e altre componenti non monetarie	2.810	4.970	(2.160)	4.273	8.305	(4.032)
(82)	- plusvalenze nette su cessioni di attività	(6)	(1)	(5)	(88)	(4)	(84)
1.047	- dividendi, interessi e imposte	1.088	1.245	(157)	2.135	1.966	169
(1.191)	Variazione del capitale di esercizio	(606)	3	(609)	(1.797)	688	(2.485)
150	Dividendi incassati da partecipate	204	172	32	354	328	26
(663)	Imposte pagate	(839)	(334)	(505)	(1.502)	(1.072)	(430)
(208)	Interessi (pagati) incassati	(186)	(247)	61	(394)	(501)	107
1.376	Flusso di cassa netto da attività operativa	2.717	1.403	1.314	4.093	2.378	1.715
(1.139)	Investimenti tecnici	(1.250)	(978)	(272)	(2.389)	(2.568)	179
(520)	Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda	(351)	(42)	(309)	(871)	(264)	(607)
169	Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni	68	13	55	237	21	216
5	Altre variazioni relative all'attività di investimento	70	(300)	370	75	(393)	468
(109)	Free cash flow	1.254	96	1.158	1.145	(826)	1.971
(551)	Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa	(634)	1.198	(1.832)	(1.185)	463	(1.648)
(96)	Variazione debiti finanziari correnti e non correnti	(265)	3.359	(3.624)	(361)	2.907	(3.268)
(219)	Rimborso di passività per beni in leasing	(226)	(213)	(13)	(445)	(462)	17
	Flusso di cassa del capitale proprio	(844)	(1.537)	693	(844)	(1.537)	693
(10)	Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	1.985		1.985	1.975		1.975
36	Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità	(14)	(17)	3	22	(12)	34
(949)	VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITA' LIQUIDE ED EQUIVALENTI	1.256	2.886	(1.630)	307	533	(226)
1.960	Flusso di cassa netto ante variazione circolante al costo di rimpiazzo adjusted	2.797	1.148	1.649	4.757	3.370	1.387

I Trim. 2021	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2021	2020	var. ass.	2021	2020	var. ass.
(109)	Free cash flow	1.254	96	1.158	1.145	(826)	1.971
(219)	Rimborso di passività per beni in leasing	(226)	(213)	(13)	(445)	(462)	17
(170)	Debiti e crediti finanziari società acquisite	(71)	(1)	(70)	(241)	(67)	(174)
(163)	Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni	101	246	(145)	(62)	40	(102)
	Flusso di cassa del capitale proprio	(844)	(1.537)	693	(844)	(1.537)	693
(10)	Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue	1.985		1.985	1.975		1.975
(671)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITA' PER LEASING	2.199	(1.409)	3.608	1.528	(2.852)	4.380
219	Rimborsi lease liability	226	213	13	445	462	(17)
(469)	Accensioni del periodo e altre variazioni	(241)	(94)	(147)	(710)	(456)	(254)
(250)	Variazione passività per beni in leasing	(15)	119	(134)	(265)	6	(271)
(921)	VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITA' PER LEASING	2.184	(1.290)	3.474	1.263	(2.846)	4.109

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo semestre è stato di €4.093 milioni con un incremento del 72%, sostenuto dal miglioramento dello scenario upstream (la manovra factoring ha dato un contributo positivo di circa €0,2 miliardi).

Il **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** si ridetermina in €4.757 milioni. Tale misura di risultato adjusted è determinata prima della variazione del capitale di esercizio ed esclude l'utile/perdita di magazzino, accantonamenti/proventi straordinari su crediti e per oneri, nonché il fair value dei derivati su commodity privi dei requisiti formali per il trattamento in hedge accounting e dei contratti di vendita futura di gas con consegna fisica per i quali non è stata attivata la own use exemption.

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 semestre 2021					
(€ milioni)	Reported	Stock profit	FV derivati	Accantonamenti straordinari su crediti e per oneri	Adjusted
Flusso di cassa ante variazione circolante	5.890	(815)	(269)	(49)	4.757
Variazione circolante	(1.797)	815	269	49	(664)
CFFO	4.093				4.093

I semestre 2020					
(€ milioni)	Reported	Stock profit	FV derivati	Accantonamenti straordinari su crediti e per oneri	Adjusted
Flusso di cassa ante variazione circolante	1.690	1.394	112	174	3.370
Variazione circolante	688	(1.394)	(112)	(174)	(992)
CFFO	2.378				2.378

I fabbisogni per gli **investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination** ammontano a €3,3 miliardi e includono il corrispettivo dell'acquisizione del 20% nel progetto offshore eolico Dogger Bank A/B nel Mare del Nord, del 100% della società Aldro Energia nel business retail gas e del business della produzione di bio-gas in Italia (acquisizione del gruppo Fri-El Biogas Holding). Al netto di tali componenti non organiche e dell'utilizzo degli anticipi commerciali incassati a suo tempo dai partner egiziani (€0,57 miliardi) per il finanziamento del progetto Zohr, gli investimenti netti sono stati di €2,91 miliardi, in riduzione di circa il 2% vs. lo stesso periodo 2020 (sostanzialmente invariati a parità di cambio), interamente finanziati dal flusso di cassa netto adjusted.

La variazione dell'indebitamento ante IFRS 16 pari a circa -€1,5 miliardi di riduzione è dovuta alle emissioni di bond ibridi di €2 miliardi lordi e al free cash flow positivo prodotto dalla gestione di circa €1,1 miliardi, in parte compensati dal pagamento del saldo dividendo 2020 di €0,24 per azione con un esborso di circa €840 milioni, dal pagamento delle rate di leasing di €445 milioni e dal consolidamento del debito delle società acquisite di €241 milioni.

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	30 Giu. 2021	31 Dic. 2020	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	53.802	53.943	(141)
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.806	4.643	163
Attività immateriali	3.398	2.936	462
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.318	995	323
Partecipazioni	7.372	7.706	(334)
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.046	1.037	9
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.453)	(1.361)	(92)
	70.289	69.899	390
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	4.593	3.893	700
Crediti commerciali	9.446	7.087	2.359
Debiti commerciali	(10.098)	(8.679)	(1.419)
Attività (passività) tributarie nette	(3.728)	(2.198)	(1.530)
Fondi per rischi e oneri	(12.733)	(13.438)	705
Altre attività (passività) d'esercizio	(670)	(1.328)	658
	(13.190)	(14.663)	1.473
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.226)	(1.201)	(25)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	30	44	(14)
CAPITALE INVESTITO NETTO	55.903	54.079	1.824
Patrimonio netto degli azionisti Eni	40.496	37.415	3.081
Interessenze di terzi	84	78	6
Patrimonio netto	40.580	37.493	3.087
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	10.040	11.568	(1.528)
Passività per beni leasing	5.283	5.018	265
- di cui working interest Eni	3.635	3.366	269
- di cui working interest follower	1.648	1.652	(4)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	15.323	16.586	(1.263)
COPERTURE	55.903	54.079	1.824
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,25	0,31	(0,06)
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,38	0,44	(0,06)
Gearing	0,27	0,31	(0,03)

- Al 30 giugno 2021 il **capitale immobilizzato** di €70,3 miliardi è sostanzialmente invariato rispetto al 31 dicembre 2020: gli investimenti/acquisizioni del periodo e l'effetto positivo delle differenze cambio sono stati compensati dagli ammortamenti e dalle svalutazioni.
- Il **capitale di esercizio netto** (-€13,2 miliardi) aumenta di €1,5 miliardi per effetto dell'aumento del saldo netto dei movimenti nei crediti/debiti commerciali (circa +€0,9 miliardi) e dell'aumento del valore di libro delle scorte per effetto della contabilità del costo medio ponderato.
- Il **patrimonio netto** (€40,6 miliardi) è aumentato di circa €3,1 miliardi per effetto dell'utile di periodo (€1,11 miliardi), delle due emissioni ibride di circa €2 miliardi effettuate nel mese di maggio 2021 e delle differenze positive di cambio per effetto dell'apprezzamento del dollaro USA (circa +€1 miliardo), in parte compensate dalla distribuzione del saldo dividendo 2020 agli azionisti Eni (€0,86 miliardi).
- L'**indebitamento finanziario netto⁴ ante lease liability** al 30 giugno 2021 è pari a €10 miliardi in riduzione di €1,5 miliardi rispetto al 2020.
- Il **leverage⁵** – rapporto tra indebitamento finanziario netto ante lease liabilities e patrimonio netto – si attesta a 0,25 al 30 giugno 2021, in riduzione rispetto al 31 dicembre 2020 (0,31).

⁴ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 26.

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

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

Il presente comunicato stampa sui risultati consolidati dell'Eni relativi al secondo trimestre e al primo semestre 2021 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 2021 e ai relativi comparative period (secondo trimestre e primo semestre 2020 e primo trimestre 2021). I flussi di cassa sono presentati con riferimento agli stessi periodi. Le informazioni patrimoniali sono fornite con riferimento al 30 giugno 2021 e al 31 dicembre 2020. 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 2021 sono gli stessi adottati nella redazione della Relazione Finanziaria Annuale 2020 alla quale si rinvia.

La relazione finanziaria semestrale consolidata al 30 giugno 2021 redatta ai sensi dell'art. 154-ter del TUF soggetta a limited review sarà pubblicata nella prima settimana d'agosto.

Altre informazioni – avvio del programma di buy-back

Ieri, il Consiglio di Amministrazione di Eni, riunitosi sotto la presidenza di Lucia Calvosa, ha deliberato l'avvio del programma di acquisto di azioni proprie per il 2021, per un ammontare massimo di €400 milioni e per un numero di azioni non superiore a 252 milioni, in conformità a quanto previsto dal Piano Strategico 2021 – 2024 per uno scenario di riferimento Brent pari a 65 \$/bbl e in esecuzione dell'autorizzazione conferita dall'Assemblea degli Azionisti del 12 maggio 2021. Il programma di buy-back è finalizzato a riconoscere agli azionisti un'ulteriore remunerazione rispetto alla distribuzione di dividendi. Gli acquisti saranno avviati entro l'ultima decade di agosto 2021 e termineranno al più tardi entro il mese di aprile 2022. Il programma sarà eseguito tramite un intermediario abilitato, che adotterà le decisioni in merito agli acquisti in piena indipendenza, anche in relazione alla tempistica delle operazioni e nel rispetto di limiti giornalieri di prezzo e di volume. In particolare, il prezzo di acquisto delle azioni proprie non potrà discostarsi in diminuzione o in aumento di oltre il 5% rispetto al prezzo ufficiale registrato dal titolo Eni S.p.A. nella seduta del Mercato Telematico Azionario organizzato e gestito da Borsa Italiana S.p.A. ("MTA") del giorno precedente ogni singola operazione e, comunque, non potrà essere superiore al prezzo più elevato tra il prezzo dell'ultima operazione indipendente e il prezzo dell'offerta di acquisto indipendente corrente più elevata sul MTA. Gli acquisti saranno effettuati sul MTA, nel rispetto dell'art. 144-bis, comma 1, lett. b) del Regolamento Consob 11971/1999 e delle ulteriori condizioni previste dalla delibera dell'Assemblea degli Azionisti del 12 maggio 2021, nonché con modalità conformi a quanto previsto dal Regolamento (UE) 596/2014 in materia di abusi di mercato e dal Regolamento Delegato (UE) 2016/1052.

Alla data odierna, Eni detiene n. 33.045.197 azioni proprie, pari allo 0,92% del capitale sociale, acquistate sulla base dei precedenti programmi di buy-back. Le società controllate da Eni non detengono azioni della Società. I dettagli delle operazioni effettuate saranno comunicati al mercato entro i termini e con le modalità previste dalla normativa vigente.

* * *

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"), in particolare nella sezione "Outlook", 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 2021 (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'accrretion discount di passività rilevate al valore attuale (in particolare le passività di smantellamento e ripristino siti nel settore Exploration & Production).

Utile/perdita di magazzino

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

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)

Il Trimestre 2021

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	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)

Il Trimestre 2020

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	(2.393)	62	(392)	113	(152)	82	(2.680)
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(321)			138	(183)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	1		46				47
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.484		917	5	2		2.408
plusvalenze nette su cessione di asset					(2)		(2)
accantonamenti a fondo rischi	58				3		61
oneri per incentivazione all'esodo	5		2		9		16
derivati su commodity		59	(183)	(33)			(157)
differenze e derivati su cambi	1	(56)	(7)				(62)
altro	37	65	11		5		118
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.586	68	786	(28)	17		2.429
Utile (perdita) operativo adjusted	(807)	130	73	85	(135)	220	(434)
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(54)		1	(1)	(14)		(68)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	102	(4)	(19)	(1)	(43)		35
Imposte sul reddito ^(a)	(26)	(71)	25	(27)	(91)	(56)	(246)
<i>Tax rate (%)</i>							..
Utile (perdita) netto adjusted	(785)	55	80	56	(283)	164	(713)
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							1
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							(714)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(4.406)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(127)
Esclusione special item							3.819
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							(714)

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

I semestre 2021

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	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
di cui:							
- 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 semestre 2020

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	(1.678)	163	(2.302)	213	(401)	230	(3.775)
Esclusione (utile) perdita di magazzino			1.370			24	1.394
Esclusione special item:							
oneri ambientali	1		61				62
svalutazioni (riprese di valore) nette	1.681		1.056	6	6		2.749
plusvalenze nette su cessione di asset	1		(3)		(2)		(4)
accantonamenti a fondo rischi	85				2		87
oneri per incentivazione all'esodo	10	1	5	1	21		38
derivati su commodity		151	(98)	59			112
differenze e derivati su cambi		(7)	(14)	(3)			(24)
altro	130	55	14		35		234
Special item dell'utile (perdita) operativo	1.908	200	1.021	63	62		3.254
Utile (perdita) operativo adjusted	230	363	89	276	(339)	254	873
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(169)		(7)	(1)	(351)		(528)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	43	(13)	(29)	7	(46)		(38)
Imposte sul reddito ^(a)	(677)	(123)	(37)	(87)	30	(65)	(959)
Tax rate (%)							312,4
Utile (perdita) netto adjusted	(573)	227	16	195	(706)	189	(652)
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							3
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							(655)
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(7.335)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							991
Esclusione special item							5.689
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							(655)

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

I trimestre 2021

	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
Utile (perdita) operativo	1.396	71	309	230	(163)	19	1.862
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(482)			18	(464)
Esclusione special item:							
oneri ambientali			24				24
svalutazioni (riprese di valore) nette	6		24		3		33
plusvalenze nette su cessione di asset	(76)		(6)	(1)			(83)
accantonamenti a fondo rischi							
oneri per incentivazione all'esodo	7		10	1	13		31
derivati su commodity		(154)	22	(26)			(158)
differenze e derivati su cambi	6	83	(9)	(2)			78
altro	39	(30)	(12)		1		(2)
Special item dell'utile (perdita) operativo	(18)	(101)	53	(28)	17		(77)
Utile (perdita) operativo adjusted	1.378	(30)	(120)	202	(146)	37	1.321
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(96)	(3)	(12)		(139)		(250)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	90	(3)	(31)	6	(37)		25
Imposte sul reddito ^(a)	(642)	6	32	(55)	(153)	(10)	(822)
<i>Tax rate (%)</i>							75,0
Utile (perdita) netto adjusted	730	(30)	(131)	153	(475)	27	274
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							4
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							270
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							856
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(329)
Esclusione special item							(257)
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							270

(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item

I Trim. 2021	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2021	2020	2021	2020
24	Oneri ambientali	55	47	79	62
33	Svalutazioni (riprese di valore) nette	569	2.408	602	2.749
	Radiazione pozzi esplorativi per abbandono progetti	22		22	
(83)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(5)	(2)	(88)	(4)
	Accantonamenti a fondo rischi	27	61	27	87
31	Oneri per incentivazione all'esodo	25	16	56	38
(158)	Derivati su commodity	(111)	(157)	(269)	112
78	Differenze e derivati su cambi	(25)	(62)	53	(24)
(2)	Altro	(156)	118	(158)	234
(77)	Special item dell'utile (perdita) operativo	401	2.429	324	3.254
(77)	Oneri (proventi) finanziari	79	50	2	(2)
	<i>di cui:</i>				
(78)	<i>- riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo</i>	25	62	(53)	24
(47)	Oneri (proventi) su partecipazioni	449	524	402	1.341
	<i>di cui:</i>				
(47)	<i>- svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni</i>	449	299	402	894
(56)	Imposte sul reddito	5	816	(51)	1.096
(257)	Totale special item dell'utile (perdita) netto	934	3.819	677	5.689

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

I Trim. 2021	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2021	2020	var %	2021	2020	var %
4.231	Exploration & Production	4.690	2.557	83	8.921	6.751	32
2.915	Global Gas & LNG Portfolio	3.028	1.140	166	5.943	3.620	64
7.887	Refining & Marketing e Chimica	9.697	4.698	106	17.584	12.148	45
2.730	EGL, Power & Renewables	2.012	1.298	55	4.742	3.947	20
386	Corporate e altre attività	426	365	17	812	748	9
(3.655)	Elisioni di consolidamento	(3.559)	(1.901)		(7.214)	(5.184)	
14.494		16.294	8.157	100	30.788	22.030	40

Costi operativi

I Trim. 2021	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2021	2020	var %	2021	2020	var %
10.260	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	11.857	5.517	115	22.117	17.186	29
134	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	(67)	139	..	67	211	(68)
791	Costo lavoro	702	704		1.493	1.542	(3)
31	di cui: incentivi per esodi agevolati e altro	25	16		56	38	
11.185		12.492	6.360	96	23.677	18.939	25

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

I Trim. 2021	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2021	2020	var %	2021	2020	var %
1.442	Exploration & Production	1.361	1.716	(21)	2.803	3.337	(16)
35	Global Gas & LNG Portfolio	39	31	26	74	63	17
138	Refining & Marketing e Chimica	128	149	(14)	266	298	(11)
58	EGL, Power & Renewables	64	52	23	122	102	20
35	Corporate e altre attività	38	37	3	73	73	
(8)	Effetto eliminazione utili interni	(8)	(8)		(16)	(16)	
1.700	Ammortamenti	1.622	1.977	(18)	3.322	3.857	(14)
33	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	569	2.408	(76)	602	2.749	(78)
1.733	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	2.191	4.385	(50)	3.924	6.606	(41)
5	Radiazioni	24	229	(90)	29	347	(92)
1.738		2.215	4.614	(52)	3.953	6.953	(43)

Proventi (oneri) su partecipazioni

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e altre attività	Gruppo
I semestre 2021						
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(249)	(2)	21	3	(250)	(477)
Dividendi	51		15			66
Altri proventi (oneri) netti		(3)	(13)			(16)
	(198)	(5)	23	3	(250)	(427)

Leverage e indebitamento finanziario netto

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

(€ milioni)	30 Giu. 2021	31 Dic. 2020	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	26.677	26.686	(9)
- <i>Debiti finanziari a breve termine</i>	5.587	4.791	796
- <i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	21.090	21.895	(805)
Disponibilità liquide ed equivalenti	(9.713)	(9.413)	(300)
Titoli held for trading	(6.407)	(5.502)	(905)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(517)	(203)	(314)
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	10.040	11.568	(1.528)
Passività per beni in leasing	5.283	5.018	265
- di cui working interest Eni	3.635	3.366	269
- di cui working interest follower	1.648	1.652	(4)
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	15.323	16.586	(1.263)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	40.580	37.493	3.087
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,25	0,31	(0,06)
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,38	0,44	(0,06)

Leverage pro-forma

(€ milioni)	Misura di bilancio	Quota di lease liabilities di competenza di joint operator	Misura pro-forma
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	15.323	1.648	13.675
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	40.580		40.580
Leverage pro-forma	0,38		0,34

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. 2021	31 Dic. 2020
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	9.713	9.413
Attività finanziarie destinate al trading	6.407	5.502
Altre attività finanziarie	563	254
Crediti commerciali e altri crediti	13.580	10.926
Rimanenze	4.593	3.893
Attività per imposte sul reddito	160	184
Altre attività	7.472	2.686
	42.488	32.858
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	53.802	53.943
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.806	4.643
Attività immateriali	3.398	2.936
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.318	995
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	6.368	6.749
Altre partecipazioni	1.004	957
Altre attività finanziarie	1.024	1.008
Attività per imposte anticipate	4.409	4.109
Attività per imposte sul reddito	153	153
Altre attività	1.083	1.253
	77.365	76.746
Attività destinate alla vendita	136	44
TOTALE ATTIVITÀ	119.989	109.648
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	3.161	2.882
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.426	1.909
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	971	849
Debiti commerciali e altri debiti	14.302	12.936
Passività per imposte sul reddito	442	243
Altre passività	9.955	4.872
	31.257	23.691
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	21.090	21.895
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.312	4.169
Fondi per rischi e oneri	12.733	13.438
Fondi per benefici ai dipendenti	1.226	1.201
Passività per imposte differite	5.947	5.524
Passività per imposte sul reddito	342	360
Altre passività	2.396	1.877
	48.046	48.464
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	106	
TOTALE PASSIVITÀ	79.409	72.155
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	24.530	34.043
Riserve per differenze cambio da conversione	4.932	3.895
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	6.507	4.688
Azioni proprie	(581)	(581)
Utile (perdita) netto	1.103	(8.635)
Totale patrimonio netto di Eni	40.496	37.415
Interessenze di terzi	84	78
TOTALE PATRIMONIO NETTO	40.580	37.493
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	119.989	109.648

CONTO ECONOMICO

I Trim. 2021	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2021	2020	2021	2020
14.494	Ricavi della gestione caratteristica	16.294	8.157	30.788	22.030
305	Altri ricavi e proventi	346	247	651	460
14.799	Totale ricavi	16.640	8.404	31.439	22.490
(10.260)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(11.857)	(5.517)	(22.117)	(17.186)
(134)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	67	(139)	(67)	(211)
(791)	Costo lavoro	(702)	(704)	(1.493)	(1.542)
(14)	Altri proventi (oneri) operativi	62	(110)	48	(373)
(1.700)	Ammortamenti	(1.622)	(1.977)	(3.322)	(3.857)
(33)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing	(569)	(2.408)	(602)	(2.749)
(5)	Radiazioni	(24)	(229)	(29)	(347)
1.862	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	1.995	(2.680)	3.857	(3.775)
1.239	Proventi finanziari	592	808	1.831	2.153
(1.149)	Oneri finanziari	(956)	(1.078)	(2.105)	(2.596)
8	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	11	92	19	(7)
(271)	Strumenti finanziari derivati	53	60	(218)	(76)
(173)	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(300)	(118)	(473)	(526)
42	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(519)	(528)	(477)	(1.404)
30	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	20	39	50	25
72	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(499)	(489)	(427)	(1.379)
1.761	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	1.196	(3.287)	2.957	(5.680)
(901)	Imposte sul reddito	(944)	(1.118)	(1.845)	(1.652)
860	Utile (perdita) netto	252	(4.405)	1.112	(7.332)
	di competenza:				
856	- azionisti Eni	247	(4.406)	1.103	(7.335)
4	- interessenze di terzi	5	1	9	3
	Utile (perdita) per azione (€ per azione)				
0,24	- semplice	0,06	(1,23)	0,30	(2,05)
0,24	- diluito	0,06	(1,23)	0,30	(2,05)
	Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)				
3.572,5	- semplice	3.572,5	3.572,5	3.572,5	3.572,5
3.579,0	- diluito	3.577,9	3.572,5	3.577,9	3.572,5

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

	Il Trim.		I Sem.	
	2021	2020	2021	2020
(€ milioni)				
Utile (perdita) netto del periodo	252	(4.405)	1.112	(7.332)
Componenti non riclassificabili a conto economico	25	12	18	8
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2		2	
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	23	12	16	8
Componenti riclassificabili a conto economico	(786)	(613)	850	(206)
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(494)	(742)	1.037	(164)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(393)	304	(221)	(123)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(12)	(87)	(30)	46
Effetto fiscale	113	(88)	64	35
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	(761)	(601)	868	(198)
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	(509)	(5.006)	1.980	(7.530)
di competenza:				
- azionisti Eni	(514)	(5.007)	1.971	(7.533)
- interessenze di terzi	5	1	9	3

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2020	47.900
Totale utile (perdita) complessivo	(7.530)
Dividendi distribuiti agli azionisti Eni	(1.536)
Dividendi distribuiti dalle altre società consolidate	(3)
Altre variazioni	8
Totale variazioni	(9.061)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 30 giugno 2020	38.839
di competenza:	
- azionisti Eni	38.767
- interessenze di terzi	72
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

RENDICONTO FINANZIARIO

I Trim. 2021	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2021	2020	2021	2020
860	Utile (perdita) netto	252	(4.405)	1.112	(7.332)
	<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
1.700	Ammortamenti	1.622	1.977	3.322	3.857
33	Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	569	2.408	602	2.749
5	Radiazioni	24	229	29	347
(42)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	519	528	477	1.404
(82)	Plusvalenze nette su cessioni di attività	(6)	(1)	(88)	(4)
(27)	Dividendi	(39)	(56)	(66)	(72)
(21)	Interessi attivi	(17)	(44)	(38)	(72)
194	Interessi passivi	200	227	394	458
901	Imposte sul reddito	944	1.118	1.845	1.652
(263)	Altre variazioni	87	(161)	(176)	(78)
(1.191)	Flusso di cassa del capitale di esercizio	(606)	3	(1.797)	688
(604)	- rimanenze	(286)	(716)	(890)	1.061
(1.688)	- crediti commerciali	(228)	1.791	(1.916)	2.016
513	- debiti commerciali	503	(981)	1.016	(2.605)
(77)	- fondi per rischi e oneri	(165)	(303)	(242)	(399)
665	- altre attività e passività	(430)	212	235	615
30	Variazione fondo per benefici ai dipendenti	(11)	(11)	19	26
150	Dividendi incassati	204	172	354	328
12	Interessi incassati	3	10	15	33
(220)	Interessi pagati	(189)	(257)	(409)	(534)
(663)	Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(839)	(334)	(1.502)	(1.072)
1.376	Flusso di cassa netto da attività operativa	2.717	1.403	4.093	2.378
(1.702)	Flusso di cassa degli investimenti	(1.552)	(1.345)	(3.254)	(3.302)
(1.093)	- attività materiali	(1.183)	(940)	(2.276)	(2.469)
	- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(2)		(2)	
(46)	- attività immateriali	(65)	(38)	(111)	(99)
	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(331)	(10)	(331)	(109)
(520)	- partecipazioni	(20)	(32)	(540)	(155)
(27)	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(42)	(50)	(69)	(100)
(16)	- variazione debiti relativi all'attività di investimento	91	(275)	75	(370)
217	Flusso di cassa dei disinvestimenti	89	38	306	98
88	- attività materiali	88	11	176	15
	- attività immateriali	1		1	
81	- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(5)		76	
	- imposte pagate sulle dismissioni	(35)		(35)	
	- partecipazioni	19	2	19	6
58	- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa	21	25	79	77
(10)	- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento			(10)	
(551)	Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(634)	1.198	(1.185)	463
(2.036)	Flusso di cassa netto da attività di investimento	(2.097)	(109)	(4.133)	(2.741)

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

I Trim. 2021	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2021	2020	2021	2020
221	Assunzione di debiti finanziari non correnti	1.112	3.293	1.333	4.292
(448)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(1.464)	(1.081)	(1.912)	(2.116)
(219)	Rimborso di passività per beni in leasing	(226)	(213)	(445)	(462)
131	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	87	1.147	218	731
	Dividendi pagati ad azionisti Eni	(839)	(1.534)	(839)	(1.534)
	Dividendi pagati ad altri azionisti	(5)	(3)	(5)	(3)
	Emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue	1.985		1.985	
(10)	Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue			(10)	
(325)	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	650	1.609	325	908
36	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(14)	(17)	22	(12)
(949)	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	1.256	2.886	307	533
9.413	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	8.464	3.641	9.413	5.994
8.464	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo ^(a)	9.720	6.527	9.720	6.527

(a) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 31 marzo 2021 e al 30 giugno 2021 comprendono €4 milioni e €7 milioni di disponibilità liquide ed equivalenti di società consolidate destinate alla vendita che nello schema di stato patrimoniale sono riportate nella voce "Attività destinate alla vendita".

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI

I Trim. 2021	(€ milioni)	II Trim.		I Sem.	
		2021	2020	2021	2020
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti					
	Attività correnti	101	1	101	15
	Attività non correnti	368	11	368	182
	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(51)	(1)	(51)	(64)
	Passività correnti e non correnti	(66)	(2)	(66)	(11)
	Effetto netto degli investimenti	352	9	352	122
	Interessenze di terzi	(1)	1	(1)	(10)
	Totale prezzo di acquisto	351	10	351	112
	<i>a dedurre:</i>				
	Disponibilità liquide ed equivalenti	(20)		(20)	(3)
	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	331	10	331	109
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti					
	Rami d'azienda ceduti	2		2	
240	Attività non correnti cedute	(7)		233	
	<i>a dedurre:</i>				
Partecipazioni e rami d'azienda acquistati					
371	Attività correnti			371	
394	Attività non correnti			394	
(128)	Indebitamento finanziario netto			(128)	
(436)	Passività correnti e non correnti			(436)	
201	Totale acquisizioni			201	
39	Totale disinvestimenti netti	(5)		34	
	<i>a dedurre:</i>				
42	Disponibilità liquide ed equivalenti acquisite			42	
81	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(5)		76	

Investimenti tecnici

I Trim. 2021	(€ milioni)	II Trim.			I Sem.		
		2021	2020	var %	2021	2020	var %
856	Exploration & Production ^(a)	950	760	25	1.806	2.018	(11)
13	di cui: - acquisto di riserve proved e unproved	47			60		
34	- ricerca esplorativa	126	76	66	160	247	(35)
801	- sviluppo di idrocarburi	746	670	11	1.547	1.740	(11)
	Global Gas & LNG Portfolio	15	2	..	15	7	..
127	Refining & Marketing e Chimica	208	142	46	335	377	(11)
95	- Refining & Marketing	139	105	32	234	274	(15)
32	- Chimica	69	37	86	101	103	(2)
84	EGL, Power & Renewables	76	70	9	160	141	13
66	- EGL & Renewables	69	54	28	135	119	13
18	- Power	7	16	(56)	25	22	14
74	Corporate e altre attività	20	9	122	94	32	194
(2)	Elisioni di consolidamento	(1)	(5)		(3)	(7)	
1.139	Investimenti tecnici ^(a)	1.268	978	30	2.407	2.568	(6)

(a) Include operazioni di reverse factoring poste in essere nel primo semestre 2021.

Nel primo semestre 2021 gli investimenti tecnici di €2.407 milioni (€2.568 milioni nel primo semestre 2020) evidenziano una riduzione del 6% e hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€1.547 milioni) in particolare in Indonesia, Egitto, Stati Uniti, Messico, Emirati Arabi Uniti e Angola;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€198 milioni) finalizzati essenzialmente ad attività di asset integrity e stay in business, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing (€36 milioni) interventi per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi in Italia e nel resto d'Europa;
- iniziative relative all'attività di commercializzazione del gas ed energia elettrica nel business retail (€87 milioni).

Performance di sostenibilità

		I Sem.	
		2021	2020
TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)	(infortuni totali registrabili/ore lavorate) x 1.000.000	0,37	0,24
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)	(milioni di tonnellate di CO ₂ eq.)	19,5	18,9
Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata (upstream)	(tonnellate di CO ₂ eq./migliaia di boe)	20,2	21,0
Emissioni fuggitive di metano (upstream)	(migliaia di tonnellate di CH ₄)	6,6	5,7
Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine	(miliardi di Sm ³)	0,6	0,5
Volumi totali oil spill (>1 barile)	(migliaia di barili)	2,83	3,21
Acqua di formazione reiniettata	(%)	59	54

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

- **TRIR (Indice di frequenza infortuni totali registrabili)** della forza lavoro: in lieve aumento rispetto al periodo di confronto a causa dei maggiori incidenti registrati tra i dipendenti.
- **Emissioni dirette di GHG (Scope 1)** da asset operati Eni: in lieve aumento rispetto al semestre 2020 per effetto della ripresa delle attività che nel periodo di confronto hanno risentito delle misure di lockdown definite per fronteggiare l'emergenza sanitaria.
- **Emissioni dirette di GHG (Scope 1)/produzione lorda di idrocarburi operata (upstream):** in miglioramento rispetto al primo semestre 2020 principalmente in relazione alla ripresa delle attività.
- **Emissioni fuggitive da metano (upstream):** in lieve aumento rispetto al primo semestre 2020 per effetto della ripresa delle attività. Attesi benefici a fine 2021 con la conclusione dalle campagne di monitoraggio in corso.
- **Volumi di idrocarburi inviati a flaring di routine in asset operati (upstream):** in lieve aumento rispetto allo stesso periodo 2020, principalmente in relazione alla ripresa delle attività in particolare in alcuni impianti onshore in Libia (fermi nel 2020 per cause di forza maggiore), interessati da flaring di routine. Sono confermati i progetti di riduzione di routine flaring previsti nell'anno.
- **Volumi totali di oil spill:** in riduzione rispetto al primo semestre 2020 beneficiando dei minori sversamenti da sabotaggio in Nigeria, dove è in corso un 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 aumento rispetto al primo semestre 2020 grazie alla risoluzione dei problemi di reiniezione registrati in Congo (Loango e Zatchi) e alla ripresa delle attività presso i campi libici di Abu-Attifel e El Feel.

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2021			II Trim.		I Sem.	
			2021	2020	2021	2020
1.704	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}	(mgl di boe/giorno)	1.597	1.729	1.650	1.760
99	Italia		65	106	82	109
238	Resto d'Europa		172	243	205	249
272	Africa Settentrionale		247	258	260	255
355	Egitto		371	266	363	285
310	Africa Sub-Sahariana		293	386	301	379
153	Kazakhstan		147	167	150	171
148	Resto dell'Asia		169	173	158	183
112	America		116	114	114	112
17	Australia e Oceania		17	16	17	17
140	Produzione venduta ^(a)	(mln di boe)	137	144	277	288

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2021			II Trim.		I Sem.	
			2021	2020	2021	2020
814	Produzione di petrolio e condensati	(mgl di barili/giorno)	779	853	797	873
45	Italia		23	45	34	47
142	Resto d'Europa		114	139	128	144
130	Africa Settentrionale		125	118	128	117
68	Egitto		96	58	82	66
192	Africa Sub-Sahariana		188	231	190	232
101	Kazakhstan		100	113	101	115
78	Resto dell'Asia		75	88	76	91
58	America		58	61	58	61
	Australia e Oceania					

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

I Trim. 2021			II Trim.		I Sem.	
			2021	2020	2021	2020
134	Produzione di gas naturale	(mln di metri cubi/giorno)	123	132	128	133
8	Italia		6	9	7	9
15	Resto d'Europa		9	16	12	16
21	Africa Settentrionale		19	21	20	21
43	Egitto		41	31	42	33
18	Africa Sub-Sahariana		16	24	17	22
8	Kazakhstan		7	8	7	8
11	Resto dell'Asia		14	13	12	14
8	America		9	8	8	8
2	Australia e Oceania		2	2	3	2

(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 (108 e 116 mila boe/giorno nel secondo trimestre 2021 e 2020, rispettivamente, 111 e 120 mila boe/giorno nel primo semestre 2021 e 2020, rispettivamente e 113 mila boe/giorno nel primo trimestre 2021).