



Roma
30 aprile 2021

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

Eni: risultati del primo trimestre 2021

Principali dati quantitativi ed economico-finanziari

IV Trim. 2020			I Trim.		
			2021	2020	var %
44,23	Brent dated	\$/barile	60,90	50,26	21
1.193	Cambio medio EUR/USD		1.205	1.103	9
153	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/mgl mc	198	120	65
(1)	Spread PSV vs. TTF		3	17	(82)
0,2	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	(0,6)	3,6	..
1.713	Produzione di idrocarburi	mgl di boe/g	1.704	1.790	(5)
488	Utile (perdita) operativo adjusted ^(a)	€ milioni	1.321	1.307	1
802	<i>E&P</i>		1.378	1.037	33
(101)	<i>Global Gas & LNG Portfolio (GGP)</i>		(30)	233	..
(104)	<i>R&M e Chimica</i>		(120)	16	..
132	<i>Eni gas e luce, Power & Renewables</i>		202	191	6
50	Utile (perdita) netto adjusted ^{(a)(b)}		270	59	358
0,01	<i>per azione - diluoto (€)</i>		0,08	0,02	
(797)	Utile (perdita) netto ^(b)		856	(2.929)	
(0,22)	<i>per azione - diluoto (€)</i>		0,24	(0,82)	
1.582	Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo ^(a)		1.960	2.222	(12)
988	Flusso di cassa netto da attività operativa		1.376	975	41
1.206	Investimenti (tecnici e in partecipazioni) netti ^(c)		1.387	1.905	(27)
11.568	Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16		12.239	12.920	(5)
16.586	Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16		17.507	18.681	(6)
37.493	Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi		39.957	45.385	(12)
0,31	Leverage ante lease liability ex IFRS 16		0,31	0,28	
0,44	Leverage post lease liability ex IFRS 16		0,44	0,41	

(a) Per la definizione dei risultati adjusted vedi nota sulle Non-GAAP measure a pag. 17.

(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 primo trimestre 2021 (non sottoposti a revisione contabile). Esaminando i risultati, Claudio Descalzi, AD di Eni, ha commentato:

"In un primo trimestre ancora fortemente caratterizzato dagli effetti dei lockdown Eni ha evidenziato una robusta ripresa dei risultati, in particolare nel settore E&P e nella chimica. Prosegue la crescita del nostro business retail G&P (+19% l'EBIT rispetto al 2020), grazie alla espansione dei clienti power e dei servizi extra-commodity. La performance di R&M è stata invece penalizzata dalla ridotta domanda di carburanti in Europa, derivante dalla pandemia, e da un margine di raffinazione negativo. Nell'ambito di uno scenario complesso, l'EBIT adjusted a livello di gruppo di €1,3 miliardi è in linea con il primo trimestre dello scorso anno e risulta quasi triplicato rispetto a fine 2020. Si consolida inoltre la crescita dell'utile netto, pari a €270 milioni, quasi quintuplicato rispetto allo stesso trimestre 2020. Il trimestre ha registrato una generazione di cassa organica prima della variazione del capitale circolante di circa €2 miliardi, nettamente superiore agli investimenti del periodo di €1,4 miliardi. Il progressivo miglioramento del quadro pandemico ed economico a livello globale ci consente di guardare con ottimismo ai prossimi mesi e di prevedere una generazione di free cash flow nell'anno superiore a €3 miliardi sulla base dei prezzi correnti del Brent di 60 \$/barile. In questo contesto continueremo a perseguire la nostra strategia di transizione energetica e di decarbonizzazione, assicurando il rafforzamento della nostra struttura patrimoniale ed una politica di distribuzione competitiva per i nostri azionisti."

Highlight primo trimestre 2021

- Primo trimestre caratterizzato dal rafforzamento dello **scenario upstream** in linea con l'andamento dei benchmark: petrolio Brent a 61 \$/bbl (+21% vs. primo trimestre 2020; +38% vs. quarto trimestre 2020). I prezzi di realizzo Eni non recepiscono completamente tale miglioramento a causa dell'apprezzamento di circa il 10% del cambio EURO vs. USD.
- **Scenario di raffinazione** depresso con il margine SERM negativo (-0,6 \$/bbl) per effetto dei lockdown e ridotto traffico aereo.
- **EBIT adjusted**: €1,3 miliardi, in forte crescita rispetto al quarto trimestre 2020 (+171%) a parità di produzione (1,7 milioni boe/giorno).

In linea con il primo trimestre 2020 nonostante -86 mila boe/giorno di minore produzione, quasi interamente olio, e le performance negative di R&M (-€240 milioni) dovute allo scenario sfavorevole per la raffinazione (SERM negativo) e alla riduzione delle vendite di prodotti petroliferi (-10% per la rete) per i lockdown, nonché di GGP (-€263 milioni) dovute, principalmente, a effetti positivi di ottimizzazione portafoglio una tantum intervenuti lo scorso anno e alla contrazione dello spread PSV-TTF.

In aumento la E&P (+€341 milioni) per la ripresa del Brent. Significativa la ripresa della chimica (+€104 milioni) grazie alla temporanea carenza di prodotto a livello globale a seguito delle condizioni meteo estreme negli USA al quale il business ha risposto incrementando i volumi in un contesto di ripresa della domanda.

- **Utile netto adjusted**: €270 milioni pari a quasi cinque volte quello conseguito nel primo trimestre 2020.
- **Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo**: €1,96 miliardi a fronte di capex netti pari a €1,4 miliardi (-27% vs primo trimestre 2020). Forte generazione di free cash flow organica (circa €600 milioni) prima dell'assorbimento del capitale circolante.
- **Portafoglio**: esborsi netti di circa €400 milioni interamente orientati ai business green.
- **Indebitamento finanziario netto ante IFRS 16**: €12,2 miliardi, in lieve aumento vs. 31 dicembre 2020 per operazioni di M&A ed effetto cambio. Leverage invariato al 31%.

Outlook 2021

- Il riequilibrio del mercato petrolifero globale e la ripresa dei consumi di carburanti nel corso del 2021 sono ancora esposti a rischi e incertezze a causa della recrudescenza della pandemia COVID-19 che vede importanti economie, quali quelle dell'Europa Occidentale, ancora in stato di parziale lockdown.
- Confermata produzione di idrocarburi nell'anno pari a circa 1,7 milioni di boe/giorno (assumendo tagli OPEC+ di circa 35 mila boe/giorno in media annua) e una previsione di spending organico per investimenti di circa €6 miliardi; al prezzo corrente del Brent di 60 \$/bbl è previsto un cash flow operativo ante working capital superiore a €9 miliardi.
- Cash neutrality per la copertura della spesa organica e del floor dividend raggiunta con un livello del Brent pari a 51 \$/bbl.
- A fine luglio, in occasione dell'Interim Report, sarà comunicato l'aggiornamento della previsione del Brent di riferimento 2021 che contribuirà alla determinazione della componente variabile del dividendo e della possibile riattivazione del buy-back nel 2021. Al floor dividend di €0,36 per azione, verrà sommata una componente variabile di valore crescente a partire da un Brent di riferimento pari a 43 \$/bbl. Il buy-back sarà attivato a partire da un Brent di riferimento di 56 \$/bbl.

Business overview

Exploration & Production

- **Produzione d'idrocarburi del primo trimestre:** 1,7 milioni di boe/giorno in calo di circa il 4% rispetto al primo trimestre 2020 (al netto dei tagli OPEC+, dell'effetto prezzo positivo dei PSA e del portafoglio) come conseguenza del rallentamento degli investimenti di sviluppo, parzialmente compensato dalla crescita delle produzioni in Egitto supportata dalla robusta ripresa della domanda gas nel paese.

Record produttivo per Zohr con 87 milioni di metri cubi/giorno, al massimo della capacità produttiva.

Avviato ad aprile il giacimento a gas **Merakes** nell'offshore dell'Indonesia in sinergia con la FPU di Jangkrik.

Contributo da avvii/ramp-up di 33 mila boe/giorno tra i quali, Berkine in Algeria, Agogo in Angola e il progetto gas Mahani (Eni 50%) nell'Emirato di Sharjah (EAU) a solo un anno dalla scoperta.

- **Successi esplorativi:** in linea con la strategia esplorativa focalizzata su aree in prossimità di infrastrutture esistenti ("infrastructure-led exploration") e ridotto tempo di messa in produzione, nei primi tre mesi dell'anno Eni ha annunciato:

- la scoperta a olio di **Cuica-1** nel blocco operato 15/06 (Eni 36,84%) offshore **Angola**, secondo ritrovamento nell'area di sviluppo di Cabaça, che consentirà di allungare la vita utile della FPSO che opera il blocco;
- **due scoperte a olio partecipate dalla JV Vår Energi** in prossimità di infrastrutture già in produzione o di prossima entrata in produzione rispettivamente nei prospect Blasto Main nel Mare del Nord e Isflak nel Mare di Barents con riserve di olio in posto stimate complessivamente tra 200 e 350 milioni di barili.

- **Rinnovo portafoglio esplorativo con circa 9.000 chilometri quadrati di nuovi permessi:**

- **Emirati Arabi Uniti:** assegnato il Blocco 7 (Eni 90%), situato nell'onshore di Ras Al Khaimah;
- **Vietnam:** completata l'acquisizione con il ruolo di operatore del Blocco 115/09 (Eni 100%), nel bacino del Song Hong;
- **Regno Unito:** assegnata con il ruolo di operatore la licenza esplorativa P2511 (Eni 100%) nel Mare del Nord;
- **Norvegia:** assegnate 10 nuove licenze esplorative di cui 2 come operatore nel Mare del Nord e 3 come operatore nel Mare di Barents. Le licenze acquisite si trovano in prossimità di aree già in produzione o sviluppo.

- **Razionalizzazione del portafoglio:**

- **Pakistan:** definito accordo per la cessione a un operatore locale delle attività Eni nel Paese, che comprendono otto licenze di sviluppo e produzione e quattro licenze di esplorazione.
- **Nigeria:** ceduto il blocco onshore in produzione e sviluppo OML 17 (Eni 5%).

- **Avanzamento del progetto integrato HyNet North West** che ha ricevuto fondi da parte dello UK Research and Innovation (UKRI) per finanziare una quota dei costi di studio e progettazione: il progetto è finalizzato alla realizzazione di un'infrastruttura di cattura e stoccaggio dell'anidride carbonica (CCS) e vede Eni operatore delle attività di trasporto e stoccaggio della CO₂ utilizzando i propri giacimenti di gas esauriti situati a circa 30 Km dalla costa nella baia di Liverpool.

- **Utile operativo adjusted E&P** in ripresa nel primo trimestre a €1,38 miliardi, con un incremento di circa il 70% rispetto al quarto trimestre 2020. Il confronto rispetto al primo trimestre 2020 presenta una crescita significativa del 33%, guidata dalla ripresa dello scenario petrolifero.

Global Gas & LNG Portfolio

- Riavviato l'**impianto di liquefazione di Damietta**, ed eseguiti alcuni carichi di GNL, con la finalizzazione a marzo degli accordi con le autorità della Repubblica Araba d'Egitto (ARE) e il partner spagnolo Naturgy per la risoluzione di tutte le questioni pendenti della JV Unión Fenosa Gas con i partner egiziani.
- Eni, attraverso la ristrutturazione di Unión Fenosa Gas, ha rilevato la quota del 50% nell'impianto di Damietta e della relativa capacità di liquefazione, nonché le attività di commercializzazione del gas in Spagna detenute da UFG. L'approvvigionamento egiziano consolida la strategia di sviluppo integrato di Eni aumentandone i volumi e la flessibilità in portafoglio, in sinergia con i propri asset upstream.
- **Risultato operativo adjusted GGP**: perdita di €30 milioni nel trimestre, in peggioramento rispetto al primo trimestre 2020 (-€263 milioni) a seguito di effetti positivi di ottimizzazione portafoglio una tantum intervenuti lo scorso anno e alla contrazione dello spread PSV-TTF.

Refining & Marketing e Chimica

- Avviato il nuovo impianto BTU, Biomass Treatment Unit, che consentirà alla **bioraffineria di Gela** di utilizzare fino al 100% biomasse che non siano in competizione con la filiera alimentare per la produzione di biocarburanti.
- In corso di studio la costruzione di nuove unità per il potenziamento dell'impianto di pretrattamento delle cariche che alimentano la **bioraffineria di Venezia** con l'obiettivo di aumentare la flessibilità di approvvigionamento e arrivare ad azzerare l'utilizzo dell'olio di palma per la produzione di biocarburanti entro il 2023.
- In linea con la strategia di crescita nell'economica circolare, firmato un accordo per 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.
- Nell'ambito della **linea di prodotti Versalis Revive®**, lanciato un nuovo prodotto per imballaggi alimentari realizzato al 75% con polistirene da riciclo ricavato dalla raccolta differenziata domestica. Il nuovo prodotto sviluppato da Versalis e Forever Plast S.p.A., è frutto della collaborazione con vari operatori della filiera dell'industria del polistirene: Corepla, Pro Food e Unionplast.
- **Risultato operativo adjusted di R&M**: perdita di €159 milioni nel trimestre in netto peggioramento rispetto al trimestre di confronto a causa dello scenario sfavorevole della raffinazione e della riduzione delle vendite di prodotti petroliferi per la perdurante crisi della domanda di carburanti nei principali mercati di riferimento (Italia ed Europa Occidentale) dovuta alle misure anti-COVID 19.
- **Utile operativo adjusted della Chimica**: significativo miglioramento di performance, pari a €39 milioni di utile rispetto alla perdita di €65 milioni registrata nel periodo di confronto, cogliendo, grazie alla maggiore disponibilità degli impianti e all'impennata delle quotazioni, le opportunità di mercato dovute al temporaneo shortage globale di prodotto derivante dagli eventi climatici estremi in USA, in un contesto di moderata ripresa della domanda di prodotti chimici.

Eni gas e luce, Power & Renewables

- Ingresso nella Penisola Iberica: finalizzato l'accordo per l'acquisizione del 100% della società **Aldro Energía** attiva nel mercato della vendita di energia elettrica, gas e servizi nel settore retail con un portafoglio di circa 250 mila clienti e firmato un accordo con **X-Elio** per l'acquisizione di tre progetti fotovoltaici per una capacità complessiva di 140 MW.
- Accordo tra Eni gas e luce e **Be Charge** per aumentare la dotazione nazionale di infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica, che saranno alimentate con energia verde fornita da Eni gas e luce.
- Costituita **GreenIT**, joint venture con CDP Equity, per lo sviluppo, la costruzione e la gestione di impianti per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili in Italia. La JV ha l'obiettivo di raggiungere una capacità installata di circa 1 GW.

- **Portafoglio clienti retail** sostanzialmente in linea rispetto alla fine del 2020 a 9,56 milioni di punti di consegna.
- **Programma di espansione della capacità di generazione di energia rinnovabile:** al 31 marzo 2021 la capacità installata è pari a 307 MW (+56 MW rispetto al 31 marzo 2020). La capacità complessiva installata e in fase di sviluppo è di oltre 1 GW.
- **Utile operativo adjusted EGL, Power & Renewables:** €202 milioni nel trimestre (+6% rispetto al periodo di confronto) nonostante lo scenario ancora recessivo dell'economia italiana.

Analisi per segmento di business

Exploration & Production

Produzione e prezzi

	IV Trim. 2020	I Trim.		
		2021	2020	var %
Produzioni				
809	Petrolio	mgl di barili/g	814	892
136	Gas naturale	mln di metri cubi/g	134	135
1.713	Idrocarburi	mgl di boe/g	1.704	1.790
Prezzi medi di realizzo				
41,57	Petrolio	\$/barile	57,23	43,58
139	Gas naturale	\$/mgl di metri cubi	161	151
31,55	Idrocarburi	\$/boe	40,80	33,71

- Nel trimestre la **produzione di idrocarburi** pari a 1,704 milioni di boe/giorno è diminuita del 5% rispetto al periodo di confronto. Al netto dell'effetto prezzo positivo, la variazione si ridetermina in 6% ed è spiegata dai tagli produttivi dell'OPEC+ e da marginali effetti di portafoglio (che complessivamente incidono per circa 2 p.p.), dal rallentamento degli investimenti di sviluppo con minori contributi da paesi quali Nigeria, Kazakhstan ed Angola, nonché dal declino di giacimenti maturi. Il ramp-up produttivo in Messico, il maggior apporto della Libia e della produzione in Egitto supportata dalla robusta ripresa della domanda di gas nel paese hanno in parte compensato tali riduzioni.
- La **produzione di petrolio** è stata di 814 mila barili/giorno, -9% rispetto al primo trimestre 2020. La riduzione per minori investimenti, gli effetti dei tagli produttivi OPEC+, nonché il declino di giacimenti maturi sono stati parzialmente compensati dalla crescita produttiva in Messico, per il ramp-up di Area 1 e in Libia.
- La **produzione di gas naturale** è stata di 134 milioni di metri cubi/giorno nel trimestre in leggera diminuzione rispetto al corrispondente periodo del 2020. La minore produzione è stata parzialmente compensata dalla robusta ripresa della domanda di gas in alcuni mercati regionali (in particolare in Egitto) e dalla crescita in Algeria, per avvio progetto Berkine gas.

Risultati

IV Trim.		(€ milioni)	I Trim.		
2020	2021		2020	var %	
554	Utile (perdita) operativo		1.396	715	95
248	Esclusione special items		(18)	322	
802	Utile (perdita) operativo adjusted		1.378	1.037	33
(45)	Proventi (oneri) finanziari netti		(96)	(115)	
161	Proventi (oneri) su partecipazioni		90	(59)	
148	<i>di cui: - Vår Energi</i>		62	(37)	
(290)	Imposte sul reddito		(642)	(651)	
628	Utile (perdita) netto adjusted		730	212	244
I risultati includono:					
48	Costi di ricerca esplorativa:		41	175	(77)
53	- costi di prospezioni, studi geologici e geofisici		39	55	
(5)	- radiazione di pozzi di insuccesso		2	120	
781	Investimenti tecnici		856	1.258	(32)

- Nel primo trimestre 2021, il settore **Exploration & Production** consolida il trend di ripresa avviato dal quarto trimestre 2020 conseguendo un incremento di circa il 70% dell'**utile operativo adjusted** a €1.378 milioni. Anche la crescita rispetto al primo trimestre 2020 è stata significativa con un +33% grazie alla ripresa dello scenario petrolifero, sostenuto dall'accelerazione dell'economia globale e dalla disciplina produttiva dell'OPEC, con il greggio di riferimento Brent aumentato del 21%. In tale contesto i prezzi di realizzo delle produzioni Eni sono aumentati rispettivamente del 31% per i liquidi e del 6% per il gas; i prezzi di realizzo del gas non catturano in pieno la ripresa dello scenario a causa dei lag temporali nelle formule di indicizzazione oil-linked. Lo scenario positivo è stato attenuato dall'apprezzamento dell'euro vs. il dollaro USA (+9%) e dalla flessione delle produzioni dovute principalmente alla riduzione dello spending per lo sviluppo delle riserve considerata l'incertezza dello scenario e al mantenimento dei tagli OPEC+. Il risultato è stato sostenuto da ottimizzazioni dei costi operativi e da minori write-off di pozzi esplorativi di insuccesso.
 - Il settore ha riportato un **utile netto adjusted** di €730 milioni nel primo trimestre, più che triplicato rispetto al primo trimestre 2020 dovuto alla ripresa dell'utile operativo, al netto miglioramento dei risultati di Vår Energi (+€99 milioni) sostenuti dallo scenario e alla riduzione del tax rate dovuto a un più favorevole mix geografico dei profitti (riduzione incidenza sull'ante imposte dei paesi a maggiore fiscalità).
- Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 12.

Global Gas & LNG Portfolio

Vendite

IV Trim.			I Trim.		
2020			2021	2020	var %
153	Prezzo spot del Gas Italia al PSV	€/mgl di metri cubi	198	120	65
154	TTF		195	103	89
(1)	Spread PSV vs. TTF		3	17	(82)
Vendite di gas naturale			mld di metri cubi		
8,65	Italia		8,66	8,97	(3)
8,26	Resto d'Europa		7,59	6,67	14
0,94	di cui: Importatori in Italia		0,80	0,96	(17)
7,32	Mercati europei		6,79	5,71	19
1,66	Resto del Mondo		1,23	0,95	29
18,57	Totale vendite gas (*)		17,48	16,59	5
2,90	di cui: vendite di GNL		2,20	2,50	(12)

(*) Include vendite intercompany.

- Nel primo trimestre 2021 le **vendite di gas naturale** di 17,48 miliardi di metri cubi sono aumentate del 5% rispetto allo stesso periodo 2020, principalmente per i maggiori volumi commercializzati nei mercati esteri (Turchia).

Risultati

IV Trim.			I Trim.		
2020			2021	2020	var %
(290)	Utile (perdita) operativo	(€ milioni)	71	101	(30)
189	Esclusione special item		(101)	132	
(101)	Utile (perdita) operativo adjusted		(30)	233	..
Proventi (oneri) finanziari netti			(3)		
(4)	Proventi (oneri) su partecipazioni		(3)	(9)	
26	Imposte sul reddito		6	(52)	
(79)	Utile (perdita) netto adjusted		(30)	172	..
3	Investimenti tecnici			5	..

- Nel primo trimestre 2021, il settore **Global Gas & LNG Portfolio** ha riportato una **perdita operativa adjusted** di €30 milioni con un netto peggioramento rispetto alla significativa performance del primo trimestre 2020 per effetto delle ottimizzazioni portafoglio una tantum dello scorso anno e della contrazione dello spread PSV-TTF.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 12.

Refining & Marketing e Chimica

Produzioni e vendite

IV Trim.		I Trim.		
2020		2021	2020	var %
0,2	Standard Eni Refining Margin (SERM)	\$/barile	(0,6)	3,6
3,93	Lavorazioni in conto proprio Italia	mln ton	3,85	4,06
2,48	Lavorazioni in conto proprio resto del Mondo		2,55	1,97
6,41	Totale lavorazioni		6,40	6,03
74	Tasso utilizzo impianti di raffinazione	%	71	74
183	Lavorazioni bio	mgl ton	163	188
64	Tasso utilizzo impianti di raffinazione bio	%	65	67
Marketing				
1,63	Vendite rete Europa	mln ton	1,47	1,64
1,14	Vendite rete Italia		1,04	1,12
0,49	Vendite rete resto d'Europa		0,43	0,52
23,0	Quota mercato rete Italia	%	22,9	23,3
2,11	Vendite extrarete Europa	mln ton	1,72	2,08
1,50	Vendite extrarete Italia		1,29	1,51
0,61	Vendite extrarete resto d'Europa		0,43	0,57
Chimica				
1,33	Vendite prodotti petrolchimici	mln ton	1,18	0,89
75	Tasso utilizzo impianti	%	72	58

- Nel primo trimestre 2021, il **margin di raffinazione indicatore Eni (Standard Eni Refining Margin)** ha registrato valori negativi: -0,6 \$/barile la media del periodo, rispetto a 3,6 \$/barile del periodo di confronto, a causa del rafforzamento dei greggi e del contestuale indebolimento dei distillati medi dovuto al perdurare degli effetti della pandemia. Inoltre, nel primo trimestre si sono registrati mediamente differenziali tra i greggi sour, come l'Ural, vs i greggi light sweet, come il Brent, più contenuti rispetto all'anno precedente per effetto della minore disponibilità dovuta ai tagli OPEC+ con effetti negativi sulla redditività degli impianti di conversione.
- Nel primo trimestre 2021, le **lavorazioni di petrolio e di semilavorati in conto proprio** in Italia, pari a 3,85 milioni di tonnellate, sono diminuite del 5% rispetto al primo trimestre 2020 in risposta allo scenario di raffinazione fortemente depresso. Le lavorazioni nel resto del mondo sono aumentate grazie ad ADNOC Refining, che nel primo trimestre 2020 scontava l'effetto della fermata.
- Nel primo trimestre 2021, i **volumi di lavorazione bio** pari a 163 mila tonnellate hanno registrato una riduzione del 13% rispetto al periodo di confronto dovuta in generale ad un contesto di scenario meno favorevole.
- Nel primo trimestre 2021, le **vendite rete in Italia** pari a 1,04 milioni di tonnellate sono diminuite del 7%, in particolare sulla rete autostradale, per il forte calo dei consumi, a causa degli effetti della pandemia che ha avuto riflessi negativi in particolare sulle vendite di gasolio e benzina. La quota di mercato del primo trimestre 2021 si è attestata al 22,9% (23,3% nel primo trimestre 2020).
- Nel primo trimestre 2021, le **vendite extrarete in Italia** pari a 1,29 milioni di tonnellate sono diminuite del 15% rispetto al primo trimestre 2020 per effetto della ridotta attività industriale e, in particolare, delle minori vendite di jet fuel a causa della profonda crisi del settore delle compagnie aeree per effetto della pandemia.
- Le **vendite rete nel resto d'Europa** pari a 0,43 milioni di tonnellate sono diminuite del 17% rispetto al primo trimestre 2020 a causa degli effetti della pandemia che ha avuto riflessi negativi nel trimestre.
- Le **vendite extrarete nel resto d'Europa** nel primo trimestre 2021 sono pari a 0,43 milioni di tonnellate, in riduzione del 25% rispetto al periodo di confronto, a seguito delle minori lavorazioni delle raffinerie in Germania a causa dello scenario sfavorevole.
- Le **vendite di prodotti petrolchimici** nel primo trimestre pari a 1,18 milioni di tonnellate sono in aumento del 33% rispetto al periodo di confronto, principalmente per le maggiori vendite di intermedi che hanno beneficiato di un temporaneo shortage di prodotto a livello globale a causa degli eventi climatici estremi in USA e di maggiori disponibilità da produzione. Positiva la performance nel polietilene

grazie anche a una certa ripresa della domanda europea e negli elastomeri per incremento della domanda nel settore automotive.

- I **margini dei prodotti chimici** hanno registrato un recupero in un contesto di forte incremento dei prezzi spot a causa dello shortage di offerta per gli eventi straordinari summenzionati. Incrementi significativi, anche se di natura temporanea, sono stati registrati nei segmenti del polietilene e degli stirenici/elastomeri grazie al calo delle quotazioni della materia prima.

Risultati

IV Trim.		(€ milioni)	I Trim.		
2020	2021	2020	var %		
(139) Utile (perdita) operativo	309	(1.910)	..		
(110) Esclusione (utile) perdita di magazzino	(482)	1.691			
145 Esclusione special item	53	235			
(104) Utile (perdita) operativo adjusted	(120)	16	..		
(59) - <i>Refining & Marketing</i>	(159)	81	..		
(45) - <i>Chimica</i>	39	(65)	..		
(1) Proventi (oneri) finanziari netti	(12)	(8)			
(71) Proventi (oneri) su partecipazioni	(31)	(10)			
(58) <i>di cui: ADNOC R&GT</i>	(35)	(18)			
(29) Imposte sul reddito	32	(62)			
(205) Utile (perdita) netto adjusted	(131)	(64)	..		
256 Investimenti tecnici	127	235	(46)		

- Nel primo trimestre 2021, il business **Refining & Marketing** ha riportato la **perdita operativa adjusted** di €159 milioni, in netto peggioramento rispetto al trimestre di confronto a causa della perdurante crisi della domanda di carburanti nei principali mercati di riferimento (Italia ed Europa Occidentale) dovuta alle misure anti COVID-19 che ha comportato la contrazione del SERM sceso su valori negativi. Le lavorazioni sono state ridotte del 5% per reagire allo scenario particolarmente depresso. Il risultato dei business commerciali è stato penalizzato dai minori volumi di vendita per effetto delle limitazioni conseguenti alla pandemia. Le ottimizzazioni degli assetti hanno consentito di recuperare parte dello scenario.
- Nel primo trimestre 2021 il business della **Chimica** gestito dalla Versalis ha conseguito un significativo miglioramento di performance chiudendo a €39 milioni di **utile operativo adjusted** rispetto alla perdita di €65 milioni registrata nel periodo di confronto. Il settore ha potuto catturare volumi di vendite addizionali (volumi cresciuti del 33%) grazie alla maggiore disponibilità degli impianti, sfruttando la temporanea carenza di prodotto a livello globale a causa degli eventi climatici estremi negli USA, con riflessi anche sui margini dei prodotti a valle della catena. La domanda globale offre segnali di ripresa in diversi settori finali quali l'automotive, il packaging e il settore dei beni di largo consumo, sostenendo i volumi.
- Nel primo trimestre 2021, la **perdita netta adjusted** di €131 milioni (perdita netta adjusted di €64 milioni nel primo trimestre 2020) è dovuta al peggioramento di R&M, compreso il minor risultato delle partecipazioni in ADNOC Refining & Global Trading (-€35 milioni nel primo trimestre 2021; -€18 milioni nel trimestre di confronto).

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 12.

Eni gas e luce, Power & Renewables

Produzioni e vendite

	IV Trim.	2020	I Trim.		
			2021	2020	var %
EGL & Renewables					
2,51	Vendite retail gas		mld di metri cubi	3,52	3,63 (3)
3,40	Vendite retail energia elettrica a clienti finali		terawattora	3,65	3,28 11
9,57	Clienti retail (PDF)		mln pdf	9,56	9,48 1
87	Produzione di energia da fonti rinnovabili		gigawattora	117	44 ..
307	Capacità installata da fonti rinnovabili a fine		megawatt	307	251 22
77	<i>di cui: - fotovoltaico</i>		%	77	78
20	<i>- eolico</i>			20	19
3	<i>- potenza installata di storage</i>			3	3
Power					
6,58	Vendita di energia elettrica borsa/clienti liberi		terawattora	6,42	6,50 (1)
5,18	Produzione termoelettrica			5,12	5,46 (6)

- Le **vendite retail di gas** sono state pari a 3,52 miliardi di metri cubi nel primo trimestre 2021, in calo del 3% rispetto allo stesso periodo 2020, a seguito della riduzione dei consumi in Italia, in particolare nel segmento delle piccole e medie imprese a causa degli effetti della recessione economica dovuta alle misure di contenimento della pandemia, solo in parte attenuata dai maggiori volumi commercializzati nei mercati europei.
- Le **vendite retail di energia elettrica a clienti finali** pari a 3,65 TWh nel primo trimestre sono in aumento dell'11%, beneficiando della crescita del portafoglio clienti power.
- La **produzione di energia da fonti rinnovabili** è stata pari a 117 GWh nel primo trimestre 2021, quasi triplicata rispetto al periodo di confronto (44 GWh nel primo trimestre 2020), 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 31 marzo 2021, la **capacità installata da fonti rinnovabili** è pari a 307 MW, in linea rispetto al 31 dicembre 2020. L'incremento di 56 MW rispetto al 31 marzo 2020 è riferito al completamento degli impianti di Batchelor e Manton Dam in Australia (+25 MW) nonché all'acquisizione di asset già operativi negli Stati Uniti (+30 MW).
- Al 31 marzo 2021 la **capacità in costruzione/avanzato stato di sviluppo** ammonta a oltre 0,6 GW e si riferisce in particolare ai progetti eolici offshore Dogger Bank A/B nel Regno Unito (480 MW in quota Eni) e alla nuova capacità in Kazakhstan (98 MW, di cui 48 MW eolico onshore e 50 MW solare fotovoltaico).
- Le **vendite di energia elettrica borsa/clienti liberi** del primo trimestre 2021 sono state di 6,42 TWh, in lieve diminuzione rispetto al periodo di confronto (-1%) a seguito della contrazione dell'attività economica.

Risultati

2020	I Trim.			
		2021	2020	var %
404 Utile (perdita) operativo		230	100	..
(272) Esclusione special item		(28)	91	
132 Utile (perdita) operativo adjusted		202	191	6
96 - <i>Eni gas e luce & Renewables</i>		176	150	17
36 - <i>Power</i>		26	41	(37)
Proventi (oneri) finanziari netti				
2 Proventi (oneri) su partecipazioni		6	8	
(39) Imposte sul reddito		(55)	(60)	
95 Utile (perdita) netto adjusted		153	139	10
89 Investimenti tecnici		84	71	18

- Il business retail gas e power e rinnovabili ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €176 milioni in aumento del 17% rispetto al primo trimestre 2020 nonostante lo scenario ancora recessivo dell'economia italiana. La performance è stata sostenuta dal miglioramento delle performance del business extracommodity, anche grazie al contributo del fotovoltaico distribuito (acquisizione di Evolvere), dall'aumento del numero dei clienti, in particolare nel power, e dal minor unpaid atteso, a seguito del miglioramento del trend di incasso delle fatture.
- Il business power ha conseguito un utile operativo adjusted di €26 milioni con una riduzione del 37% rispetto al primo trimestre 2020 dovuta alla contrazione del crack spread dell'energia elettrica in un contesto di domanda ancora debole e minore disponibilità da produzione per maggiori fermo impianti.

Per il commento agli special item del settore si rinvia alla disclosure di pag. 12.

Risultati di Gruppo

IV Trim. 2020		(€ milioni)	I Trim. 2021		
			2020	var %	
11.631	Ricavi della gestione caratteristica		14.494	13.873	4
280	Utile (perdita) operativo		1.862	(1.095)	..
(69)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(464)	1.577	
277	Esclusione special item ^(a)		(77)	825	
488	Utile (perdita) operativo adjusted		1.321	1.307	1
Dettaglio per settore di attività					
802	<i>Exploration & Production</i>		1.378	1.037	33
(101)	<i>GGP</i>		(30)	233	..
(104)	<i>Refining & Marketing e Chimica</i>		(120)	16	..
132	<i>EGL, Power & Renewables</i>		202	191	6
(84)	<i>Corporate e altre attività</i>		(146)	(204)	28
(157)	<i>Effetto eliminazione utili interni e altre elisioni di consolidato</i>		37	34	
(797)	Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni		856	(2.929)	
(49)	Eliminazione (utile) perdita di magazzino		(329)	1.118	
896	Esclusione special item ^(a)		(257)	1.870	
50	Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni		270	59	

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

Risultati adjusted

- Nel primo trimestre 2021 il Gruppo Eni ha conseguito l'**utile operativo adjusted** di €1.321 milioni, sostanzialmente invariato rispetto al primo trimestre 2020 per effetto del miglioramento dello scenario upstream guidato dalla ripresa delle quotazioni del petrolio (Brent +21% in USD), i cui effetti sono stati compensati dall'apprezzamento dell'EUR vs USD (+9%), dalle minori produzioni per effetto dei tagli OPEC+ e della disciplina nello spending e dal peggioramento delle performance di GGP e R&M. Significativa la ripresa della chimica trainata dalla maggiore disponibilità degli impianti, dalla crescita della domanda che ha sostenuto i margini delle commodity e dall'insolita carenza di offerta; positiva e in crescita la performance del business retail gas e power e rinnovabili. Il trend di ripresa dei risultati di Gruppo è più evidente nel confronto con il quarto trimestre 2020 che evidenzia un incremento di quasi il triplo, trainato dalla ripresa dello scenario petrolifero e dalla stabilità delle produzioni upstream.
- Il Gruppo ha conseguito nel primo trimestre 2021 l'**utile netto adjusted** di €270 milioni in netta crescita rispetto al primo trimestre 2020 (+358%) per effetto dei minori oneri finanziari, maggiori proventi su partecipazioni, in particolare per l'ottima performance di Vår Energi, e della riduzione del tax rate consolidato (circa 17 p.p.).

Analisi tax rate consolidato

Il risultato del primo trimestre 2021 sconta un tax rate consolidato del 75% vs circa il 90% del primo trimestre 2020. Il driver principale è la riduzione del tax rate E&P (passato da oltre 75% a circa 50%) per effetto della ripresa 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 UAE). Il valore più elevato del tax rate medio di Gruppo è principalmente dovuto alla ridotta capacità d'iscrizione di imposte differite attive sulle perdite di periodo, in particolare in Italia, in relazione all'incertezza sulle prospettive di redditività future. Una misura normalizzata di tax rate che neutralizza quest'ultimo effetto è illustrata nella tavola che segue:

(€ milioni)	I Trimestre 2021		
	reported (ex-special items)	crediti d'imposta non iscritti su perdite di periodo	tax rate normalizzato
Utile ante imposte	1.096		1.096
Imposte sul reddito	(822)	186	(636)
Tax rate	75,0%		58,0%

Special item

Gli **special item dell'utile operativo** sono rappresentati da proventi netti di €77 milioni con il seguente breakdown per settore:

- **E&P:** registrate plusvalenze di €76 milioni riferite alla cessione di asset marginali in Nigeria, nonché accantonamenti per perdite straordinarie su crediti di €15 milioni;
- **GGP:** proventi netti di €101 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 (€154 milioni) e dalla differenza tra la valorizzazione delle rimanenze gas a costo medio ponderato prevista dagli IFRS e quella gestionale che tiene conto delle dinamiche di invaso e svaso del gas naturale e riporta i margini (differenziale del costo del gas tra estate e inverno) ed i relativi effetti di hedging in corrispondenza dei prelievi (provento di €31 milioni), compensati dalla riclassifica del saldo positivo di €83 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;
- **R&M e Chimica:** oneri netti di €53 milioni riferiti principalmente a svalutazioni degli investimenti di compliance relativi a CGU con flussi di cassa attesi negativi (€24 milioni), oneri ambientali (€24 milioni), nonché oneri per derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting (€22 milioni);
- **EGL, Power & Renewables:** proventi netti di €28 milioni rappresentati dalla componente valutativa dei derivati su commodity privi dei requisiti per l'hedge accounting.

Gli special item d'imposta comprendono essenzialmente l'annullamento del debito d'imposta figurativo sul profit on stock (€135 milioni).

Posizione finanziaria netta e cash flow operativo

IV Trim.		I Trim.		
2020	(€ milioni)	2021	2020	var. ass.
(795) Utile (perdita) netto		860	(2.927)	3.787
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>				
2.476 - ammortamenti e altre componenti non monetarie		1.463	3.335	(1.872)
(3) - plusvalenze nette su cessioni di attività		(82)	(3)	(79)
627 - dividendi, interessi e imposte		1.047	721	326
(632) Variazione del capitale di esercizio		(1.191)	685	(1.876)
96 Dividendi incassati da partecipate		150	156	(6)
(625) Imposte pagate		(663)	(738)	75
(156) Interessi (pagati) incassati		(208)	(254)	46
988 Flusso di cassa netto da attività operativa		1.376	975	401
(1.187) Investimenti tecnici		(1.139)	(1.590)	451
(33) Investimenti in partecipazioni, imprese consolidate e rami d'azienda		(520)	(222)	(298)
15 Dismissioni di partecipazioni consolidate, rami d'azienda, attività materiali e immateriali e partecipazioni		169	8	161
(12) Altre variazioni relative all'attività di investimento		5	(93)	98
(229) Free cash flow		(109)	(922)	813
186 Investimenti e disinvestimenti di attività finanziarie non strumentali all'attività operativa		(551)	(735)	184
(164) Variazione debiti finanziari correnti e non correnti		(96)	(452)	356
(193) Rimborso di passività per beni in leasing		(219)	(249)	30
(8) Flusso di cassa del capitale proprio				
2.975 Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		(10)		(10)
(33) Variazioni area di consolidamento e differenze cambio sulle disponibilità		36	5	31
2.534 VARIAZIONE NETTA DELLE DISPONIBILITÀ LIQUIDE ED EQUIVALENTI		(949)	(2.353)	1.404
1.582 Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo		1.960	2.222	(262)

IV Trim.		I Trim.		
2020	(€ milioni)	2021	2020	var. ass.
(229) Free cash flow		(109)	(922)	813
(193) Rimborso di passività per beni in leasing		(219)	(249)	30
Debiti e crediti finanziari società acquisite		(170)	(66)	(104)
412 Differenze cambio su debiti e crediti finanziari e altre variazioni		(163)	(206)	43
(8) Flusso di cassa del capitale proprio				
2.975 Flusso di cassa netto delle obbligazioni subordinate perpetue		(10)		(10)
2.957 VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO ANTE PASSIVITÀ PER LEASING		(671)	(1.443)	772
193 Rimborsi lease liability		219	249	(30)
117 Accensioni del periodo e altre variazioni		(469)	(362)	(107)
310 Variazione passività per beni in leasing		(250)	(113)	(137)
3.267 VARIAZIONE DELL'INDEBITAMENTO FINANZIARIO NETTO POST PASSIVITÀ PER LEASING		(921)	(1.556)	635

Il **flusso di cassa netto da attività operativa** del primo trimestre 2021 è stato di €1.376 milioni e beneficia di un maggiore volume di crediti con scadenza nei successivi reporting period ceduti in factoring rispetto al quarto trimestre 2020 (+€0,46 miliardi).

Il **flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo** si ridetermina in €1.960 milioni. Tale misura di risultato adjusted è determinata prima della variazione del capitale di esercizio ed esclude l'utile/perdita di magazzino, accantonamenti 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 trim. 2021				
	Reported	stock profit	FV derivati	Accantonamenti straordinari su crediti e per oneri	Adjusted
(€ milioni)					
Flusso di cassa ante variazione circolante	2.567	(464)	(158)	15	1.960
Variazione circolante	(1.191)	464	158	(15)	(584)
CFFO	1.376				1.376

	I trim. 2020				
	Reported	stock profit	FV derivati	Accantonamenti straordinari su crediti e per oneri	Adjusted
(€ milioni)					
Flusso di cassa ante variazione circolante	290	1.577	269	86	2.222
Variazione circolante	685	(1.577)	(269)	(86)	(1.247)
CFFO	975				975

I fabbisogni per gli **investimenti tecnici e in partecipazioni/business combination** ammontano a €1,6 miliardi e includono il corrispettivo dell'acquisizione del 20% nel progetto offshore eolico Dogger Bank A/B nel Mare del Nord mentre la ristrutturazione della joint venture UFG ha comportato nel complesso un conguaglio di cassa a beneficio Eni, rappresentato nelle dismissioni insieme all'incasso della cessione di asset marginali di E&P. Al netto di tali componenti non organiche e dell'utilizzo degli anticipi commerciali incassati dai partner egiziani (€0,27 miliardi) per il finanziamento del progetto Zohr, gli investimenti netti sono stati di €1,4 miliardi, in riduzione di circa il 30% vs. lo stesso periodo 2020 grazie ai tagli attivati nella revisione del piano industriale 2020-2021 in risposta alla crisi del COVID-19, interamente finanziati dal flusso di cassa netto adjusted.

Stato patrimoniale riclassificato

(€ milioni)	31 Mar. 2021	31 Dic. 2020	Var. ass.
Capitale immobilizzato			
Immobili, impianti e macchinari	55.869	53.943	1.926
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.804	4.643	161
Attività immateriali	3.117	2.936	181
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.196	995	201
Partecipazioni	8.153	7.706	447
Crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	1.058	1.037	21
Debiti netti relativi all'attività di investimento	(1.380)	(1.361)	(19)
	72.817	69.899	2.918
Capitale di esercizio netto			
Rimanenze	4.414	3.893	521
Crediti commerciali	9.106	7.087	2.019
Debiti commerciali	(9.565)	(8.679)	(886)
Attività (passività) tributarie nette	(3.806)	(2.198)	(1.608)
Fondi per rischi e oneri	(13.659)	(13.438)	(221)
Altre attività (passività) d'esercizio	(631)	(1.328)	697
	(14.141)	(14.663)	522
Fondi per benefici ai dipendenti	(1.257)	(1.201)	(56)
Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili	45	44	1
CAPITALE INVESTITO NETTO	57.464	54.079	3.385
Patrimonio netto degli azionisti Eni	39.875	37.415	2.460
Interessenze di terzi	82	78	4
Patrimonio netto	39.957	37.493	2.464
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	12.239	11.568	671
Passività per beni leasing	5.268	5.018	250
- di cui working interest Eni	3.571	3.366	205
- di cui working interest follower	1.697	1.652	45
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	17.507	16.586	921
COPERTURE	57.464	54.079	3.385
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,31	0,31	..
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,44	0,44	..
Gearing	0,30	0,31	..

- Al 31 marzo 2021, il **capitale immobilizzato** è aumentato di circa €3 miliardi per effetto essenzialmente dell'apprezzamento del dollaro USA nei cambi puntuali al 31 marzo vs. 31 dicembre (1,17 vs. 1,22 il cambio EUR vs USD), mentre gli investimenti/acquisizioni del periodo sono stati compensati dagli ammortamenti.
- Il **capitale di esercizio netto** (-€14 miliardi) è sostanzialmente stabile per effetto della compensazione tra l'aumento del saldo netto dei movimenti nei debiti/crediti commerciali (circa +€1,1 miliardi) e l'aumento del valore di libro delle scorte per effetto della ripresa delle quotazioni petrolifere (+€0,5 miliardi), compensati dall'incremento delle passività tributarie nette dovuto ai debiti per imposte indirette Italia (versamento delle accise del mese di dicembre nello stesso mese).
- Il **patrimonio netto** (€40 miliardi) è aumentato di circa €2,5 miliardi per effetto dell'utile di periodo (€0,86 miliardi) e della variazione positiva della riserva per differenze cambio (+€1,5 miliardi).
- L'**indebitamento finanziario netto¹ ante lease liability** al 31 marzo 2021 è pari a €12,2 miliardi in aumento di €0,67 miliardi rispetto al 2020, essenzialmente per il finanziamento delle operazioni di M&A e delle differenze di cambio.
- Il **leverage²** – rapporto tra indebitamento finanziario netto ante lease liabilities e patrimonio netto – si attesta a 0,31 al 31 marzo 2021, invariato rispetto al 31 dicembre 2020.

¹ Informazioni sulla composizione dell'indebitamento finanziario netto sono fornite a pag. 23.

² In questo comunicato stampa apposite note esplicative illustrano contenuto e significato degli indicatori alternativi di performance in linea con gli Orientamenti dell'ESMA sugli Indicatori

Altre informazioni, basis of presentation e disclaimer

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

* * *

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

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

* * *

Disclaimer

Questo comunicato stampa contiene dichiarazioni previsionali ("forward-looking statements"), 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 rischiosità e di incertezza perché dipendono dal verificarsi di eventi e sviluppi futuri. I risultati effettivi potranno differire in misura anche significativa rispetto a quelli annunciati in relazione a una molteplicità di fattori, tra cui: l'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

segreteriasocietaria.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 primo trimestre 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 consuntivi:

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

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

Leverage

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

Gearing

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

Flusso di cassa operativo ante capitale circolante al costo di rimpiazzo

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

Free cash flow

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

Indebitamento finanziario netto

L'indebitamento finanziario netto è calcolato come debito finanziario al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti, 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)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e eluce, Power & Renewables	Corporate e Altre attività	Effetto eliminazione utili interni	GRUPPO
I Trimestre 2021							
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.

(€ milioni)

I 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	715	101	(1.910)	100	(249)	148	(1.095)
Esclusione (utile) perdita di magazzino		1.691				(114)	1.577
Esclusione special item:							
oneri ambientali			15				15
svalutazioni (riprese di valore) nette	197		139	1	4		341
plusvalenze nette su cessione di asset	1		(3)				(2)
accantonamenti a fondo rischi	27				(1)		26
oneri per incentivazione all'esodo	5	1	3	1	12		22
derivati su commodity		92	85	92			269
differenze e derivati su cambi	(1)	49	(7)	(3)			38
altro	93	(10)	3		30		116
Special item dell'utile (perdita) operativo	322	132	235	91	45		825
Utile (perdita) operativo adjusted	1.037	233	16	191	(204)	34	1.307
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(115)		(8)		(337)		(460)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	(59)	(9)	(10)	8	(3)		(73)
Imposte sul reddito ^(a)	(651)	(52)	(62)	(60)	121	(9)	(713)
<i>Tax rate (%)</i>							92,1
Utile (perdita) netto adjusted	212	172	(64)	139	(423)	25	61
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							2
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							59
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(2.929)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							1.118
Esclusione special item							1.870
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							59

(a) Escludono gli special item.

(€ milioni)

IV 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	554	(290)	(139)	404	(51)	(198)	280
Esclusione (utile) perdita di magazzino			(110)			41	(69)
Esclusione special item:							
oneri ambientali	18		11	1	(130)		(100)
svalutazioni (riprese di valore) nette	231	2	201	(4)	8		438
plusvalenze nette su cessione di asset			(3)				(3)
accantonamenti a fondo rischi	7		5	10	14		36
oneri per incentivazione all'esodo	17		18	(7)	4		32
derivati su commodity		389	(60)	(278)			51
differenze e derivati su cambi	6	(83)	25				(52)
altro	(31)	(119)	(52)	6	71		(125)
Special item dell'utile (perdita) operativo	248	189	145	(272)	(33)		277
Utile (perdita) operativo adjusted	802	(101)	(104)	132	(84)	(157)	488
Proventi (oneri) finanziari netti ^(a)	(45)		(1)		(130)		(176)
Proventi (oneri) su partecipazioni ^(a)	161	(4)	(71)	2	(26)		62
Imposte sul reddito ^(a)	(290)	26	(29)	(39)	(20)	30	(322)
<i>Tax rate (%)</i>							86,1
Utile (perdita) netto adjusted	628	(79)	(205)	95	(260)	(127)	52
<i>di cui:</i>							
- utile (perdita) netto adjusted delle interessenze di terzi							2
- utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							50
Utile (perdita) netto di competenza azionisti Eni							(797)
Esclusione (utile) perdita di magazzino							(49)
Esclusione special item							896
Utile (perdita) netto adjusted di competenza azionisti Eni							50

(a) Escludono gli special item.

Analisi degli special item

IV Trim.		I Trim.	
2020	(€ milioni)	2021	2020
(100)	Oneri ambientali	24	15
438	Svalutazioni (riprese di valore) nette	33	341
(3)	Plusvalenze nette su cessione di asset	(83)	(2)
36	Accantonamenti a fondo rischi		26
32	Oneri per incentivazione all'esodo	31	22
51	Derivati su commodity	(158)	269
(52)	Differenze e derivati su cambi	78	38
(125)	Altro	(2)	116
277	Special item dell'utile (perdita) operativo	(77)	825
68	Oneri (proventi) finanziari	(77)	(52)
<i>di cui:</i>			
52	- <i>riclassifica delle differenze e derivati su cambi nell'utile (perdita) operativo</i>	(78)	(38)
399	Oneri (proventi) su partecipazioni	(47)	817
<i>di cui:</i>			
370	- <i>svalutazioni/rivalutazioni di partecipazioni</i>	(47)	595
152	Imposte sul reddito	(56)	280
896	Totale special item dell'utile (perdita) netto	(257)	1.870

Analisi delle principali voci del conto economico

Ricavi della gestione caratteristica

IV Trim.		I Trim.		
2020	(€ milioni)	2021	2020	var %
3.495	Exploration & Production	4.231	4.194	1
2.198	Global Gas & LNG Portfolio	2.915	2.480	18
6.557	Refining & Marketing e Chimica	7.887	7.450	6
2.122	EGL, Power & Renewables	2.730	2.649	3
446	Corporate e altre attività	386	383	1
(3.187)	Elisioni di consolidamento	(3.655)	(3.283)	
11.631		14.494	13.873	4

Costi operativi

IV Trim.		I Trim.		
2020	(€ milioni)	2021	2020	var %
8.834	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	10.260	11.669	(12)
12	Svalutazioni (riprese di valore) nette di crediti commerciali e altri crediti	134	72	86
644	Costo lavoro	791	838	(6)
32	<i>di cui: incentivi per esodi agevolati e altro</i>	31	22	
9.490		11.185	12.579	(11)

Ammortamenti, svalutazioni, riprese di valore e radiazioni

IV Trim.		I Trim.		
2020	(€ milioni)	2021	2020	var %
1.407	Exploration & Production	1.442	1.621	(11)
31	Global Gas & LNG Portfolio	35	32	9
142	Refining & Marketing e Chimica	138	149	(7)
61	EGL, Power & Renewables	58	50	16
37	Corporate e altre attività	35	36	(3)
(8)	Effetto eliminazione utili interni	(8)	(8)	
1.670	Ammortamenti	1.700	1.880	(10)
438	<i>Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing</i>	33	341	(90)
2.108	Ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore	1.733	2.221	(22)
18	Radiazioni	5	118	(96)
2.126		1.738	2.339	(26)

Proventi (oneri) su partecipazioni

I Trimestre 2021	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Refining & Marketing e Chimica	Eni gas e luce, Power & Renewables	Corporate e altre attività	Gruppo
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	68	(3)	13	6	(42)	42
Dividendi	24		3			27
Altri proventi (oneri) netti		3				3
	92		16	6	(42)	72

Leverage e indebitamento finanziario netto

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

(€ milioni)	31 Mar. 2021	31 Dic. 2020	Var. ass.
Debiti finanziari e obbligazionari	27.026	26.686	340
- <i>Debiti finanziari a breve termine</i>	4.654	4.791	(137)
- <i>Debiti finanziari a lungo termine</i>	22.372	21.895	477
Disponibilità liquide ed equivalenti	(8.460)	(9.413)	953
Titoli held for trading	(6.158)	(5.502)	(656)
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(169)	(203)	34
Indebitamento finanziario netto ante passività per leasing ex IFRS 16	12.239	11.568	671
Passività per beni in leasing	5.268	5.018	250
- di cui working interest Eni	3.571	3.366	205
- di cui working interest follower	1.697	1.652	45
Indebitamento finanziario netto post passività per leasing ex IFRS 16	17.507	16.586	921
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	39.957	37.493	2.464
Leverage ante lease liability ex IFRS 16	0,31	0,31	
Leverage post lease liability ex IFRS 16	0,44	0,44	

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	17.507	1.697	15.810
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi	39.957		39.957
Leverage pro-forma	0,44		0,40

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.

L'indebitamento finanziario netto è calcolato in coerenza con le disposizioni CONSOB sulla posizione finanziaria netta (com. n. DEM/6064293 del 2006).

Schemi di bilancio IFRS

STATO PATRIMONIALE

(€ milioni)

	31 Mar. 2021	31 Dic. 2020
ATTIVITÀ		
Attività correnti		
Disponibilità liquide ed equivalenti	8.460	9.413
Attività finanziarie destinate al trading	6.158	5.502
Altre attività finanziarie	219	254
Crediti commerciali e altri crediti	13.391	10.926
Rimanenze	4.414	3.893
Attività per imposte sul reddito	190	184
Altre attività	2.975	2.686
	35.807	32.858
Attività non correnti		
Immobili, impianti e macchinari	55.869	53.943
Diritto di utilizzo beni in leasing	4.804	4.643
Attività immateriali	3.117	2.936
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	1.196	995
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	7.171	6.749
Altre partecipazioni	982	957
Altre attività finanziarie	1.031	1.008
Attività per imposte anticipate	4.123	4.109
Attività per imposte sul reddito	145	153
Altre attività	1.235	1.253
	79.673	76.746
Attività destinate alla vendita	154	44
TOTALE ATTIVITÀ	115.634	109.648
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		
Passività correnti		
Passività finanziarie a breve termine	3.118	2.882
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	1.536	1.909
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	892	849
Debiti commerciali e altri debiti	13.754	12.936
Passività per imposte sul reddito	429	243
Altre passività	5.994	4.872
	25.723	23.691
Passività non correnti		
Passività finanziarie a lungo termine	22.372	21.895
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.376	4.169
Fondi per rischi e oneri	13.659	13.438
Fondi per benefici ai dipendenti	1.257	1.201
Passività per imposte differite	5.759	5.524
Passività per imposte sul reddito	358	360
Altre passività	2.064	1.877
	49.845	48.464
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	109	
TOTALE PASSIVITÀ	75.677	72.155
Capitale sociale	4.005	4.005
Utili relativi a esercizi precedenti	25.394	34.043
Riserve per differenze cambio da conversione	5.426	3.895
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	4.775	4.688
Azioni proprie	(581)	(581)
Utile (perdita) netto	856	(8.635)
Totale patrimonio netto di Eni	39.875	37.415
Interessenze di terzi	82	78
TOTALE PATRIMONIO NETTO	39.957	37.493
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	115.634	109.648

CONTO ECONOMICO

IV Trim.		I Trim.	
2020	(€ milioni)	2021	2020
11.631	Ricavi della gestione caratteristica	14.494	13.873
306	Altri ricavi e proventi	305	213
11.937	Totale ricavi	14.799	14.086
(8.834)	Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(10.260)	(11.669)
(12)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(134)	(72)
(644)	Costo lavoro	(791)	(838)
(41)	Altri proventi (oneri) operativi	(14)	(263)
(1.670)	Ammortamenti	(1.700)	(1.880)
(438)	Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo di beni in leasing	(33)	(341)
(18)	Radiazioni	(5)	(118)
280	UTILE (PERDITA) OPERATIVO	1.862	(1.095)
355	Proventi finanziari	1.239	1.345
(857)	Oneri finanziari	(1.149)	(1.518)
13	Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	8	(99)
245	Strumenti finanziari derivati	(271)	(136)
(244)	PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(173)	(408)
(355)	Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	42	(876)
18	Altri proventi (oneri) su partecipazioni	30	(14)
(337)	PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	72	(890)
(301)	UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE	1.761	(2.393)
(494)	Imposte sul reddito	(901)	(534)
(795)	Utile (perdita) netto	860	(2.927)
	di competenza:		
(797)	- azionisti Eni	856	(2.929)
2	- interessenze di terzi	4	2
	Utile (perdita) per azione (€ per azione)		
(0,22)	- semplice	0,24	(0,82)
(0,22)	- diluito	0,24	(0,82)
	Numero medio ponderato di azioni in circolazione (milioni)		
3.572,5	- semplice	3.572,5	3.572,5
3.576,8	- diluito	3.579,0	3.574,8

PROSPETTO DELL'UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

	I Trim.	
	2021	2020
(€ milioni)		
Utile (perdita) netto del periodo	860	(2.927)
Componenti non riclassificabili a conto economico	(7)	(4)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(7)	(4)
Componenti riclassificabili a conto economico	1.636	407
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	1.531	578
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	172	(427)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(18)	133
Effetto fiscale	(49)	123
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo	1.629	403
Totale utile (perdita) complessivo del periodo	2.489	(2.524)
di competenza:		
- azionisti Eni	2.485	(2.526)
- interessenze di terzi	4	2

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI DEL PATRIMONIO NETTO

	(€ milioni)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2020	47.900
Totale utile (perdita) complessivo	(2.524)
Altre variazioni	9
Totale variazioni	(2.515)
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 marzo 2020	45.385
di competenza:	
- azionisti Eni	45.277
- interessenze di terzi	108
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 1° gennaio 2021	37.493
Totale utile (perdita) complessivo	2.489
Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue	(10)
Altre variazioni	(15)
Totale variazioni	2.464
Patrimonio netto comprese le interessenze di terzi al 31 marzo 2021	39.957
di competenza:	
- azionisti Eni	39.875
- interessenze di terzi	82

RENDICONTO FINANZIARIO

IV Trim.

2020	(€ milioni)	I Trim. 2021	2020
(795) Utile (perdita) netto		860	(2.927)
<i>Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) netto al flusso di cassa netto da attività operativa:</i>			
1.670 Ammortamenti	1.700	1.880	
438 Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	33	341	
18 Radiazioni	5	118	
355 Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(42)	876	
(3) Plusvalenze nette su cessioni di attività	(82)	(3)	
(46) Dividendi	(27)	(16)	
(30) Interessi attivi	(21)	(28)	
209 Interessi passivi	194	231	
494 Imposte sul reddito	901	534	
(1) Altre variazioni	(263)	83	
(632) Flusso di cassa del capitale di esercizio	(1.191)	685	
(24) - <i>rimanenze</i>	(604)	1.777	
(177) - <i>crediti commerciali</i>	(1.688)	225	
1.077 - <i>debiti commerciali</i>	513	(1.624)	
(580) - <i>fondi per rischi e oneri</i>	(77)	(96)	
(928) - <i>altre attività e passività</i>	665	403	
(4) Variazione fondo per benefici ai dipendenti	30	37	
96 Dividendi incassati	150	156	
21 Interessi incassati	12	23	
(177) Interessi pagati	(220)	(277)	
(625) Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(663)	(738)	
988 Flusso di cassa netto da attività operativa	1.376	975	
(1.312) Flusso di cassa degli investimenti	(1.702)	(1.957)	
(1.099) - <i>attività materiali</i>	(1.093)	(1.529)	
(88) - <i>attività immateriali</i>	(46)	(61)	
- <i>imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite</i>		(99)	
(33) - <i>partecipazioni</i>	(520)	(123)	
(37) - <i>titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa</i>	(27)	(50)	
(55) - <i>variazione debiti relativi all'attività di investimento</i>	(16)	(95)	
95 Flusso di cassa dei disinvestimenti	217	60	
5 - <i>attività materiali</i>	88	4	
- <i>imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute</i>	81		
10 - <i>partecipazioni</i>		4	
37 - <i>titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa</i>	58	52	
43 - <i>variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento</i>	(10)		
186 Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(551)	(735)	
(1.031) Flusso di cassa netto da attività di investimento	(2.036)	(2.632)	

RENDICONTO FINANZIARIO (segue)

IV Trim.		I Trim.	
2020	(€ milioni)	2021	2020
146	Assunzione di debiti finanziari non correnti	221	999
(479)	Rimborsi di debiti finanziari non correnti	(448)	(1.035)
(193)	Rimborso di passività per beni in leasing	(219)	(249)
169	Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	131	(416)
(8)	Dividendi pagati ad azionisti Eni		
2.975	Emissioni nette di obbligazioni subordinate perpetue		
	Pagamenti di cedole relative ad obbligazioni perpetue	(10)	
2.610	Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(325)	(701)
(33)	Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	36	5
2.534	Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	(949)	(2.353)
6.879	Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio periodo	9.413	5.994
9.413	Disponibilità liquide ed equivalenti a fine periodo ^(a)	8.464	3.641

(a) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 31 marzo 2021 comprendono €4 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

IV Trim.		I Trim.	
2020	(€ milioni)	2021	2020
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti			
Attività correnti		14	
11	Attività non correnti	171	
	Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(63)	
(6)	Passività correnti e non correnti	(9)	
5	Effetto netto degli investimenti	113	
(5)	Interessenze di terzi	(11)	
	Totale prezzo di acquisto	102	
<i>a dedurre:</i>			
	Disponibilità liquide ed equivalenti	(3)	
	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	99	
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti			
Attività non correnti cedute		240	
<i>a dedurre:</i>			
Partecipazioni e rami d'azienda acquistati			
Attività correnti		371	
Attività non correnti		394	
	Indebitamento finanziario netto	(128)	
	Passività correnti e non correnti	(436)	
	Totale acquisizioni	201	
	Totale disinvestimenti netti	39	
	Disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	42	
	Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	81	

Investimenti tecnici

IV Trim.		I Trim.		
2020	(€ milioni)	2021	2020	var %
781	Exploration & Production	856	1.258	(32)
6	- <i>acquisto di riserve proved e unproved</i>	13		..
9	- <i>ricerca esplorativa</i>	34	171	(80)
754	- <i>sviluppo</i>	801	1.070	(25)
12	- <i>altro</i>	8	17	(53)
3	Global Gas & LNG Portfolio		5	..
256	Refining & Marketing e Chimica	127	235	(46)
214	- <i>Refining & Marketing</i>	95	169	(44)
42	- <i>Chimica</i>	32	66	(52)
89	EGL, Power & Renewables	84	71	18
71	- <i>EGL & Renewables</i>	66	65	2
18	- <i>Power</i>	18	6	..
58	Corporate e altre attività	74	23	..
	Elisioni di consolidamento	(2)	(2)	
1.187	Investimenti tecnici	1.139	1.590	(28)

Nel primo trimestre 2021 gli investimenti tecnici di €1.139 milioni (€1.590 milioni nel primo trimestre 2020) evidenziano una riduzione del 28% e hanno riguardato essenzialmente:

- lo sviluppo di giacimenti di idrocarburi (€801 milioni) in particolare in Indonesia, Stati Uniti, Egitto, Emirati Arabi Uniti, Messico ed Iraq;
- l'attività di raffinazione in Italia e all'estero (€87 milioni) finalizzati essenzialmente ad attività di asset integrity e stay in business, nonché agli interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; nel marketing (€8 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 (€39 milioni).

Exploration & Production

PRODUZIONE DI IDROCARBURI PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2020			I Trim. 2021	I Trim. 2020
1.713	Produzione di idrocarburi ^{(a)(b)}	(mgl di boe/giorno)	1.704	1.790
103	Italia		99	112
228	Resto d'Europa		238	256
264	Africa Settentrionale		272	252
304	Egitto		355	303
347	Africa Sub-Sahariana		310	372
168	Kazakhstan		153	174
167	Resto dell'Asia		148	193
114	America		112	110
18	Australia e Oceania		17	18
144	Produzione venduta ^{(a)(c)}	(mln di boe)	140	145

PRODUZIONE DI PETROLIO E CONDENSATI PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2020			I Trim. 2021	I Trim. 2020
809	Produzione di petrolio e condensati	(mgl di barili/giorno)	814	892
47	Italia		45	49
134	Resto d'Europa		142	149
112	Africa Settentrionale		130	116
61	Egitto		68	74
207	Africa Sub-Sahariana		192	232
111	Kazakhstan		101	117
82	Resto dell'Asia		78	94
55	America		58	61
	Australia e Oceania			

PRODUZIONE DI GAS NATURALE PER AREA GEOGRAFICA

IV Trim. 2020			I Trim. 2021	I Trim. 2020
136	Produzione di gas naturale	(mln di metri cubi/giorno)	134	135
8	Italia		8	9
14	Resto d'Europa		15	16
23	Africa Settentrionale		21	20
36	Egitto		43	35
21	Africa Sub-Sahariana		18	21
9	Kazakhstan		8	9
13	Resto dell'Asia		11	15
9	America		8	7
3	Australia e Oceania		2	3

(a) Include la quota Eni della produzione delle società collegate e joint venture valutate con il metodo del patrimonio netto.

(b) Comprende la produzione di idrocarburi utilizzata come autoconsumo (113 e 125 mila boe/giorno nel primo trimestre 2021 e 2020, rispettivamente e 126 mila boe/giorno nel quarto trimestre 2020).