

BILANCIO DI ESERCIZIO

Schemi di bilancio	398
Note al bilancio di esercizio	404
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti	468
Attestazione del management	469

87479/739

Stato patrimoniale

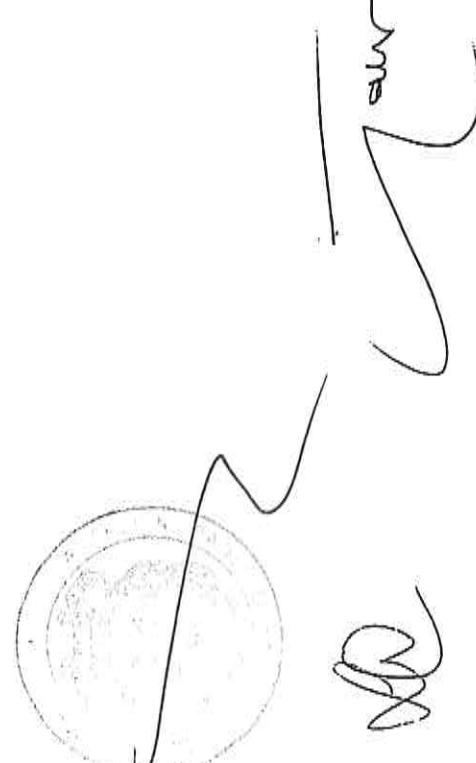
(C)	Note	31.12.2022		31.12.2021		
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	
ATTIVITÀ						
Attività correnti						
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	7.627.602.815	19.521.653	6.629.940.550	592.787.360	
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(6)	7.815.400.025		5.855.346.896		
Altre attività finanziarie	(15)	3.760.120.486	3.564.810.925	4.214.058.273	4.177.330.548	
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	11.661.211.258	8.434.067.732	12.991.813.160	6.362.071.343	
Rimanenze	(8)	3.814.485.584		2.582.459.892		
Attività per imposte sul reddito	(9)	173.234.208		22.351.676		
Altre attività	(10)	13.076.263.135	12.668.888.414	12.851.272.956	12.545.800.281	
		47.928.317.511		45.147.243.403		
Attività non correnti						
Immobili, impianti e macchinari	(11)	5.112.098.210		5.213.240.489		
Diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	1.654.496.740		1.691.231.011		
Attività immateriali	(13)	241.478.699		246.634.467		
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(8)	1.772.963.081		1.103.550.042		
Partecipazioni	(14)	59.814.872.255		56.010.121.022		
Altre attività finanziarie	(15)	2.145.820.621	2.075.869.643	3.256.878.788	3.236.999.184	
Attività per imposte anticipate	(16)	2.683.737.793		814.222.871		
Attività per imposte sul reddito	(9)	77.801.348		77.665.001		
Altre attività	(10)	2.812.782.273	2.484.659.145	2.056.552.186	1.877.404.294	
		76.316.051.020		70.470.095.877		
Attività destinate alla vendita	(24)	82.484.108		2.623.295		
TOTALE ATTIVITÀ		124.326.852.639		115.619.962.575		
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO						
Passività correnti						
Passività finanziarie a breve termine	(18)	14.121.969.229	12.142.834.592	5.865.832.996	5.690.777.240	
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	(18)	2.883.078.014		1.554.576.291		
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	372.599.936	157.135.984	382.795.296	168.663.029	
Debiti commerciali e altri debiti	(17)	12.380.329.191	6.582.939.381	9.521.008.110	5.214.879.522	
Passività per imposte sul reddito	(9)	771.314.516		116.693.415		
Altre passività	(10)	14.304.897.660	12.317.155.625	16.304.620.664	15.139.173.598	
		44.834.188.546		33.745.526.772		
Passività non correnti						
Passività finanziarie a lungo termine	(18)	16.054.420.916	3.738.413	20.619.539.276		
Passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	1.886.764.517	1.241.855.601	1.939.272.866	1.239.302.612	
Fondi per rischi e oneri	(21)	5.660.877.400		4.991.702.544		
Fondi per benefici ai dipendenti	(22)	340.718.420		393.240.086		
Altre passività	(10)	3.029.316.902	2.173.697.787	2.892.166.428	2.229.720.654	
		26.072.098.155		30.835.921.200		
TOTALE PASSIVITÀ		71.806.286.701		64.581.417.972		
PATRIMONIO NETTO						
Capitale sociale		4.005.358.876		4.005.358.876		
Riserva legale		959.102.123		959.102.123		
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		45.090.212.674		39.357.403.796		
Azioni proprie		(2.937.126.573)		(957.944.863)		
Utile (perdita) dell'esercizio		5.403.018.838		7.674.594.671		
TOTALE PATRIMONIO NETTO		62.620.565.938		51.030.514.603		
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		124.326.852.639		115.619.962.575		

87479/740

Conto Economico

(€)	Note	2022		2021	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica		74.679.263.858	40.936.291.881	38.248.492.636	19.658.288.347
Altri ricavi e proventi		542.316.053	250.548.727	474.123.441	124.779.409
Totale Ricavi	(27)	75.221.579.911		38.722.616.077	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(28)	(66.135.498.100)	(24.201.223.288)	(33.127.031.035)	(14.720.101.558)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(7)	(80.541.639)		(76.931.805)	
Costo lavoro	(28)	(1.231.536.859)		(1.285.933.456)	
Altri proventi (oneri) operativi	(23)	(6.325.038.931)	(8.318.032.210)	(2.278.104.747)	(3.537.581.909)
Ammortamenti	(11)(12)(13)	(824.585.676)		(930.295.323)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(11)(12)(13)	(334.240.777)		(454.695.559)	
Radiazioni	(11)(13)	(65.136.554)		(949.128)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		225.001.375		568.675.024	
Proventi finanziari		3.323.708.539	212.602.947	2.049.356.799	203.407.131
Oneri finanziari		(3.730.365.125)	(105.707.729)	(2.065.954.646)	(83.932.362)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		(43.548.508)		11.142.441	
Strumenti finanziari derivati		233.799.080	235.209.030	(201.390.025)	105.093.473
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(29)	(216.406.014)		(206.845.431)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(30)	3.770.780.756		6.917.670.692	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		3.779.376.117		7.279.500.285	
Imposte sul reddito	(31)	1.623.642.721		395.094.386	
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO		5.403.018.838		7.674.594.671	

R. Calvano



87479 741

Prospetto dell'utile (perdita) complessivo

(€ milioni)	Note	2022	2021
Utile (perdita) dell'esercizio		5.403	7.675
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:			
<i>Componenti non richiassificabili a conto economico</i>			
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(25)	35	3
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)	3	1
Effetto fiscale	(25)	(11)	4
		27	
<i>Componenti richiassificabili a conto economico</i>			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(25)	2.229	(791)
Differenze cambio da conversione Joint Operation	(25)		26
Effetto fiscale	(25)	(645)	229
		1.584	(536)
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		1.611	(532)
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		7.014	7.143

87479/742

Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva azioni proprie in portafoglio	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Riserva IFRS 10 e 11	Altre riserve	Bond ibrido (o obbligazioni subordinate perpetue)	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2021	4.005	10.368	959	(958)	958	(531)	(11)	(56)	(2)	23.632	5.000	7.675	51.039
Utile (perdita) dell'esercizio												5.403	5.403
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:													
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								24					24
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI							3						3
Componenti non riclassificabili a conto economico							3	24					27
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					1.584								1.584
Componenti riclassificabili a conto economico					1.584								1.584
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio					1.584	3	24					5.403	7.014
Acconto sul dividendo 2022 (€0,44 per azione)		(739)								(761)			(1.500)
Attribuzione del dividendo residuo 2021 (€0,43 per azione)												(1.522)	(1.522)
Destinazione utile residuo 2021									(112)	6.265			(6.153)
Acquisto azioni proprie				(2.400)	2.400					(2.400)			(2.400)
Annullamento azioni proprie				400	(400)								
Plano Incentivazione a Lungo Termine				21	(21)					18			18
Cedole obbligazioni subordinate perpetue										(138)			(138)
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale		(739)		(1.979)	1.979				(112)	2.984		(7.675)	(5.542)
Altre variazioni						(33)				42			9
Altri movimenti di patrimonio netto						(33)				42			9
Saldi al 31 dicembre 2022	4.005	9.629	959	(2.937)	2.937	1.020	(8)	(32)	(114)	26.658	5.000	5.403	52.520

(segue)

87479/703

(segue) Prospetto delle variazioni nelle voci di patrimonio netto

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva azioni proprie in portafoglio	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Riserva fair value partecipazioni minoritarie	Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	Riserva IFRS 10 e 11	Altre riserve	Acconto sul dividendo	Bond Ibrido (o obbligazioni subordinate perpetue)	Utile (perdita) dell'esercizio	Totali	
Saldi al 31 dicembre 2020	4.005	10.368	959	(581)	581	10	(12)	(59)	263	24.995	(429)	3.000	1.607	44.707	
Utile (perdita) dell'esercizio													7.675	7.675	
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:															
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale								3							3
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI							1								1
Componenti non riclassificabili a conto economico							1	3							4
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale					(562)										(562)
Differenze cambio da conversione Joint Operation									26						26
Componenti riclassificabili a conto economico					(562)				26						(536)
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio					(562)		1	3	26					7.675	7.143
Acconto sul dividendo 2021 (€0,43 per azione)									(1.533)						(1.533)
Attribuzione del dividendo residuo 2020 (€0,24 per azione a saldo dell'acconto 2020 di €0,12 per azione)										429				(1.286)	(857)
Destinazione utile residuo 2020							(27)	348						(321)	
Acquisto azioni proprie				(400)	400				(400)						(400)
Piano Incentivazione a Lungo Termine				23	(23)					16					16
Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue										2.000					2.000
Cedole obbligazioni subordinate perpetue									(61)						(61)
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale				(377)	377				(27) (1.630)	429	2.000 (1.607)				(635)
Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture S.p.A.									(264)	262					(2)
Costi emissioni obbligazioni subordinate perpetue									(15)						(15)
Altre variazioni					21				20						41
Altri movimenti di patrimonio netto					21			(264)	267						24
Saldi al 31 dicembre 2021	4.005	10.368	959	(950)	958	(531)	(11)	(36)	(2)	23.632	5.000	7.675	51.030		

Rendiconto finanziario

87479 / 766

(€ milioni)	2022	2021
Utile (perdita) dell'esercizio	5.403	7.675
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) al flusso di cassa netto da attività operativa:		
Ammortamenti	825	930
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	334	455
Radiazioni	65	1
Effetto valutazione partecipazioni	785	(894)
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(2.226)	(23)
Dividendi	(2.336)	(6.006)
Interessi attivi	(203)	(176)
Interessi passivi	577	520
Imposte sul reddito	(1.623)	(395)
Altre variazioni	247	(63)
Flusso di cassa del capitale di esercizio	(697)	(401)
- rimanenze	(1.902)	(1.602)
- crediti commerciali	(1.597)	(6.097)
- debiti commerciali	2.950	5.283
- fondi per rischi e oneri	769	(170)
- altre attività e passività	(917)	2.185
Variazione fondo per benefici ai dipendenti	1	63
Dividendi incassati	5.515	2.893
Interessi incassati	209	179
Interessi pagati	(558)	(517)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	(500)	33
Flusso di cassa netto da attività operativa	5.818	4.274
- di cui verso parti correlate	4.737	3.330
Flusso di cassa degli investimenti	(5.570)	(9.361)
- attività materiali	(751)	(848)
- attività immateriali	(32)	(188)
- partecipazioni	(3.457)	(8.145)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(1.406)	(293)
- rami d'azienda	(4)	
- variazione debiti netti relativi all'attività di investimento	80	113
Flusso di cassa dei disinvestimenti	3.295	2.063
- attività materiali	166	5
- attività immateriali	9	
- partecipazioni	791	479
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	2.329	1.579
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	(1.440)	(110)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(3.715)	(7.408)
- di cui verso parti correlate	1.505	1.828
Assunzione (Rimborsi) di debiti finanziari non correnti	(3.437)	955
Rimborso di passività per beni in leasing	(390)	(374)
Incremento (decremento) di debiti finanziari correnti	8.287	1.933
Dividendi pagati	(3.009)	(2.358)
Acquisto azioni proprie	(2.400)	(400)
Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue		1.985
Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue	(138)	(61)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(1.087)	1.680
- di cui verso parti correlate	6.258	802
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	(18)	(27)
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	990	(1.481)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	6.630	8.111
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	7.628	6.630

87479/745

Note al bilancio di esercizio

1 Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi

Criteri di redazione

Il bilancio di esercizio di Eni SpA è redatto, nella prospettiva della continuità aziendale, secondo gli International Financial Reporting Standards (nel seguito "IFRS" o "principi contabili internazionali") 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 e ai sensi dell'art. 9 del D.Lgs. 38/05¹.

Il bilancio di esercizio è redatto applicando il metodo del costo storico, tenuto conto, ove appropriato, delle rettifiche di valore, con l'eccezione delle voci di bilancio che secondo gli IFRS devono essere valutate al fair value, come indicato nei criteri di valutazione. Questi ultimi sono stati applicati coerentemente a tutti gli esercizi presentati salvo quando diversamente indicato.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2022 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 16 marzo 2023.

Le informazioni a commento delle voci dello stato patrimoniale e del conto economico, tenuto conto della rilevanza degli importi, sono espresse in milioni di euro.

Criteri di valutazione

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato², cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate.

In particolare, le partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate sono valutate al costo di acquisto³; in presenza di piani di incentivazione basati su azioni della controllante attribuiti a dipendenti delle società controllate, il valore di iscrizione delle partecipazioni è incrementato, in assenza di meccanismi di riaddebito, del costo delle attribuzioni effettuate.

In presenza di obiettive evidenze di perdita di valore, la recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione della partecipazione con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di vendita, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto dei costi di vendita ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate; in assenza di evidenze differenti, il valore d'uso è fatto pari almeno al patrimonio netto a uso consolidato.

La quota di pertinenza della partecipante di eventuali per-

dite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione, è rilevata in un apposito fondo nella misura in cui la partecipante sia impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite. Con riferimento alle partecipazioni in società classificate come joint operation, nel bilancio di esercizio è rilevata la quota di competenza Eni delle attività/pассивità e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/pассивità e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie. Le partecipazioni in joint venture, precedentemente classificate come joint operation, sono rilevate, alla data della modifica della classificazione del joint arrangement, ad un ammontare pari al valore di iscrizione delle attività nette, precedentemente rilevate, linea per linea, sulla base delle quote di spettanza di Eni SpA.

Le operazioni di compravendita di rami d'azienda e di partecipazioni di controllo poste in essere con società controllate ed aventi finalità meramente riorganizzative sono rilevate in continuità con i relativi valori contabili; l'eventuale differenza tra il prezzo e il valore contabile dell'oggetto trasferito determina in capo alla controllata la rilevazione di un incremento/decremento del patrimonio e conseguentemente in capo alla controllante un aumento del valore di iscrizione della partecipazione ovvero la rilevazione di un dividendo a conto economico. Differentemente, le operazioni under common control aventi finalità realizzative prevedono la rilevazione degli eventuali plusvalori a conto economico.

Le distribuzioni da società controllate, joint venture e collegate sono imputate a conto economico quando è stabilito il diritto incondizionato a riceverne il pagamento. Una distribuzione eccedente il risultato economico complessivo dell'esercizio in cui è deliberata la distribuzione, rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

Stime contabili e giudizi significativi

Con riferimento all'utilizzo di stime contabili e giudizi significativi si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

2 Schemi di bilancio

Con riferimento agli schemi di bilancio si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

(1) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio di esercizio sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2022.

(2) Per le esposizioni creditizie derivanti da operazioni infragruppo, è normalmente assunta la piena capacità di recupero in considerazione, tra l'altro, della struttura finanziaria centralizzata del Gruppo che ne supporta eventuali esigenze sia finanziarie che patrimoniali.

(3) In caso di acquisizione del controllo in fasi successive di una partecipazione in una collegata o joint venture, il valore di iscrizione della partecipazione è determinato come sommatoria del costo sostenuto in ciascuna tranne di acquisto.

3 Modifica dei criteri contabili

Le modifiche ai principi contabili internazionali entrate in vigore dal 1° gennaio 2022 non hanno prodotto effetti significativi.

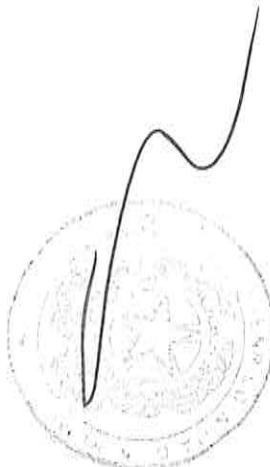
4 Principi contabili di recente emanazione

Con riferimento alla descrizione dei principi contabili di recente emanazione si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

87479/146

Al Colloredo

1/2022



AG

87479 Hut

5 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €7.628 milioni (€6.630 milioni al 31 dicembre 2021) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine, generalmente, entro tre mesi.

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in euro e in moneta estera, che rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità detenuta a vista per le esigenze finanziarie del Gruppo, e da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e dei pagamenti delle società del Gruppo che confluiscano sui conti Eni. L'ammontare di restricted cash è di circa

€42 milioni in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi. La scadenza media dei depositi in euro (€3.631 milioni) è di 12 giorni e il tasso di interesse effettivo è dello 1,75%; la scadenza media dei depositi in dollari USA (€2.394 milioni) è di 20 giorni e il tasso di interesse effettivo è 4,42%; la scadenza media dei depositi in sterline inglesi (€592 milioni) è di 25 giorni e il tasso di interesse effettivo è 3,58%.

Le expected credit loss su depositi, presso banche e istituti finanziari terzi, valutati al costo ammortizzato non sono significative.

6 Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Attività finanziarie destinate al trading		
Titoli emessi da Stati Sovrani	1.114	977
Altri titoli	4.937	4.878
	6.051	5.855
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Altri titoli	1.764	
	7.815	5.855

Le attività finanziarie destinate al trading costituiscono una riserva di liquidità strategica avente l'obiettivo di assicurare al Gruppo la necessaria flessibilità finanziaria in particolari situazioni di mercato, per far fronte a fabbisogni imprevisti e per garantire adeguata elasticità ai programmi di sviluppo. L'attività di gestione di tale liquidità punta all'ottimizzazione del rendi-

mento, nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, con il vincolo di tutela del capitale e disponibilità immediata dei fondi. Le attività finanziarie destinate al trading comprendono operazioni di prestito titoli per €1.090 milioni (€1.398 milioni al 31 dicembre 2021).

L'analisi per valuta è la seguente:

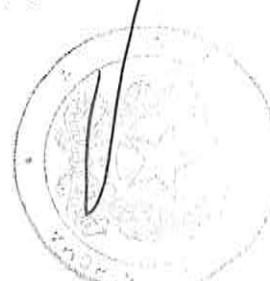
(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Attività finanziarie destinate al trading		
Euro	3.289	3.555
Dollaro USA	2.759	2.248
Altre valute	3	52
	6.051	5.855
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Euro	1.201	
Dollaro USA	563	
	1.764	

Di seguito l'analisi per emittente e la relativa classe di merito creditizio:

87479/768

	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli emessi da Stati Sovrani				
Tasso fisso				
Italia	126	123	Baa3	BBB
Cile	112	108	A2	A
Stati Uniti d'America	301	300	Aaa	AA+
Svizzera	18	19	Aaa	AAA
Francia	71	71	Aa2	AA
Spagna	163	164	Baa1	A
Canada	31	31	Aaa	AAA
Svezia	9	9	Aaa	AAA
Germania	55	56	Aaa	AAA
Gran Bretagna	14	14	Aa2	AA
Giappone	16	16	A1	A+
Australia	32	33	Aaa	AAA
	948	944		
Tasso variabile				
Italia	161	163	Baa3	BBB
Svezia	7	7	Aaa	AAA
	168	170		
Totale titoli emessi da Stati Sovrani	1.116	1.114		
Altri titoli				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.179	1.165	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	731	694	Da Aaa a Baa3	Da AAA a BBB-
Altri titoli	1.006	1.006	Aaa	AAA
	2.916	2.865		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	602	606	Da Aa2 a Baa3	Da AA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	879	870	Da Aa1 a Baa3	Da AA+ a BBB-
Altri titoli	593	596	Da Aaa a Baa2	Da AAA a BBB
	2.074	2.072		
Totale Altri titoli	4.990	4.937		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	6.106	6.051		
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	1.781	1.764	Aaa	AAA
	7.887	7.815		

Le altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico sono rappresentate da investimenti in Money Market Fund. Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 26 – Garanzie, Impegni e rischi.



✓

87479/769

7 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Crediti commerciali	11.082	9.509
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	119	155
Anticipi al personale	21	23
Acconti per servizi e forniture	3	8
Crediti per attività di disinvestimento	20	
Crediti verso altri	416	3.297
	11.061	12.992

I crediti commerciali, generalmente, sono infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro i 120 giorni. I crediti commerciali riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi.

Al 31 dicembre 2022, è outstanding un credito commerciale per forniture di gas naturale al cliente Acciaierie d'Italia (ex-ILVA) dell'ammontare di €373 milioni interamente scaduto e oggetto di un piano di rientro. Il credito è assistito da parent company guarantee rilasciate dagli azionisti che coprono l'intero ammontare. L'onere massimo possibile relativo al valore finanziario del tempo trova copertura in un fondo rischi stanziato sull'esposizione commerciale complessiva verso i clienti somministrati che è stato stimato sulla base dell'attuale situazione congiunturale.

Al 31 dicembre 2022 sono state poste in essere operazioni di

cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2023 per €1.005 milioni (€1.128 milioni nel 2021 con scadenza 2022). Le cessioni riguardano crediti commerciali relativi a Global Gas & LNG Portfolio (€743 milioni), Refining & Marketing (€229 milioni) e al Power (€33 milioni).

I crediti verso altri di €416 milioni includono principalmente: (i) i crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€192 milioni); (ii) crediti verso società di factoring (€190 milioni); (iii) i crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€1 milioni).

I crediti commerciali e altri crediti in moneta diversa dall'euro sono pari a €769 milioni.

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti è stata elaborata sulla base di rating interni come segue:

(€ milioni)	Crediti in bonis				Crediti in default	Totale
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto			
31.12.2022						
Clientela business	736	2.867	175	199	3.977	
Pubbliche Amministrazioni		18		1	19	
Altre controparti	345	126	1	54	526	
Imprese controllate	7.454				7.454	
Valore lordo	8.535	3.011	176	254	11.076	
Fondo svalutazione		(122)	(3)	(190)	(315)	
Valore netto	8.535	2.889	173	64	11.661	
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	..	5,24	4,17	97,44		
31.12.2021						
Clientela business	589	2.646	196	341	3.772	
Pubbliche Amministrazioni		8		2	10	
Altre controparti	163	190		55	408	
Imprese controllate	9.159				9.159	
Valore lordo	9.911	2.844	196	398	13.349	
Fondo svalutazione		(78)	(5)	(274)	(357)	
Valore netto	9.911	2.766	191	124	12.992	
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	..	3,26	3,60	86,98		

87479 (f50)

Maggiori informazioni sulla classificazione delle esposizioni creditizie sono indicate nella nota n. 1 – Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi del bilancio consolidato.

Le valutazioni di recuperabilità dei crediti commerciali per la fornitura di idrocarburi, prodotti ed energia elettrica alla clientela retail, business e pubbliche amministrazioni sono riviste

in occasione di ogni scadenza di bilancio per riflettere l'andamento dello scenario e i trend correnti di business, nonché eventuali maggiori rischi controparte.

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di €315 milioni (€357 milioni al 31 dicembre 2021):

(€ milioni)	2022	2021
Fondo svalutazione iniziale	357	300
Accantonamenti su crediti in bonis	63	78
Accantonamenti su crediti in default	22	10
Utilizzi su crediti in bonis	(9)	(10)
Utilizzi su crediti in default	(118)	(21)
Fondo svalutazione finale	315	357

La variazione complessiva del fondo svalutazione di €42 milioni è connessa a: (i) accantonamenti netti rilevati a conto economico per €76 milioni (€77 milioni nel 2021) a seguito essenzialmente ai nuovi accantonamenti operati (€85 milioni) relativi principalmente alla linea di business Global Gas & LNG Portfolio per le forniture ai clienti industriali di grandi dimensioni per effetto dell'aumento significativo delle esposizioni allo scenario prezzi, parzialmente compensati dagli utilizzi per esuberanza

(€5 milioni); (ii) utilizzo, in conto, del fondo (€122 milioni) per il passaggio a perdita di crediti precedentemente svalutati.

La valutazione al fair value dei "crediti commerciali e altri crediti", generalmente, non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del credito e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

8 Rimanenze correnti e rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Materie prime, sussidiarie e di consumo	445	323
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	139	178
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati e lavori in corso su ordinazione	174	265
Prodotti finiti e merci	3.057	1.816
	3.815	2.582

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo di €445 milioni sono costituite da greggi.

I prodotti finiti e merci sono costituiti da prodotti petroliferi (€955 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stocaggi Gas Italia SpA e in altri Paesi UE (€1.901 milioni) e di GNL depositato presso il terminale di Zeebrugge in Belgio, Damietta in Egitto e Panigaglia in Italia su navi viaggianti (€201 milioni).

Le rimanenze di gas naturale per €750 milioni sono a garanzia dell'esposizione potenziale di bilanciamento nei confronti di Snam SpA.

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €272 milioni (€194 milioni al 31 dicembre 2021) come di seguito indicato:

(€ milioni)	2022	2021
Valore iniziale - Rimanenze correnti	194	24
Accantonamenti (utilizzi)	78	170
Valore finale - Rimanenze correnti	272	194

87479/751

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.773 milioni (€1.104 milioni al 31 dicembre 2021) includono 2,8 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al D.L. n. 249 del 31 dicembre 2012, in attuazione alla direttiva 2009/119/CE. La misura è determi-

nata annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico. Le scorte d'obbligo aumentano di €669 milioni per effetto della dinamica dei prezzi tendenzialmente in risalita rispetto a dicembre 2021 e per le maggiori quantità accantonate ad obbligo.

9 Attività e passività per imposte sul reddito

(€ milioni)	31.12.2022				31.12.2021			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
IRES	161				21			
IRAP	9						18	
Contributo solidaristico a carico delle imprese del settore energetico			770					
Crediti per Istanze di rimborso		78				78		
>Addizionale IRES Legge n. 7/2009							97	
Altre imposte sul reddito	3		1		2		2	
	173	78	771		23	78	117	

Le imposte sul reddito sono commentate alla nota n. 31 – Imposte sul reddito.

10 Altre attività e passività

(€ milioni)	31.12.2022				31.12.2021			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	12.768	2.581	12.489	1.922	12.603	1.906	15.220	1.866
Passività da contratti per la clientela			1.013	704			425	724
Attività e Passività relative ad altre imposte:								
- Accise e Imposte di consumo	7		325		12		386	
- IVA	49		68		4		66	
- Royalty su idrocarburi estratti			237				109	
- Ritenute IRPEF su lavoro dipendente			8				8	
- Altre imposte e tasse	96	2	41	25	53	2	53	25
	152	2	679	25	69	2	622	25
Altre	156	230	124	378	179	149	38	277
	13.076	2.813	14.305	3.029	12.851	2.057	16.305	2.892

Il fair value degli strumenti finanziari derivati correnti e non correnti è commentato alla nota n. 23 – Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

Le passività da contratti con la clientela riguardano essenzialmente: (i) gli anticipi a breve termine su forniture di gas (€530 milioni); (ii) le quote a breve e a lungo termine degli anticipi incassati dal cliente Engie (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica rispettivamente per €58 milioni e €275 milioni (€60 milioni e €333 milioni nel 2021); (iii) gli anticipi a lungo termine ricevuti dalla Società Oleodotti Meridionali SpA

per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto per €430 milioni (€391 milioni nel 2021); (iv) i buoni carburante prepagati in circolazione a breve termine per €338 milioni (€242 milioni nel 2021).

Le altre attività comprendono: (i) il costo d'iscrizione del gas prepagato in esercizi precedenti per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term per €183 milioni, di cui €141 milioni previsti oltre i 12 mesi (€103 milioni al 31 dicembre 2021); (ii) i depositi cauzionali verso fornitori oltre i 12 mesi per €42 milioni (€49 milioni nel 2021).

87479/152

Le altre passività comprendono: (i) il valore del gas prepagato dai clienti per effetto dell'attivazione della clausola di take-or-pay prevista dai relativi contratti di fornitura di lungo termine (€173 milioni); (ii) le passività relative alla compensation riconosciuta ad Eni per il contratto di approvvigionamento gas da destinare

all'impianto di Damietta (€105 milioni oltre 12 mesi e €12 milioni entro 12 mesi); (iii) i depositi cauzionali da clienti (€64 milioni oltre 12 mesi).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

11 Immobili, impianti e macchinari

(€ milioni)	Terreni e fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altri impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Attività esplorativa e di appraisal E&P	Immobilizzazioni in corso e account E&P	Altre immobilizzazioni in corso e account	Totali
2022									
Valore iniziale netto	497	2.914	515	127	46	3	583	528	5.213
Investimenti		1	27	15	7		248	453	751
Capitalizzazioni ammortamenti							25		25
Ammortamenti ^(a)	(24)	(345)	(66)	(19)	(16)				(470)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(1)		(39)	(1)				(239)	(280)
Radiazioni							(65)		(65)
Dismissioni	(1)	(73)					(100)		(174)
Trasferimenti	21	288	54	5			(271)	(97)	-
Altre variazioni		115					(3)		112
Valore finale netto	492	2.900	491	127	37	3	417	645	5.112
Valore finale lordo	2.202	15.803	11.284	670	719	3	517	2.235	33.433
Fondo ammortamento e svalutazione	1.710	12.903	10.793	543	682		100	1.590	28.321
2021									
Valore iniziale netto	544	2.684	820	138	57	266	1.241	816	6.569
Investimenti	3	1	88	5	7		403	341	848
Capitalizzazioni ammortamenti							25		25
Ammortamenti ^(a)	(23)	(415)	(93)	(21)	(17)				(569)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(66)	418	(391)	(4)	(3)		63	(502)	(485)
Radiazioni		(1)							(1)
Dismissioni	(1)		(1)						(2)
Trasferimenti	40	170	92	9	3	(88)	(108)	(127)	(9)
Altre variazioni e differenze cambio da conversione		57				23	75		155
Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture S.p.A.						(1)	(198)	(1.119)	(1.318)
Valore finale netto	197	2.914	515	127	46	3	583	528	5.213
Valore finale lordo	2.185	15.441	11.184	651	715	3	684	1.990	32.853
Fondo ammortamento e svalutazione	1.688	12.527	10.669	524	669		101	1.462	27.640

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione

Gli investimenti di €751 milioni riguardano: (a) la Refining & Marketing (€475 milioni) in relazione: (i) all'attività di raffinazione e logistica, essenzialmente per attività di asset integrity e stay in business, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) all'attività di marketing, per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi; (b) la Exploration & Production (€240 milioni) e sono relativi principalmente alle attività di sviluppo di nuovi progetti e hanno riguardato in particolare: (i) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi sui pozzi (Cervia-Arianna, Basil, Monte Alpi,

Bonaccia, Barbara); (ii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (c) la Corporate (€36 milioni) principalmente per migliorie apportate alle sedi di proprietà o in locazione.

Le svalutazioni hanno riguardato gli investimenti di periodo di compliance e stay in business relativi a CGU del settore raffinazione svalutate in precedenti esercizi e delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (€280 milioni), il tasso di attualizzazione post-tax e pre-tax relativo alle raffinerie Italia è del 6,4%. Maggiori informazioni relative agli impairment sono

87479/753

indicate alla nota n. 15 – Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e diritti di utilizzo beni in leasing del Bilancio consolidato.

Le dismissioni di €174 milioni hanno riguardato la Exploration & Production e sono relative essenzialmente alla cessione della titolarità delle concessioni di coltivazione di idrocarburi denominata "C.G.1.AG" Argo e Cassiopea alla partecipata Eni Mediterranea Idrocarburi SpA (€150 milioni).

Le altre variazioni di €112 milioni includono: (i) l'incremento per

la stima degli oneri per social project da sostenere a fronte degli impegni assunti e in corso di formalizzazione tra Eni SpA e la regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell'area della concessione Val d'Agri (€202 milioni); (ii) la riduzione dell'asset retirement cost delle attività materiali della linea di business Exploration & Production per effetto principalmente della variazione dei tassi di attualizzazione (€75 milioni).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli:

(%)	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	Aliquota UOP
Implanti specifici di raffineria e logistica	5,5-15
Implanti specifici di distribuzione	4-12,5
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	5-35
Altri beni	12-25

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è dell'1,76% (1,9% al 31 dicembre 2021). Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €18 milioni. I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €84 milioni.

12 Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni leasing

Il diritto di utilizzo beni in leasing si analizza come segue:

(€ milioni)	Tolling	Immobili per uffici	Concessioni autostradali e locazione stazioni di servizio	Mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas	Mezzi navali di perforazione (Drilling rig)	Autoveicoli	Altre tipologie	Totale
2022								
Valore iniziale netto	880	432	167	44	23	33	112	1.691
Incrementi	165	25	45	48		15	52	350
Ammortamenti ^(a)	(106)	(57)	(35)	(30)	(14)	(16)	(69)	(327)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(30)						(12)	(42)
Altre variazioni		(4)	(7)	(1)	(1)	(4)	(1)	(18)
Valore finale netto	909	396	170	61	8	28	82	1.654
Valore finale lordo	1.815	598	335	158	47	59	381	3.393
Fondo ammortamento e svalutazione	906	202	165	97	39	31	299	1.739
2021								
Valore iniziale netto	907	482	169	28	122	21	159	1.800
Incrementi	15	19	38	48	48	33	41	242
Ammortamenti ^(a)	(103)	(60)	(34)	(27)	(36)	(16)	(62)	(338)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	61			2			(26)	37
Altre variazioni		(7)	(6)	(7)	(111)	(5)		(136)
Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture S.p.A.		(2)						(2)
Valore finale netto	880	432	167	44	23	33	112	1.691
Valore finale lordo	1.648	593	301	159	89	59	336	3.185
Fondo ammortamento e svalutazione	768	161	134	115	66	26	224	1.494

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su altri asset.

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" di €1.654 milioni è riferito essenzialmente: (i) per €909 milioni ai contratti di tolling del Power in relazione, in particolare, al contratto di tolling di Enipower SpA. In base a tale contratto, Enipower produce, tramite le proprie centrali, energia elettrica e vapore esclusivamente per Eni SpA. Eni, a sua volta, mette a disposizione di Enipower i combustibili necessari e fornisce le indicazioni sulle produzioni da effettuare; (ii) per €396 milioni all'affitto di immobili ad uso ufficio in particolare della Corporate, con una durata residua media di circa 5 anni comprensiva delle opzioni di rinnovo e di risoluzione anticipata; (iii) per €170 milioni le concessioni autostradali, le locazioni di terreni e le locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi della Refining & Marketing; (iv) per €61 milioni i contratti di leasing delle navi e relative basi logistiche per il trasporto di olio e gas in particolare della Exploration & Production; (v) per €8 milioni i contratti relativi ai mezzi di perforazione navali - drilling rig della Exploration & Production con una durata residua contrattuale di circa 8 mesi; (vi) per €41 milioni al contratto di lavorazione della Raffineria di Gela SpA incluso nella voce residuale "altre tipologie".

I canoni variabili, rilevati a conto economico, riguardano essenzialmente: (i) le concessioni autostradali e le locazioni di stazioni di servizio per le quali è prevista la corresponsione di royalties sulla base dei volumi di carburanti erogati (€/Mc). L'adozione di tale formula contrattuale è predeterminata nei bandi di gara per l'assegnazione delle concessioni o richiesta dal lessor nel caso delle locazioni di punti vendita ad alta performance, al fine di assicurare il matching tra canoni e flussi di cassa in entrata. Il rapporto dei pagamenti variabili rispetto a quelli totali dovuti per il leasing è nell'ordine del 16%, essenzialmente attribuibile alle concessioni autostradali; (ii) il contratto di lavorazione della Raffineria di Gela SpA che prevede la corresponsione di un compenso variabile sulla base della quantità di materia prima effettivamente lavorata. Il rapporto dei pagamenti variabili rispetto a quelli totali dovuti per il leasing è nell'ordine del 76%. Le svalutazioni di €42 milioni hanno riguardato essenzialmente i contratti di tolling del Power (€30 milioni).

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

	(€ milioni)	Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totali SpA
2022				
Valore iniziale		383	1.939	2.322
Incrementi			350	350
Decrementi		(390)		(390)
Altre variazioni		380	(402)	(22)
Valore finale		373	1.887	2.260
2021				
Valore Iniziale		423	2.157	2.580
Incrementi			242	242
Decrementi		(374)		(374)
Altre variazioni		334	(460)	(126)
Valore finale		383	1.939	2.322

Il totale dei flussi finanziari in uscita per leasing comprende: (i) i pagamenti per il rimborso della quota capitale della passività per beni in leasing di €390 milioni; (ii) i pagamenti per interessi passivi di €73 milioni.

I principali contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è stato ancora messo a disposizione riguardano: (i) un contratto dal valore nominale di €437 milioni relativo alla locazione di uffici della durata di 20 anni con opzione di proroga per ulteriori 6 anni; (ii) due contratti relativi a drilling rig del valore nominale rispettivamente di €122 e €60 milioni, il pri-

mo della durata di 3 anni con 4 opzioni di proroga di 6 mesi ciascuna e il secondo della durata di 2 anni con 4 opzioni di proroga di 6 mesi ciascuna.

I principali esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a opzioni di proroga e risoluzione del contratto di leasing degli immobili ad uso uffici (€280 milioni), stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi (€121 milioni), mezzi di navigazione (€38 milioni).

87479/755

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	2022	2021
Alli i ricavi e proventi		
- proventi da remeasurement	6	21
	6	21
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		
- leasing di breve durata	73	49
- leasing di modico valore	14	15
- canoni di leasing variabili non inclusi nelle passività per beni in leasing	154	161
	241	225
Ammortamenti		
- ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing	327	338
- capitalizzazione ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(21)	(19)
	306	319
Riprese di valore (svalutazioni) nette dei diritti utilizzo beni in leasing	(42)	37
Proventi (onci) finanziari		
- interessi passivi su passività per beni in leasing	(73)	(76)
- oneri finanziari su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali	1	1
	(72)	(75)

13 Attività immateriali

(€ milioni)	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Immobilizzazioni in corso e accomiti	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Attività immateriali a vita utile indefinita; Goodwill	Totali
2022							
Valore iniziale netto	11	53	5	162	231	16	247
Investimenti		26	6		32		32
Ammortamenti	(1)	(33)		(19)	(53)		(53)
Riprese di valore (svalutazioni) nette			(12)		(12)		(12)
Dismissioni				(5)	(5)		(5)
Altre variazioni		9	6	17	32		32
Valore finale netto	10	55	5	155	225	16	241
Valore finale lordo	388	1.252	25	233	1.898	94	1.992
Fondo ammortamento e svalutazione	378	1.197	20	78	1.673	78	1.751
2021							
Valore iniziale netto	11	65	5	3	84	17	101
Investimenti		29	3	156	188		188
Ammortamenti	(1)	(42)		(5)	(48)		(48)
Riprese di valore (svalutazioni) nette		(1)	(5)		(6)	(1)	(7)
Altre variazioni	1	2	2	8	13		13
Valore finale netto	11	53	5	162	231	16	247
Valore finale lordo	388	1.217	13	221	1.839	94	1.933
Fondo ammortamento e svalutazione	377	1.164	8	59	1.608	78	1.686

87470/756

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €10 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alle concessioni di giacimenti. Le concessioni sono ammortizzate principalmente con il metodo dell'unità di prodotto (UOP) a decorrere dall'esercizio in cui ha inizio la produzione.

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno di €55 milioni riguardano essenzialmente i costi di acquisizione e di sviluppo interno di software a supporto delle aree di business e di staff e i diritti di utili-

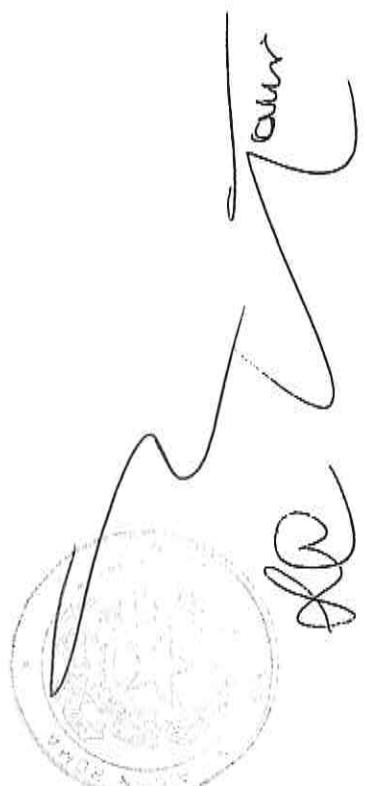
zazione di processi produttivi di raffineria. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 12,5% al 100%.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €5 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business.

Le altre attività immateriali di €155 milioni riguardano essenzialmente l'acquisto del 50% dei diritti di liquefazione presso l'impianto di Damietta (€135 milioni).

14 Partecipazioni

(€ milioni)	2022				2021				Totale
	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni minoritarie valutate al FV e altre imprese	Totale	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni minoritarie valutate al FV e altre imprese	Totale	
Valore iniziale	55.113	796	101	56.010	45.652	1.193	10	46.855	
Acquisizioni e sottoscrizioni	2.830	627		3.457	8.055		90	8.145	
Cessioni e rimborsi	(577)			(577)	(16)	(442)		(458)	
Conferimenti	2.020	(14)		2.006	(2)			(2)	
Rettifiche di valore	(462)	(323)		(785)	1.420	(310)		1.110	
Valutazione al fair value con effetti a PN			3	3			1	1	
Altre variazioni	(298)	(1)		(299)	4			4	
Deconsolidamento Mozambique Rovuma Venture SpA						355		355	
Valore finale	58.626	1.085	104	59.815	55.113	796	101	56.010	
Valore finale lordo	73.410	2.188	104	75.702	69.436	1.576	101	71.113	
Fondo svalutazione	14.784	1.103		15.887	14.323	780		15.103	



Le partecipazioni sono aumentate di €3.805 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)		
Partecipazioni al 31 dicembre 2021		56.010
Acquisizioni e sottoscrizioni		3.457
- Interventi sul capitale		2.810
Eni Rewind SpA		1.099
Saipem SpA		624
Eni Global Energy Markets SpA		378
Raffineria di Gela SpA		364
Eni Sustainable Mobility SpA		198
Eni Mozambico SpA		53
EniProgetti SpA		44
Eni Natural Energies SpA		35
EniServizi SpA		8
Agenzia Giornalistica Italia SpA		2
Eni Timor Leste SpA		2
Altre		3
- Acquisizioni		647
Export LNG Ltd		647
Cessioni e Rimborси		(577)
- Rimborси di capitale		(249)
Enipower SpA		
- Cessioni		(328)
Enipower SpA		
Conferimenti		2.006
Eni International BV		4.919
Azule Energy Angola SpA (ex Eni Angola SpA)		(2.913)
SeaCorridor Srl (ex Eni Corridor Srl)		66
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		(52)
Transmediterranea Pipeline Co Ltd		(14)
Rettifiche di valore		(715)
- Riprese di valore		1.237
Eni Investments Plc		551
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		359
Eni Petroleum Co Inc		287
Eni España Comercializadora De Gas SAU		31
LNG Shipping SpA		7
Floater SpA		2
- Svalutazioni		(1.012)
Eni Rewind SpA		(890)
Versalis SpA		(379)
Raffineria di Gela SpA		(331)
		(segue)

87479 | 758

(€ milioni)	
Saipem SpA	(320)
Export LNG Ltd	(45)
Ieoc SpA	(14)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	(13)
EniProgetti SpA	(11)
Eni Mozambico SpA	(11)
Società Petroliifera Italiana SpA	(3)
Eni Timor Leste SpA	(2)
EniServizi SpA	(1)
Altre minori	(2)
 Riclassifica attività destinate alla vendita	
SeaCorridor Srl (ex Eni Corridor Srl)	(66)
Servizi Fondo Bombole Metano SpA	(14)
 Valutazione al fair value con effetti a PN	
Synhelion SA	3
 Altre variazioni	
Eni Rewind SpA	(209)
EniProgetti SpA	(9)
Raffineria di Gela SpA	(4)
Mozambique Rovuma Venture SpA	(1)
Versalis SpA	2
Eni Plenitude SpA Società Benefit	2
Eni International Resources Ltd	1
Serfactoring SpA - in liquidazione	1
Altre	(2)
 Partecipazioni al 31 dicembre 2022	59.815

Le acquisizioni hanno riguardato la società Export LNG Ltd; l'operazione è stata perfezionata in data 26 agosto 2022. La Società detiene l'impianto di liquefazione galleggiante Tango FLNG che sarà utilizzato da Eni in Congo, nell'ambito delle attività del progetto di sviluppo del gas naturale nel blocco Marine XII, in coerenza con la strategia Eni di valorizzazione delle risorse gas equity.

Le cessioni hanno riguardato la cessione del 49% delle azioni di Enipower SpA alla società Regatta Investments per un corrispettivo pari a €542 milioni di euro e determinando il riconoscimento di una plusvalenza a conto economico pari a €214 milioni.

I conferimenti hanno riguardato: (i) il conferimento delle azioni in Azule Energy Angola SpA (ex Eni Angola SpA) da Eni SpA a

Eni International BV in data 27 luglio 2022 finalizzato al perfezionamento dell'accordo con bp per la combinazione delle attività angolane che ha portato alla creazione della joint venture paritetica Azule Energy Holdings Ltd. L'operazione di conferimento, di natura realizzativa, ha determinato la rilevazione di una plusvalenza a conto economico pari a €2.006 milioni; (ii) il conferimento, rilevato in continuità di valori, delle partecipazioni che gestiscono i due gruppi di gasdotti internazionali che collegano l'Algeria all'Italia alla società non operativa SeaCorridor Srl (ex Eni Corridor Srl). In data 10 gennaio 2023, si è perfezionata la cessione a Snam del 49,9% della Società.

Le altre variazioni si riferiscono essenzialmente alla copertura delle perdite di Eni Rewind SpA, Raffineria di Gela SpA, EniProgetti SpA stanziate nel 2021.

L'analisi delle partecipazioni in imprese controllate, collegate e joint venture con il raffronto tra il valore netto di iscrizione e il patrimonio netto è indicata nella tabella seguente:

(€ milioni)	Quota % posseduta al 31.12.2022	Saldo netto al 31.12.2021	Saldo netto al 31.12.2022 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	14	3	8	5
Azule Energy Angola SpA (ex Eni Angola SpA)		2.913			
Ecofuel SpA	100,000	48	48	255	207
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni Energia Italia Srl	100,000			..	
Eni España Comercializadora De Gas SAU	100,000	19	50	118	68
Eni Finance International SA	33.613	362	362	569	207
Eni Fuel SpA	100,000	70	70	89	19
Eni Gas Transport Services Srl	100,000	
Eni Global Energy Markets SpA	100,000	277	655	744	89
Eni Insurance Designated Activity Company	100,000	500	500	581	81
Eni International BV	100,000	37.526	42.445	44.566	2.121
Eni International Resources Ltd	99,998	1	2	5	3
Eni Investments Plc	99,999	4.111	4.662	3.715	(947)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	143	502	217	(285)
Eni Mozambico SpA	100,000	16	58	6	(52)
Eni Natural Energies SpA	100,000	40	75	75	
Eni Petroleum Co Inc	63.857	2.050	2.337	1.604	(733)
Eni Plenitude SpA Società Benefit	100,000	4.878	4.880	5.377	497
Eni Rewind SpA	99,999			135	135
Eni Sustainable Mobility SpA	100,000		198	198	
Eni Timor Leste SpA	100,000	4	2	2	
Eni Trade & Biofuels SpA	100,000	207	207	135	(72)
Eni Trading & Shipping SpA - in liquidazione	100,000			9	9
Eni West Africa SpA	100,000	4	4	4	
Enipower SpA	51,000	914	337	363	26
EniProgetti SpA	100,000		24	41	17
EniServizi SpA	100,000	10	18	18	
Eniverse Ventures Srl (ex Eni Nuova Energia Srl)	100,000			(1)	(1)
Export LNG Ltd	100,000		602	602	
Floaters SpA	100,000	251	253	308	55
Ieoc SpA	100,000	24	10	10	
LNG Shipping SpA	100,000	217	224	224	
Raffineria di Gela SpA	100,000		29	29	
SeaCorridor Srl (ex Eni Corridor Srl) ¹⁴⁾	100,000	..			
Serfactoring SpA - in liquidazione	100,000	15	16	24	8
Servizi Aerei SpA	100,000	47	47	47	
Servizi Fondo Bombole Metano SpA ¹⁵⁾	100,000	14			
Società Petroliera Italiana SpA	99,964	6	3	4	1
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		52			
Versalis SpA	100,000	377		71	71
Totale imprese controllate		55.113	50.626		

87479 (760)

(€ milioni)	Quota % posseduta al 31.12.2022	Saldo netto al 31.12.2021	Saldo netto al 31.12.2022 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Imprese collegate e joint venture					
Consorzio per l'attuazione del Progetto Divertor Tokamak Test DTT S.p.A.	25,000				
Mariconsult SpA		..			
Mozambique Rovuma Venture SpA	35,714	355	354	308	(46)
Norpipe Terminal HoldCo Ltd	14,200	1	1	1	
Saipem SpA	31,193	398	702	645	(57)
Seram SpA	25,000	
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	70,000	28	28	29	1
South Italy Green Hydrogen Srl	50,000	
Transmed SpA		..			
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		14			
Totale imprese collegate e joint venture	796	1.085			
	55.909	59.711			

(a) Partecipazioni riclassificate come disponibili per la vendita. Per maggior dettaglio si veda quanto riportato nella nota n.24 - Attività destinate alla vendita.

Le riprese di valore delle partecipazioni svalutate in precedenti esercizi del settore Exploration & Production (Eni Investment Plc, Eni Petroleum Co Inc, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Floatters SpA) sono state operate a seguito del rafforzamento dei prezzi degli idrocarburi attesi nel breve-medio termine. In particolare, ai fini della valutazione delle partecipazioni, rileva il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate e i relativi headroom determinati considerando i flussi di cassa attesi dallo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili, prudenzialmente determinati e opportunamente integrati per tener conto dei costi di struttura; per gli altri valori dell'attivo e del passivo sono stati considerati consistenti i valori contabili che hanno tenuto conto dei relativi processi di valutazione tenendo conto, ove significativo, dell'effetto finanziario del tempo. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted del 7,2%;

- Eni Global Energy Markets SpA sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e, per gli anni successivi al quarto in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di attualizzazione WACC adjusted del 5,6%;
- Eni Trade & Biofuels SpA, con un orizzonte di valutazione a 20 anni, sulla base del valore dei flussi di cassa attualizzati del piano quadriennale aziendale, utilizzando un tasso di attualizzazione WACC adjusted del 6,4%;
- Enipower SpA sulla base del valore dei flussi di cassa per tutta la durata di vita delle centrali utilizzando un tasso di attualizzazione WACC adjusted tra il 4,7% e il 6%.

Con riferimento a Saipem SpA, la verifica della recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione riflette la quotazione di Borsa al 30 dicembre 2022, il cui valore è ricompreso nel range dei possibili valori determinati secondo la metodologia del Value In Use adottata da Eni per valutare la recuperabilità della partecipata in accordo con lo IAS 36.

Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità.

Il valore di iscrizione delle partecipazioni minoritarie valutate al fair value riguarda essenzialmente la partecipazione del 3,88% nel Porto intermodale Ravenna Società per azioni (€5 milioni), la partecipazione dell'1,30% nella Simest SpA (€4 milioni); la partecipazione del 7,96% nella Synhelion SA (€3 milioni) e la partecipazione dell'1,26% nella Interporto di Padova SpA (€2 milioni).

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi.

- Versalis SpA, sulla base del valore d'uso della partecipata desumibile dal complesso degli esiti degli impairment test condotti

87479/761

15 Altre attività finanziarie

(€ milioni)	31.12.2022		31.12.2021	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	218	2.126	22	3.237
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	3.542		4.192	
	3.760	2.126	4.214	3.237
Titoli strumentali all'attività operativa		20		20
	3.760	2.146	4.214	3.257

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano essenzialmente i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, concessi a società partecipate, in particolare verso Mozambique Rovuma Venture SpA (€1.187), Versalis SpA (€731 milioni) e Eni Finance International SA (€328 milioni).

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano crediti a breve termine verso società controllate in particolare Eni Plenitude SpA Società Benefit (€1.497 milioni), Versalis SpA (€1.205 milioni) e Eni Sustainable Mobility SpA (€173 milioni).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €1.930 milioni.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €57 milioni (€917 milioni al 31 dicembre 2021).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali ammonta a €852

milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra 1,84% e 3,25% e in dollari USA compresi tra 3,30% e 5,12%. Per la valutazione delle altre attività finanziarie a lungo termine è stata considerata la probabilità di default nei successivi 12 mesi non essendosi ravvisati significativi deterioramenti dei meriti di credito.

I crediti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

Titoli per €20 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2021) sono rappresentati da titoli di Stato italiani e sono vincolati a garanzia del cauzionamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane; la valutazione al fair value non produce effetti significativi.

Per le informazioni sulle valutazioni al fair value si rinvia a quanto indicato alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi.

16 Attività per imposte anticipate

(€ milioni)	31.12.2022		31.12.2021	
Imposte sul reddito anticipate IRES		2.973		804
Imposte sul reddito differite IRES		(469)		(125)
Imposte sul reddito anticipate IRAP		162		42
Imposte sul reddito differite IRAP		(74)		(3)
Imposte sul reddito anticipate estere		25		19
Imposte sul reddito differite estere		(23)		(17)
Totale Eni SpA		2.594		720
Imposte anticipate (differite) società in joint operation		90		94
		2.684		814

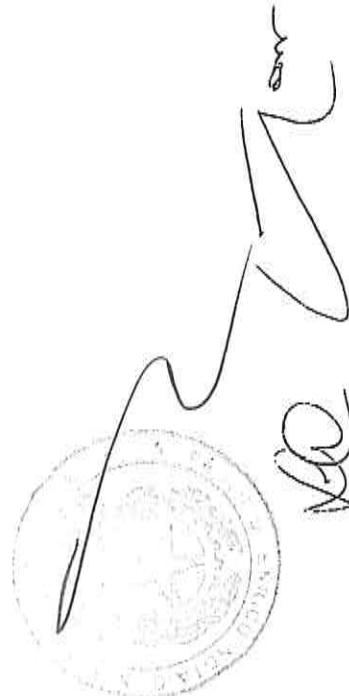
87479 (762)

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato le attività per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2021	Incrementi	Decrementi	Altre variazioni	Valore al 31.12.2022
Imposte differite:					
- differenze su attività materiali ed immateriali	(45)		12		(33)
- differenze su derivati				(416)	(416)
- altre	(100)	(69)	52		(117)
	(145)	(69)	64	(416)	(566)
Imposte anticipate:					
- differenze su derivati	216			(216)	
- fondi per rischi ed oneri	1.175	746	(266)	(3)	1.652
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	1.067	165	(133)	(3)	1.096
- differenze su attività materiali ed immateriali	297	18	(29)	(18)	268
- svalutazione crediti	93	11	(16)		88
- fondi per benefici ai dipendenti	98	26	(33)		91
- perdita fiscale	2.685		(223)		2.462
- altre	119	160	(89)	15	205
	5.750	1.126	(789)	(225)	5.862
- valutazione anticipate	(4.885)		2.183		(2.702)
	865	1.126	1.394	(225)	3.160
Totale Eni SpA	720	1.057	1.458	(641)	2.594
Imposte anticipate joint operation	99		(1)		98
Imposte differite joint operation	(5)		(3)		(8)
Totale joint operation	94		(4)		90
	814	1.057	1.454	(641)	2.684

Le imposte anticipate nette di Eni SpA di €2.594 milioni risentono della valutazione svolta dal management circa la probabilità di recupero di tali attività considerando le stime

dei redditi imponibili futuri, basate sulle previsioni del piano quadriennale e di long-term coerenti con i processi di impairment.



87479 (763)

17 Debiti commerciali e altri debiti

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Debiti commerciali	11.682	8.770
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	35	48
Debiti per attività di investimento	237	210
Debiti verso altri	426	493
	12.380	9.521

I debiti commerciali di €11.682 milioni riguardano debiti verso fornitori (€5.326 milioni), debiti verso imprese controllate (€6.134 milioni) e debiti verso imprese collegate, joint venture e altre di gruppo (€222 milioni).

I debiti verso altri di €426 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€183 milioni); (ii) debiti verso fornitori gas relativi agli importi da pagare a fronte dell'attivazione della clausola take-

or-pay (€90 milioni); (iii) i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale (€9 milioni) per la remunerazione dei relativi imponibili negativi.

La valutazione al fair value dei debiti commerciali e altri debiti non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza. I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

18 Passività finanziarie

Le passività finanziarie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2022				31.12.2021			
	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Banche	1.974	767	1.507	4.248	115	274	4.334	4.723
Obbligazioni ordinarie		2.114	13.548	15.662		880	15.289	16.169
Obbligazioni sustainability-linked		2	996	998		2	996	998
Obbligazioni convertibili						399		399
Altri finanziatori	12.148	3	12.151	5.751				5.751
	14.122	2.003	16.054	33.059	5.866	1.555	20.619	28.040

Eni ha sottoscritto contratti finanziari in formato sustainability-linked per un ammontare complessivo di €11.528 milioni legati al raggiungimento di specifici obiettivi di sostenibilità e che contribuiscono al raggiungimento di determinati Obiettivi di Sviluppo Sostenibile (SDG) delle Nazioni Unite, così composti: (i) linee di credito committed per €8.100 milioni; (ii) finanziamenti per €1.300 milioni; (iii) derivati per la copertura del rischio tasso per €1.128 milioni; (iv) obbligazioni per €1.000 milioni.

Eni ha stipulato con la Banca Europea per gli Investimenti accordi di finanziamento a lungo termine che prevedono il mantenimento di un rating minimo. Nel caso di perdita del rating minimo, gli accordi prevedono la facoltà per la Banca Europea per gli Investimenti di richiedere garanzie alternative accettabili per la stessa banca. Al 31 dicembre 2022 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontano a €862 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

87479 (766)

L'analisi dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2022 è di seguito indicata:

(€ milioni)	Importo nominale	Disagio di emissione, tasso di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %
Obbligazioni ordinarie:						
- Euro Medium Term Notes	1.200	15	1.215	EUR	2025	3,750
- Euro Medium Term Notes	1.000	29	1.029	EUR	2029	3,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	15	1.015	EUR	2023	3,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	11	1.011	EUR	2026	1,500
- Euro Medium Term Notes	1.000	3	1.003	EUR	2030	0,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	3	1.003	EUR	2026	1,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	10	1.010	EUR	2031	2,000
- Euro Medium Term Notes	900		900	EUR	2024	0,625
- Euro Medium Term Notes	800	2	802	EUR	2028	1,625
- Euro Medium Term Notes	750	11	761	EUR	2024	1,750
- Euro Medium Term Notes	750	8	758	EUR	2027	1,500
- Euro Medium Term Notes	650	4	654	EUR	2025	1,000
- Euro Medium Term Notes	600	(2)	598	EUR	2028	1,125
- Euro Medium Term Notes	750	(3)	747	EUR	2034	1,000
- Bond US	937	10	947	USD	2023	4,000
- Bond US	937	5	942	USD	2028	4,750
- Bond US	328	1	329	USD	2040	5,700
- Bond US	937	1	938	USD	2029	4,250
	15.539	123	15.662			
Obbligazioni sustainability-linked	1.000	(2)	998	EUR	2028	0,375

Nell'ambito del programma di Euro Medium-Term Notes, Eni ha emesso nel 2021 obbligazioni sustainability-linked per un ammontare nominale complessivo di €1.000 milioni le cui obbligazioni sono collegate al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità che riguardano: (i) il raggiungimento di capacità installata da fonti rinnovabili di 5 GW entro il 2025; (ii) Net Carbon Footprint Upstream (emissioni GHG Scope 1 + Scope 2) inferiori o uguali a 7,4 milioni di tonnellate di CO₂ equivalenti entro il 2024. Nel caso di mancato raggiungimento di uno dei due obiettivi gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse. Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.723 milioni, nel corso del 2022 non sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie.

Le passività finanziarie verso altri finanziatori di €12.151 milioni comprendono essenzialmente i rapporti di conto corrente e i depositi intrattenuti dalle società del Gruppo presso Eni SpA, in particolare con Eni Finance International SA (€5.308 milioni), Eni Global Energy Markets SpA (€2.450 milioni), Eni Rewind SpA (€2.034 milioni), Eni Trade & Biofuels SpA (€359 milioni), Eni Fuel SpA (€352 milioni), Floaters SpA (€334 milioni), LNG Shipping SpA (€301 milioni), Eni Plenitude SpA Società Benefit (€208 milioni). Le convenzioni in essere al 31 dicembre 2022 prevedono l'applicazione di un tasso nullo per i conti correnti, per i depositi in euro viene applicato un tasso positivo pari allo 1,622%, un tasso positivo di 3,318% per i depositi in sterline e un tasso positivo di 4,291% per i depositi in dollari.

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive della quota a breve, sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denunciate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento:

(€ milioni)	31.12.2022		31.12.2021	
	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie	Tasso medio (%)	Passività finanziarie a lungo e quote a breve di passività finanziarie	Tasso medio (%)
Euro	15.782	1,78	19.204	1,40
Dollaro USA	3.155	4,48	2.970	4,48
	18.937		22.174	

Al 31 dicembre 2022, Eni dispone di linee di credito sustainability-linked a lungo termine committed per €8.100 milioni (€5.000 milioni al 31 dicembre 2021), comprensivi delle quote a breve termine (€300 milioni), tutte non utilizzate. Questi contratti prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità. Al 31 dicembre 2022 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

La valutazione al fair value delle passività finanziarie a breve termine non produce effetti significativi considerato il breve periodo di tempo intercorrente tra il sorgere del debito, la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €17.500 milioni e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2022		31.12.2021	
	14.516	19.059	513	1.050
Obbligazioni ordinarie				
Obbligazioni convertibili			826	1.050
Obbligazioni sustainability-linked			2.157	4.640
Banche			1	
Altri finanziatori	17.500			25.262

Per i prestiti obbligazionari, il fair value è determinato utilizzando le quotazioni di mercato ed è, pertanto, categorizzato nel livello 1 della relativa gerarchia.

Il fair value dei finanziamenti verso banca è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra l'1,84%

e il 3,25% (tra il -0,57% e lo 0,40% al 31 dicembre 2021) e per il dollaro USA compresi tra il 3,30% e 5,12% (tra lo 0,21% e l'1,71% al 31 dicembre 2021). La gerarchia del fair value è di livello 2.

I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

19 Variazioni delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento

Di seguito è fornita una riconciliazione delle passività finanziarie derivanti dall'attività di finanziamento, che evidenzia le variazioni di tali passività:

(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine		Totale indebitamento finanziario lordo
		Passività per beni in leasing a lungo termine e quota a breve di passività per leasing a lungo termine	2.322	
Valore al 31.12.2021	5.866	22.174	2.322	30.362
Variazioni monetarie	8.287	(3.437)	(390)	4.460
Differenze cambio da conversione e da allineamento	(41)	72		31
Altre variazioni non monetarie	10	128	328	466
Valore al 31.12.2022	14.122	18.937	2.260	35.319

Le altre variazioni comprendono gli incrementi delle passività per leasing connessi con le nuove attivazioni di contratti e la revisione dei precedenti.

20 Analisi dell'indebitamento finanziario netto

87479/766

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
A. Disponibilità liquide	1.011	1.310
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	6.617	5.320
C. Altre attività finanziarie correnti	11.357	10.047
D. Liquidità (A+B+C)	18.985	16.677
E. Debito finanziario corrente	16.238	7.147
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	1.140	657
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	17.378	7.804
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	(1.607)	(8.873)
I. Debito finanziario non corrente	3.397	6.273
J. Strumenti di debito	14.544	16.285
K. Debiti commerciali e altri debiti		
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	17.941	22.558
M. Totale Indebitamento finanziario (H+L)	16.334	13.685

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono circa €42 milioni soggetti a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti.

Le altre attività finanziarie correnti comprendono: (i) le attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico commentate alla nota n. 6 – Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico; (ii) i crediti finanziari non strumentali all'attività

operativa commentati alla nota n. 15 – Altre attività finanziarie.

La composizione delle voci relative ai debiti finanziari correnti e non correnti è indicata alla nota n. 18 – Passività finanziarie.

La quota corrente del debito finanziario non corrente e il debito finanziario non corrente comprendono passività per beni in leasing rispettivamente per €373 milioni e €1.887 milioni (rispettivamente €383 milioni e €1.939 milioni al 31 dicembre 2021).

21 Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	Fondo rischi e oneri ambientali	Fondo oneri per contratti onerosi	Fondo rischi per contenziosi	Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	Altri fondi per rischi ed oneri	Totale
Valore al 31.12.2021	3.137	679	431	133	131	481	4.092
Rilevazione iniziale e variazioni di stima	127						127
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	44						44
Accentonamenti	334	459		491	7	211	1.502
Utilizzi a fronte oneri	(137)	(180)	(310)	(1)		(42)	(670)
Utilizzi per esuberanza	(5)	(22)	(67)	(6)		(12)	(112)
Altre variazioni	(9)		4			(217)	(222)
Valore al 31.12.2022	3.491	936	58	617	138	421	5.661

87479/46+

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €3.491 milioni accoglie: (i) i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino siti (€2.435 milioni). Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il 2,37% e il 2,46%; il periodo previsto degli esborsi è 2023-2065; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con le autorità regionali (€680 milioni); (iii) la stima dei costi di decommissioning di linee produttive e strutture logistiche ausiliarie di raffinazione (€376 milioni).

Il fondo rischi e oneri ambientali di €936 milioni riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate a Eni Rewind SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA (€476 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (€162 milioni), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€110 milioni), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (€56 milioni), negli impianti di raffinazione (€14 milioni); (iii) la stima degli oneri ambientali, compresi gli oneri per la bonifica delle acque di falda, connessi agli accordi con Erg SpA per il conferimento a Erg Raffinerie Mediterranee SpA della raffineria e della centrale elettrica di Priolo (€90 milioni); (iv) gli oneri ambientali riferibili ad altri siti non operativi (€26 milioni).

Il fondo per contratti onerosi di €58 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono diventati superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso.

Il fondo rischi per contenziosi di €617 milioni accoglie gli oneri previsti a fronte di contenziosi in sede giudiziale e stragiudiziale, correlati a contestazioni contrattuali e procedimenti di natura commerciale, anche in sede arbitrale, sanzioni per procedimenti antitrust e di altra natura.

Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di €138 milioni si riferisce agli oneri, differenti da quelli ambientali rilevati nel fondo rischi e oneri ambientali, a fronte di garanzie rilasciate ad Eni Rewind SpA all'atto della cessione della partecipazione in Agricoltura SpA.

Gli altri fondi di €421 milioni comprendono: (i) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria per imposte indirette (€93 milioni); (ii) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso ai piani di incentivazione monetaria differenti, di lungo termine e azionaria (€32 milioni); (iii) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Everen Ltd (ex OIL Insurance Ltd) a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (€15 milioni).

2.2 Fondi per benefici ai dipendenti

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Piani a benefici definiti:		
- TFR	102	133
- Piani esteri a benefici definiti	1	2
- Fisde e altri	72	94
	175	229
Altri fondi per benefici ai dipendenti	166	164
	341	393

L'ammontare delle passività relative agli impegni Eni di copertura delle spese sanitarie del personale è determinato considerando, tra l'altro, i contributi versati dall'azienda.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti di €166 milioni riguardano essenzialmente gli incentivi monetari differiti per €91 milioni, il contratto di espansione per €62 milioni e i premi di anzianità per €13 milioni.

I fondi per benefici ai dipendenti, valutati applicando tecniche attuariali, si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2022						2021					
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	133	23	94	250	164	414	159	23	97	279	117	396
Costo corrente		1	2	3	33	36		1	2	3	34	37
Interessi passivi	1		1	2		2						
Rivalutazioni:	(13)	(1)	(21)	(35)	(7)	(42)	(1)	1	(1)	(1)	(2)	(3)
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche								(1)	(3)	(4)		(4)
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(17)	(4)	(22)	(43)	(7)	(50)	(1)	3	2	2	4	
- Effetto dell'esperienza passata	4	3	1	8		8	1	1	(1)	1	(4)	(3)
Costo per prestazioni passate					45	45					77	77
Benefici pagati	(20)		(4)	(24)	(50)	(74)	(25)	(2)	(4)	(31)	(20)	(51)
Altre variazioni	1			1	(19)	(18)					(42)	(42)
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	102	23	72	197	166	363	133	23	94	250	164	414
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		22		22		22		21		21		21
Rendimento delle attività a servizio del piano								2		2		2
Contributi al piano:		1		1		1		1		1		1
- Contributi del datore di lavoro		1		1		7		1		1		1
Benefici pagati								(2)		(2)		(2)
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)	23		23		23			22		22		22
Massimale di attività/passività onerosa all'inizio dell'esercizio	1		1		1			1		1		1
Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa												
Massimale di attività/passività onerosa alla fine dell'esercizio (c)	1		1		1			1		1		1
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	102	1	72	175	166	341	133	2	94	229	164	393

Le altre variazioni comprendono la quota dei piani a lungo termine giunti a maturazione e del contratto di espansione la cui erogazione è differita al 2023.

I costi relativi alle passività per benefici verso i dipendenti, valutati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2022						
Costo corrente		1	2	3	33	36
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione					45	45
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	1		1	2		2
Totali interessi passivi (attivi) netti	1		1	2		2
- di cui rilevato nel "Proventi (oneri) finanziari"	1		1	2		2
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					(7)	(7)
Totali	1	1	3	5	71	76
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"			1	2	3	74
- di cui rilevato nel "Proventi (oneri) finanziari"	1		1	2		2
2021						
Costo corrente		1	2	3	34	37
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione					77	77
Totali interessi passivi (attivi) netti					-	-
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					(2)	(2)
Totali	1	1	3	3	109	112
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"			1	2	3	112
- di cui rilevato nel "Proventi (oneri) finanziari"	1		1	2		2

87479/469

Le variazioni dei piani a benefici definiti rilevate tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	2022			2021				
	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri	Totale piani a benefici definiti	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri	Totale piani a benefici definiti
Rivalutazioni:								
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche					(1)			(4)
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(17)	(4)	(22)	(43)	(1)		3	2
- Effetto dell'esperienza passata	4	3	1	8	1	1	(1)	1
- Rendimento delle attività a servizio del piano						(2)		(2)
	(13)	(1)	(21)	(35)	(1)	(1)	(1)	(3)

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Attività a servizio del piano:		
- con prezzi quotati in mercati attivi	23	22
	23	22

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

	TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2022				
Tassi di sconto	(%)	3,7	3,5	3,7
Tasso di inflazione	(%)	2,4	1,9	2,4
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		24	
2021				
Tassi di sconto	(%)	1,0	0,9	1,0
Tasso di inflazione	(%)	1,8	1,5	1,8
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni		24	

87479 (ffo)

Gli effetti derivanti da una modifica ragionevolmente possibile delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono di seguito indicati:

(€ milioni)	Tasso di sconto		Tasso di inflazione Incremento dello 0,5%	Tasso tendenziale di crescita dei salari Incremento dello 0,5%	Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario Incremento dello 0,5%			
	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%						
31.12.2022								
Effetto sull'obbligazione (DBO):								
TFR	(3)	3	2					
Piani esteri a benefici definiti				
Fisde e altri	(4)	4			4			
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(1)	1	...					
31.12.2021								
Effetto sull'obbligazione (DBO):								
TFR	(4)	5	3					
Piani esteri a benefici definiti				
Fisde e altri	(6)	7			7			
Altri fondi per benefici ai dipendenti	(3)	1	1					

L'analisi di sensitività è stata eseguita sulla base dei risultati delle analisi effettuate per ogni piano elaborando le valutazioni con i parametri modificati.

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta

ta a €65 milioni, di cui €13 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Il profilo di scadenza delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti è di seguito indicato:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
31.12.2022				
2023	9	...	4	52
2024	8	...	4	51
2025	9	...	4	46
2026	10	...	4	11
2027	9	...	4	4
Oltre il 2027	57	...	52	9
Durata media ponderata	anni	6,7	10,0	12,3
				2,3
31.12.2021				
2022	11	...	6	48
2023	10	...	4	49
2024	12	...	4	42
2025	13	...	4	10
2026	13	...	4	4
Oltre il 2026	74	...	72	8
Durata media ponderata	anni	7,1	6,0	14,7
				2,6

87479/12/21

23 Strumenti finanziari derivati e Hedge Accounting

(€ milioni)	31.12.2022		31.12.2021	
	Fair value attivo	Fair value passivo	Fair value attivo	Fair value passivo
Contratti derivati non di copertura				
<i>Contratti su valute</i>				
- Currency swap	112	136	127	40
- Outright	28	22	17	14
- Interest currency swap	134	144	37	32
	274	302	181	86
<i>Contratti su interessi</i>				
- Interest rate swap	117	96	53	53
	117	96	53	53
<i>Contratti su merci</i>				
- Over the counter	13.854	13.155	13.879	15.787
- Future	9	6	5	3
- Opzioni vendute	2			
- Opzioni acquistate		2		
- Altri		80		55
	13.865	13.243	13.884	15.845
	14.256	13.641	14.118	15.984
Contratti derivati cash flow hedge				
Over the counter	1.093	770	391	1.102
	1.093	770	391	1.102
Totali contratti derivati	15.349	14.611	14.509	17.086
Di cui:				
- correnti	12.768	12.489	12.603	15.220
- non correnti	2.581	1.922	1.906	1.866

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è calcolato sulla base di quotazioni di mercato fornite da primari info-provider; per gli strumenti non quotati, sulla base di tecniche di valutazione generalmente adottate in ambito finanziario.

Per ulteriori informazioni sulle valutazioni al fair value, si rinvia alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi.

Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2022		31.12.2021	
	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace
Contratti derivati cash flow hedge				
<i>Contratti su merci</i>				
	3.347	(2.021)	(185)	(2.441)
				102

87479/772

Di seguito è fornita l'analisi degli oggetti coperti distintamente per tipologia di rischio nell'ambito di coperture cash flow hedge:

(€ milioni)	31.12.2022		31.12.2021			
	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficacia delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico
Cash flow hedge						
Rischio prezzo commodity						
- Vendite programmate	1.890	1.435	(4.250)	400	(748)	(529)

Eni è esposta alle fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base, dei tassi di interesse e di cambio. Per la gestione di tali rischi, Eni utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati organizzati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity).

Ai fini della qualificazione dell'operazione come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da operare la compensazione delle relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte.

Il rapporto di copertura tra gli oggetti coperti e lo strumento di copertura, cd. hedge ratio, è definito in modo coerente con le strategie e gli obiettivi specifici di risk management definiti; le relazioni di copertura sono discontinue in presenza di modifiche

delle condizioni di riferimento tali da rendere le operazioni poste in essere non più coerenti con la strategia di copertura.

La variazione del fair value degli strumenti derivati di copertura rilevata nella riserva cash flow è indicata alla nota n. 25 – Patrimonio netto. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota 26 – Garanzie, impegni e rischi.

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€2.723 milioni) compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è gestita utilizzando quale strumento di copertura, in una relazione fair value hedge, le differenze di cambio (negative di €107 milioni nel corso del 2022) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€2.684 milioni).

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 26 – Garanzie, impegni e rischi – Gestione dei rischi finanziari.

EFFETTI RILEVATI NEGLI ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

(€ milioni)	2022	2021
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura	(6.140)	(2.380)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(185)	102
	(6.325)	(2.278)

Gli altri oneri operativi netti di €6.325 milioni (oneri operativi netti di €2.278 milioni nel 2021) riguardano essenzialmente la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e

alla valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting.

EFFETTI RILEVATI NEI PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2022	2021
Strumenti finanziari derivati su valute	217	(194)
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	17	(7)
	234	(201)

Gli strumenti finanziari su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio implicito nella formula di prezzo delle commodity.

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

87479 (73)

24 Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €82 milioni (€3 milioni nel 2021) si riferiscono principalmente: (i) alla partecipazione in SeaCorridor S.r.l. (ex Eni Corridor Srl) per €66 milioni, la Società detiene le partecipazioni operanti sui due gruppi di gasdotti internazionali che collegano l'Algeria all'Italia. In data 10 gennaio 2023, si è perfezio-

nata la cessione a Snam del 49,9% della Società; (ii) alla partecipazione in Servizio Fondo Bombole Metano SpA per €14 milioni; in data 1° gennaio 2023 si è perfezionata la cessione ad Acquirente Unico S.p.A.; il corrispettivo, pari a €14,6 milioni, è stato incassato a dicembre 2022.

25 Patrimonio netto

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(2.937)	(958)
Riserva azioni proprie in portafoglio	2.937	958
Altre riserve di capitale:	9.629	10.368
<i>Riserve di rivoluziazione:</i>	9.188	9.927
- Legge n. 576/1975	1	1
- Legge n. 72/1983	3	3
- Legge n. 408/1990	2	2
- Legge n. 413/1991	39	39
- Legge n. 342/2000	7.439	9.839
- Legge n. 342/2000 liberata ex art. 2445 cc	1.661	
- Legge n. 448/2001	43	43
<i>Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993</i>	378	378
<i>Riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 719/1985, 41/1986</i>	63	63
<i>Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale</i>	1.020	(531)
<i>Riserva fair value partecipazioni minoritarie</i>	(8)	(11)
<i>Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale</i>	(32)	(56)
<i>Riserva IFRS 10 e 11</i>	(114)	(2)
Altre riserve:	26.658	23.632
<i>Riserve di utili:</i>	26.631	23.610
- <i>Riserva disponibile</i>	25.489	22.468
- <i>Riserva da avanzo di fusione</i>	636	636
- <i>Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986</i>	412	412
- <i>Riserva art.14 Legge n. 342/2000</i>	74	74
- <i>Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983</i>	19	19
- <i>Riserva art.13 D.Lgs. n. 124/1993</i>	1	1
<i>Riserva Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario</i>	27	22
Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	5.000
Utile dell'esercizio	5.403	7.675
	52.520	51.039

CAPITALE SOCIALE

Al 31 dicembre 2022, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 3.571.487.977 azioni ordinarie. La distribuzione per azionario è articolata come segue: (i) n. 157.552.137 azioni, pari al 4,41%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 26,21%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti SpA; (iii) n. 226.097.834 azioni, pari al 6,33%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.251.658.528 azioni, pari al 63,05%, di proprietà di altri azionisti. Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, le riserve di rivalutazione iscritte a seguito delle incorporazioni avvenute in esercizi precedenti di Snam SpA, Somicem SpA ed Enifin SpA di complessivi €474 milioni e dalle stesse imputate in aumento del proprio capitale

sociale devono considerarsi trasferite per effetto della fusione nel capitale sociale di Eni e concorreranno alla formazione del reddito imponibile ai soli fini IRES in caso di riduzione del capitale sociale per rimborso ai soci. Alla formazione dell'importo di €474 milioni concorrono, perché precedentemente imputate ad aumento del capitale sociale, le seguenti riserve: (i) per Snam, le riserve di rivalutazione: (a) Legge n. 576/1975 di €258 milioni, (b) Legge n. 72/1983 di €70 milioni, (c) Legge n. 413/1991 di €137 milioni, (d) Legge n. 342/2000 di €8 milioni; (ii) per Somicem, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,05 milioni; (iii) per Enifin SpA, la riserva di rivalutazione Legge n. 576/1975 di €0,8 milioni.

RISERVA LEGALE

La riserva legale di €959 milioni include la differenza di conversione (€132 milioni) derivante dalla ridefinizione del capitale sociale in euro deliberata il 1° giugno 2001 dall'Assemblea che non viene considerata ai fini del raggiungimento del limite

fissato dall'art. 2430 del Codice civile ("il quinto del capitale sociale"). La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 c.c.

AZIONI PROPRIE ACQUISTATE

Al 31 dicembre 2022, le azioni proprie acquistate ammontano a €2.937 milioni (€958 milioni al 31 dicembre 2021), e sono rappresentate da n. 226.097.834 azioni ordinarie. L'Assemblea, nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020, ha approvato i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 e 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni pro-

prie al servizio del Piano 2020-2022. Nell'esercizio 2022, sono state acquistate n. 195.550.084 azioni proprie per un controvalore complessivo di €2.400 milioni, sono state cancellate n. 34.106.871 azioni proprie per un controvalore complessivo di €400 milioni e sono state assegnate a titolo gratuito ai dirigenti del Gruppo Eni n. 1.183.552 azioni proprie per un controvalore complessivo di €21 milioni, a seguito della conclusione del Periodo di Vesting come previsto dal "Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019".

RISERVA AZIONI PROPRIE IN PORTAFOGLIO

La riserva azioni proprie in portafoglio di €2.937 milioni (€958 milioni al 31 dicembre 2021) è a fronte del valore di iscrizione n. 226.097.834 azioni ordinarie acquistate fino al 31 dicembre

2022 in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli Azionisti mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili. La riserva risulta indisponibile fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio.

ALTRI RISERVE DI CAPITALE

Le altre riserve di capitale di €9.629 milioni riguardano:

- riserve di rivalutazione: €9.188 milioni. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (€8.001 milioni) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci

delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES. L'Assemblea dell'11 maggio 2022 ha deliberato la possibilità di utilizzare le riserve disponibili di Eni SpA a titolo e in luogo del pagamento del dividendo dell'esercizio 2022, stabilito in €0,88 per azione da regalarsi in 4 tranches di pari importo (a

87479/775

settembre, novembre, marzo, maggio). Inoltre, l'Assemblea ha approvato, per l'attuazione della Politica di Remunerazione, la riduzione – con le modalità e nei termini di cui all'art. 2445 del codice civile così come richiamato dall'art. 13 della Legge n. 342/2000 – della "Riserva di rivalutazione Legge n. 342/2000" per € 2.400 milioni. Il CdA di Eni del 27 ottobre 2022, verificata la sussistenza delle condizioni di legge ai fini della distribuzione, ne ha approvato l'utilizzo ai fini della distribuzione della seconda tranne per € 739 milioni; pertanto, la riserva di rivalutazione ex L. 342/2000, per la quale sono state esperite le modalità previste dall'art. 2445 c.c., al 31 dicembre 2022 residua in € 1.661 milioni di euro;

- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: €378 milioni. Accoglie la riclassifica della Riserva per acqui-

sto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€378 milioni) avvenuta nel 2015. La riserva trae origine dall'adeguamento del patrimonio netto previsto dalla legge citata per gli enti trasformati in società per azioni effettuato nel 1995. Nel 2012 la riserva era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie";

- riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986: €63 milioni. Accoglie i rimborsi effettuati dal Ministero dell'Economia e delle Finanze sulla base delle Leggi citate che hanno autorizzato Eni a contrarre mutui con la Banca Europea degli Investimenti (Leggi n. 730/1983 e 41/1986) e a emettere il prestito obbligazionario Eni 1986/1995 (Legge n. 749/1985) con ammortamento a carico dello Stato.

RISERVA FAIR VALUE STRUMENTI FINANZIARI DERIVATI CASH FLOW HEDGE AL NETTO DELL'EFFETTO FISCALE

La riserva positiva di € 1.020 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge stipulati da Global Gas & LNG Portfolio al netto del relativo effetto fiscale, come di seguito indicato:

(€ milioni)	Derivati di copertura Cash flow hedge		
	Riserva linda	Effetto Fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2021	(748)	217	(531)
Variazione dell'esercizio	(2.021)	585	(1.436)
Rigiro a conto economico	4.250	(1.230)	3.020
Rigiro a rettifica rimanenze	(46)	13	(33)
Riserva al 31 dicembre 2022	1.435	(415)	1.020

RISERVA FAIR VALUE PARTECIPAZIONI MINORITARIE

La riserva fair value partecipazioni minoritarie, negativa per €8 milioni, riguarda essenzialmente la valutazione del fair value della partecipazione in BANCA UBAE SPA.

RISERVA VALUTAZIONE DI PIANI A BENEFICI DEFINITI PER I DIPENDENTI AL NETTO DELL'EFFETTO FISCALE

La riserva valutazione di piani a benefici definiti, negativa di €32 milioni, riguarda la rilevazione delle variazioni dei fondi per benefici ai dipendenti che per effetto delle disposizioni dello IAS 19 sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo.

Le rivalutazioni, comprensive degli utili e delle perdite attuariali, rilevati nel prospetto dell'utile complessivo non sono oggetto di successiva imputazione a conto economico.

RISERVA IFRS 10 E 11

La riserva negativa di €114 milioni si è costituita a seguito dell'adozione, con efficacia 1° gennaio 2014, delle disposizioni dei principi contabili internazionali IFRS 10 e IFRS 11 che hanno comportato il consolidamento proporzionale delle società controllate congiuntamente classificate come joint operation. La riserva pertanto deriva dal processo di conso-

87479/776

lidamento proporzionale della partecipazione in Raffineria di Milazzo Scarl e accoglie essenzialmente la differenza tra il valore delle partecipazioni classificate come joint operation, oggetto di eliminazione nel processo di consolidamento, e la frazione corrispondente dell'attivo e passivo della joint operation rilevata.

ALTRE RISERVE

Le altre riserve di €26.658 milioni riguardano:

le riserve di utili per €26.631 milioni:

- riserva disponibile: €25.489 milioni, si incrementa di €3.021 milioni per effetto dell'attribuzione dell'utile 2021 (€6.265 milioni), in esecuzione della delibera dell'Assemblea ordinaria del 11 maggio 2022. La riserva inoltre si decremente principalmente per effetto: (i) della distribuzione agli azionisti della prima tranne del dividendo dell'esercizio 2022 di €0,22 per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione in data 28 luglio 2022 (€761 milioni). L'Assemblea dell'11 maggio ha deliberato la possibilità di utilizzare le riserve disponibili di Eni SpA, ivi inclusa la riserva di rivalutazione ex L. 342/2000, a titolo e in luogo del pagamento del dividendo dell'esercizio 2022, stabilito in €0,88 per azione da regalarsi in 4 tranches di pari importo (a settembre, novembre, marzo, maggio) e ha deliberato altresì la delega al Consiglio di Amministrazione a dare attuazione alle deliberazioni di cui sopra, accertando di volta in volta l'insussistenza di ragioni ostative ai fini della distribuzione avuto riguardo al complessivo contesto di riferimento in cui opera la Società nonché alla situazione economica, patrimoniale e finanziaria della Società e del Gruppo Eni risultante dai dati contabili e dalle previsioni per l'intero esercizio; (ii) dell'imputazione a specifica riserva indisponibile a fronte degli acquisti delle azioni proprie effettuati per pari importi vincolati fintanto che le azioni proprie saranno in portafoglio (€2.400 milioni);
- riserva da avanzo di fusione: €636 milioni. Accoglie l'avanzo di fusione derivante dall'incorporazione di Est Più SpA, con effetto dal 1° dicembre 2015 (€4 milioni), di Eni Hellas SpA, avvenuta il 1° novembre 2012 (€8 milioni), di Eni Gas & Power GmbH, con effetto dal 1° ottobre 2014 (€5 milioni) e ACAM Clienti SpA, con effetto dal 1° dicembre 2016 (€12 milioni). La riserva include inoltre l'effetto della riclassifica della "Riserva per acquisto azioni proprie" a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli Azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€607 milioni) avvenuta nel 2015. Nel luglio 2012 la

riserva, che traeva origine dagli avanzi di fusione derivanti dalle incorporazioni di società, era stata interamente utilizzata imputandola alla "Riserva per acquisto azioni proprie". Alla riserva è attribuita la natura di riserva di utili;

- riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986: €412 milioni. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione per la parte relativa al patrimonio netto scisso delle riserve risultanti dal bilancio 2003 dell'Italgas SpA in sospensione d'imposta in quanto costituite con contributi in conto capitale incassati fino all'esercizio 1988 (€43 milioni); (ii) ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, la ricostituzione delle corrispondenti riserve risultanti dagli ultimi bilanci delle società incorporate relative ai contributi in conto capitale per la parte accantonata in sospensione di imposta ai soli fini IRES in conformità alle diverse formulazioni dell'art. 88 del D.P.R. n. 917/86 che si sono succedute nel tempo;
- riserva art. 14 Legge n. 342/2000: €74 milioni. Accoglie il riallineamento dei valori fiscalmente riconosciuti ai maggiori valori civilistici delle immobilizzazioni materiali per le quali erano stati stanziati ammortamenti anticipati in sede di attribuzione dell'utile dell'esercizio 1999. La riserva è stata costituita riclassificando la "Riserva ammortamenti anticipati ex art. 67 D.P.R. n. 917/1986" per la parte da considerarsi in sospensione di imposta ai fini IRES;
- riserva plusvalenze da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983: €19 milioni. Accoglie la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, della corrispondente riserva dell'incorporata Agip relativa alle plusvalenze in sospensione d'imposta ai fini IRES realizzate nel 1986 a fronte di cessioni di partecipazioni;
- riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993: €1 milione. Accoglie, ai sensi dell'art. 13 del D.Lgs. n. 124/1993, la quota dell'utile dell'esercizio attribuito dalle assemblee in misura pari al 3% dello stanziamento al trattamento di fine rapporto versato nel corso dell'esercizio ai fondi pensione Fopdire e Fondenergia ai quali

87479 ~~FFF~~

partecipano, rispettivamente, i dirigenti e gli altri dipendenti del Gruppo. Quanto a €0,5, €0,2 e €0,06, €0,006 e €0,006, €0,007 e €0,006 milioni la riserva rappresenta la ricostituzione, ai sensi dell'art. 172, comma 5, del D.P.R. n. 917/1986, delle corrispondenti riserve delle incorporate AgipPetroli, Snam, EniData, EniTecnologie, Enifin, AgipFuel e Praoil. La riserva è in sospensione d'imposta ai soli fini IRES.

OBBLIGAZIONI SUBORDINATE PERPETUE

Le obbligazioni ibride sono regolate dalla legge inglese e sono negoziate alla Borsa del Lussemburgo e ammontano complessivamente a €5 miliardi.

Le caratteristiche principali delle obbligazioni sono: (i) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 5,25 anni, con un prezzo di re-offer del 99,403% e una cedola annua del 2,625% fino alla prima data di reset prevista il 13 gennaio 2026. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 316,7 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 gennaio 2031 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dal 13 gennaio 2046; (ii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1,5 miliardi con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 3,375% fino alla prima data di reset prevista il 13 ottobre 2029. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 364,1 punti base, incre-

mentato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 ottobre 2034 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base partire dal 13 ottobre 2049; (iii) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 6 anni, con un prezzo di re-offer del 100% e una cedola annua del 2,000% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2027. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 220,4 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2032 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2047; (iv) emissione perpetua subordinata ibrida dell'ammontare di €1 miliardo con periodo di "non-call" di 9 anni, con un prezzo di re-offer del 99,607% e una cedola annua del 2,750% fino alla prima data di reset prevista l'11 maggio 2030. A partire da tale data, qualora non sia avvenuto il rimborso anticipato entro la prima data di reset, che coincide con l'ultimo giorno di rimborso anticipato, tale obbligazione paga interessi annui pari al tasso Euro Mid Swap a cinque anni di riferimento incrementato di un margine iniziale di 277,1 punti base, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dall'11 maggio 2035 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a partire dall'11 maggio 2050.

Di seguito la classificazione del patrimonio netto in relazione alla possibilità di utilizzazione:

(€ milioni)	Importo	Possibilità di utilizzazione	Quota disponibile per la distribuzione ai soci
Capitale sociale	4.005		
Riserva legale	959	B	
Riserve di capitale	9.629		9.629
Riserva di rivalutazione - Legge n. 576/1975	1	A,B,C	1
Riserva di rivalutazione - Legge n. 72/1983	3	A,B,C	3
Riserva di rivalutazione - Legge n. 408/1990	2	A,B,C	2
Riserva di rivalutazione - Legge n. 413/1991	39	A,B,C	39
Riserva di rivalutazione - Legge n. 342/2000 ^(*)	7.439	A,B,C	7.439
Riserva di rivalutazione - Legge n. 342/2000 liberata ex art. 2445 c.c.	1.661	A,B,C	1.661
Riserva di rivalutazione - Legge n. 448/2001	43	A,B,C	43
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	378	A,B,C	378
Riserva conferimenti Leggi n.730/1983, 749/1985, 41/1986	63	A,B,C	63
Altre riserve	27.524		
Riserve di utili :	26.631		26.631
- Riserva disponibile	25.489	A,B,C	25.489
- Riserva da avанzo di fusione	636	A,B,C	636
- Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	412	A,B,C	412
- Riserva art.14 Legge n. 342/2000	74	A,B,C	74
- Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	19	A,B,C	19
- Riserva art.13 D.Lgs. n. 124/1993	1	A,B,C	1
Riserva Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario	27	B	
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	1.020	B	
Riserva fair value partecipazioni minoritarie	(8)		
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(32)		
Riserva IFRS 10 e 11	(114)		
Riserva azioni proprie in portafoglio	(2.937)		
Azioni proprie acquistate	2.937		
Obbligazioni subordinate perpetue	5.000		
Utile dell'esercizio	5.403		
	52.520		

Legenda: A) disponibile per aumento capitale; B) disponibile per copertura perdite; C) disponibile per distribuzione ai soci.

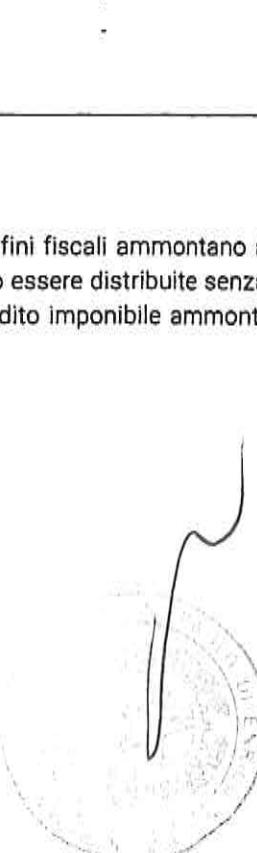
(*) La distribuzione ai soci presuppone l'osservanza delle disposizioni dei commi secondo e terzo dell'articolo 2445 del Codice civile.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa € 0,81 miliardi salvo l'utilizzo di perdite fiscali disponibili. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore ed

accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a € 0,5 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza correre alla formazione del reddito imponibile ammontano a € 30,98 miliardi.

87479/ff8

R. Colombo



10

87479 / 779

26 Garanzie, impegni e rischi

GARANZIE

Le garanzie di 122.281 milioni (€116.773 milioni al 31 dicembre 2021) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Imprese controllate	116.726	115.221
Imprese collegate e joint venture	3.834	589
Proprio	1.420	858
Altri	301	105
Totale	122.281	116.773

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese controllate di €116.726 milioni comprendono:

- per €51.529 milioni le garanzie prestate nell'ambito della transazione con la società petrolifera di Stato di Abu Dhabi ADNOC che ha previsto l'assegnazione a Eni delle quote di partecipazione nelle concessioni offshore in produzione di Lower Zakum (Eni 5%), di Umm Shaif and Nasr (Eni 10%) e della concessione in fase di sviluppo di Ghasha (Eni 25%) della durata di quarant'anni, nonché dei 3 blocchi esplorativi offshore. Le garanzie rilasciate dell'ammontare massimo rispettivamente di €4.684 milioni (\$5.000 milioni), di €9.369 milioni (\$10.000 milioni) e di €23.422 milioni (\$25.000 milioni) sono a copertura delle obbligazioni contrattuali nei confronti della società di Stato, derivanti dalle operazioni petrolifere connesse ai Concession Agreements tra cui in particolare il conseguimento di alcuni target di produzione e di fattore di recupero delle riserve a medio-lungo termine, un piano di asset integrity e di ottimizzazione/mantenimento della produzione dopo il conseguimento del plateau, il trasferimento di tecnologie e l'adozione di standard operativi best-in-class in materia HSE. Le tre garanzie di €14.054 milioni complessivi (\$15.000 milioni) sono a fronte degli impegni contrattuali assunti per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi riferito principalmente a Eni Abu Dhabi BV in relazione all'ingresso nei permessi esplorativi dei Blocchi 1, 2 e 3. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale;
- per €20.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di "Euro Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2022 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Finance International SA, ammonta a €2.435 milioni;
- per €21.267 milioni le garanzie prestate a fronte degli impegni contrattuali assunti dalle imprese controllate operanti nel settore Exploration & Production, riferite essenzialmente alla realizzazione di un livello minimo di investimenti per iniziative minerarie approvate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 ammonta a €9.699 milioni;
- per €10.007 milioni, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate, a loro volta manlevate a favore di Eni, a fronte in particolare di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Refining & Marketing (€5.078 milioni), Global Gas & LNG Portfolio (€2.607 milioni), Plenitude & Power (€1.420 milioni), Altre attività (€513 milioni), Corporate e società finanziarie (€256 milioni), Chimica (€133 milioni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale;
- per €4.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper. Al 31 dicembre 2022 l'impegno effettivo è di €34 milioni;
- per €3.748 milioni la garanzia rilasciata a fronte dell'accordo con la società Abu Dhabi National Oil Company (ADNOC), che ha portato all'acquisizione del 20% della società ADNOC Refining e alla costituzione della joint venture Adnoc Global Trading Ltd dedicata alla commercializzazione di prodotti petroliferi; la garanzia rilasciata in data 31 luglio 2019 a favore delle società Adnoc, Abu Dhabi Refining Oil Company, Adnoc Global Trading Ltd a garanzia degli obblighi previsti negli Shareholders Agreement delle società rimarrà in essere fino a quando sarà mantenuta la partecipazione azionaria;
- per €1.874 milioni le garanzie rilasciate a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance USA Inc/Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2022 l'impegno effettivo è nullo;
- per €1.820 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla erogazione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 ammonta a €1.677 milioni;
- per €1.312 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline nell'interesse di Eni Usa Gas Marketing Llc (100% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti da Eni Usa Gas Marketing Llc. Nell'ambito di tale progetto nel corso del 2018 è cessato l'impegno contrattuale nei confronti della società Gulf LNG Energy Llc (GLE), Gulf LNG Pipeline Llc (GLP)

per la fornitura di servizi di importazione e rigassificazione long-term (fino al 2031) di GNL sulla base del contratto "Terminal Use Agreement" (TUA) (stipulato in data 8 dicembre 2007 tra Eni USA da una parte e GLE e GLP dall'altra) dell'ammontare di €948 milioni al 31 dicembre 2017 (undiscounted), in forza di un lodo arbitrale che tra l'altro dichiarava il TUA risolto a far data dal 1° marzo 2016, e di fatto il riconoscimento alla controparte di un compenso equitativo netto di €324 milioni, rilevato nel conto economico 2020. Nonostante la pronuncia del Tribunale arbitrale che dichiarava risolto il TUA, GLE e GLP hanno presentato un ricorso presso la Corte Suprema di New York contro Eni SpA per l'escusione della parent company guarantee (in base alla quale Eni SpA garantiva il pagamento di determinate commissioni da parte Eni USA ai sensi del TUA), nello specifico, sostenendo che Eni SpA dovrebbe continuare a pagare tali commissioni, nonostante il TUA sia stato risolto nel 2016, per un ammontare massimo di €757 milioni. Eni SpA ritiene che le contestazioni di GLE e GLP siano prive di fondamento e si sta opponendo alle stesse in fase di giudizio;

- per €583 milioni le garanzie prestate a fronte di impegni di bonifica ambientale;
- per €290 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente a fronte del pagamento delle accise e di rimborsi IVA;
- per €205 milioni le garanzie prestate agli enti previdenziali in virtù della validazione di accordi di incentivazione all'esodo dei lavoratori prossimi al trattamento di pensione;
- per €90 milioni le garanzie prestate a fronte degli impegni contrattuali assunti da Versalis France SAS come partecipante al consorzio Exceltium, costituito da alcune delle principali realtà industriali energivore francesi per assicurare ai consorziati l'approvvigionamento di energia elettrica a costi competitivi nel lungo termine. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale.

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €3.834 milioni riguardano:

- per €3.164 milioni le garanzie rilasciate ad Azule Energy Angola SpA a fronte di contratti di leasing (chartering, operation and maintenance) di navi FPSO da utilizzare nell'ambito dei progetti di sviluppo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 ammonta a €1.892 milioni;

- per €278 milioni a garanzia degli impegni assunti dalla Vår Energi ASA (società derivante dall'operazione di fusione che ha interessato la ex Eni Norge AS), come shipper in un contratto di trasporto del gas. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale;
- per €277 milioni, le garanzie prestate a favore di terzi a fronte degli impegni contrattuali assunti, in quota con i partner, principalmente per iniziative in Angola e l'assunzione di impegni di investimento in attività rinnovabili. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale;
- per €106 milioni, le garanzie prestate a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a società non controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale;
- per €9 milioni, le garanzie prestate a favore di terzi e di società controllate a fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi essenzialmente al Gruppo Saipem e rilasciate antecedentemente alla perdita di controllo della Saipem avvenuta nel 2016. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di €1.420 milioni riguardano le manleva a favore di banche a fronte delle garanzie da queste rilasciate a favore delle Amministrazioni statali e società private per partecipazioni a gare d'appalto, acconti ricevuti su contributi a fondo perduto, buona esecuzione lavori e contratti di fornitura e le lettere di patronage rilasciate a favore di banche a fronte di finanziamenti concessi. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale.

Le garanzie prestate nell'interesse di altri includono per €190 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Llc a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato dall'Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. Nel corso del 2022 la società Angola LNG Supply Service Llc è stata conferita ad Azule Energy Holdings Ltd (Eni 50%). La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 13,6% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2022 è pari al valore nominale.

IMPEGNI E RISCHI

(€ milioni)	31.12.2022	31.12.2021
Impegni	21	126
Rischi	941	674

Gli impegni di €21 milioni riguardano essenzialmente l'impegno derivante dal contributo alla regione Sicilia per il porto di Gela (€16 milioni), dalla riqualificazione territoriale del Comune di Taranto (€4 milioni), dal protocollo di intenti stipulato nel 1998 con la Regione Basilicata connesso al programma di sviluppo petrolifero proposto da Eni nell'area della Val d'Agri che prevede diversi interventi congiunti, in gran parte già regolamentati da accordi attuativi; relativamente a quest'ultima fattispecie al 31 dicembre 2022 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in €1 milione (€0,61 milioni in quota Eni).

I rischi di €941 milioni riguardano essenzialmente i rischi di custodia di beni di terzi costituiti essenzialmente da greggio e prodotti petroliferi presso le raffinerie e i depositi della Società per i quali esiste una polizza assicurativa.

ALTRI IMPEGNI E RISCHI

Gli altri impegni e rischi includono:

- gli impegni derivanti dai contratti di approvvigionamento di gas naturale di lungo termine stipulati da Eni, che contengono clausole di take-or-pay;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship-or-pay, stipulati da Eni con le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;
- con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona tratta Treviglio-Brescia. In data 6 giugno 2018 è stato formalizzato il secondo Atto Integrativo che ha esteso l'impegno di Eni a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona anche alla tratta Brescia Est-Verona. I suddetti Atti Integrativi vedono impegnato, quale General Contractor, il Consorzio Eni per l'Alta Velocità due. A tutela della garanzia prestata e come previsto dal Regolamento del Consorzio, i consorziati hanno rilasciato in favore di Eni adeguate manleva e garanzie. In data 7 aprile 2021 la tratta Treviglio-Brescia è stata favorevolmente collaudata e rimangono da eseguire delle attività residuali incluse nell'Atto di Sottomissione sottoscritto in data 28 gennaio 2020 che, al 31 dicembre 2022 ammontano a €8,5 milioni. Relativamente alla Tratta Brescia Est-Verona nel corso del 2022 si è registrato un avanzamento della costruzione pari al 39,66% sulla base del quale è stato possibile scaricare parzialmente (20%) la garanzia di buona e tempestiva esecuzione rilasciata da Cepav Due nei confronti di RFI con conseguente scarico delle obbligazioni assunte da Eni nei confronti di RFI;
- Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di partecipate del settore Exploration & Production il cui ammontare massimo garantito non è definibile a priori in quanto a copertura di tutti gli obblighi contrattuali derivanti dalla firma dei contratti petroliferi, di acquisizione e cessione di quote societarie e di acquisizione di servizi;
- le garanzie rilasciate a favore di Eni Rewind SpA a fronte di contratti di cessione di complessi immobiliari per mantenerla indenne da eventuali oneri sopravvenuti;
- le Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di Eni Insurance DAC a favore di Everen Limited (ex Oil Insurance Limited);
- gli impegni con le Autorità locali svizzere assunti in occasione della realizzazione dell'oleodotto Genova-Ingolstadt a garanzia degli obblighi delle società controllate, in relazione alla realizzazione e all'esercizio del tratto svizzero (Oleodotto del Reno SA - 100% Eni Rewind SpA). Dal 31 dicembre 2018 il tratto rimasto e per il quale vige l'impegno di Eni è limitato alla tratta da Thusis al passo Spluga, tratto per il quale sono state avviate, in accordo con le autorità svizzere competenti, le attività di progettazione per la dismissione della condotta valutando al contempo eventuali possibilità di riutilizzo dell'asset;
- gli accordi assunti per le iniziative di forestry, poste in essere nell'ambito della strategia low carbon definita dall'impresa, e riguardano in particolare gli impegni per l'acquisto, fino al 2038, di crediti di carbonio prodotti e certificati secondo standard internazionali da soggetti specializzati nei programmi di conservazione delle foreste;
- gli impegni con il Ministerio de Hacienda de la Republica Argentina derivanti dalla concessione esplorativa entro il perimetro dell'area Blocco 124 - Ronda Cosa Afuera nei limiti della quota di partecipazione della controllata Eni nel Consorzio;
- in data 5 febbraio 2021 era stato stipulato da EniServizi SpA per conto di Eni SpA un addendum al contratto di locazione di immobile da costruire, sottoscritto tra Eni e la Società di gestione del fondo di investimento immobiliare proprietario del nuovo complesso in corso di costruzione in San Donato Milanese (la Proprietà) prevedendosi, fra l'altro, la posticipazione della data di consegna dell'immobile dal 28 luglio 2020 al 31 dicembre 2021. Al 31 dicembre 2022 il complesso immobiliare non era ancora nella disponibilità di Eni, la quale ha applicato alla Proprietà penali per ritardata consegna pari a circa €18 milioni, così come previste dal contratto di locazione e assistite da fidejussione a prima richiesta. La Proprietà asserisce che la ritarda consegna dipende da fattori non interamente riconducibili alla stessa: (i) gli effetti della crisi pandemica; (ii) presunti difetti rilevati in relazione a lavori propedeutici alla cessione dell'area; (iii) presunti vizi progettuali. Anche sulla base di tali doglianze, la Proprietà ha manifestato l'intenzione di non riconoscere le penali chieste da Eni, nonché di richiedere a EniServizi e/o Eni una parte dei claim avanzati dall'appaltatore nei confronti della Proprietà medesima. Eni ed EniServizi, ribadendo la loro estraneità rispetto ai rapporti contrattuali intercorrenti tra la Proprietà e il suo appaltatore, sostengono che i ritardi di cui

i punti (i) e (ii) sono stati oggetto di transazione nel citato accordo del 5 febbraio 2021 che li considerava nella nuova data di consegna del 31 dicembre 2021. Per quanto riguarda i presunti vizi progettuali di cui al punto (iii), la Proprietà in sede di contratto di acquisto dell'area dichiarò di aver accettato il progetto senza alcuna riserva né eccezione, assumendosi comunque ogni conseguente rischio e responsabilità, nonché accettando espressamente di non avere titolo a qualsivoglia maggiore pagamento, indennizzo o proroga di termini in dipendenza del contenuto del progetto o di errori, omissioni o altri difetti del progetto. Quanto precede costituisce oggetto di comunicazioni stragiudiziali intercorse tra le parti, non essendo stato instaurato, ad oggi, alcun contenzioso. Al momento, dunque, non si conoscono quali potrebbero essere "petitum", "causa petendi" e allegazioni probatorie di un'eventuale azione giudiziale da promuoversi a cura della controparte.

Gli impegni e le manleve per qualunque fatto, anche di natura economica e/o ambientale, che dovesse insorgere dopo i conferimenti/cessioni di rami d'azienda, derivante e/o comunque riconducibile ad attività svolte anteriormente alla data di decorrenza degli stessi. Tra gli altri:

- il ramo d'azienda "Attività E&P - Pianura Padana" da Eni a Società Padana Energia SpA; decorrenza 31 dicembre 2009.

GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI⁴⁾

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal CdA di Eni SpA nell'esercizio del suo ruolo di indirizzo e di fissazione dei limiti di rischio, con l'obiettivo di uniformare e coordinare centralmente le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). Le "Linee di indirizzo" definiscono per ciascuno dei rischi finanziari le componenti fondamentali del processo di gestione e controllo, quali l'obiettivo di risk management, la metodologia di misurazione, la struttura dei limiti, il modello delle relazioni e gli strumenti di copertura e mitigazione.

Rischio di mercato

Il rischio di mercato consiste nella possibilità che variazioni dei tassi di cambio, dei tassi di interesse o dei prezzi delle commodity possano influire negativamente sul valore delle attività, delle passività o dei flussi di cassa attesi. La gestione del rischio di mercato è disciplinata dalle sopra indicate "Linee di indirizzo" e da procedure che fanno riferimento a un modello centralizzato di gestione delle attività finanziarie, basato sulle Strutture di Finanza Operativa (Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla nor-

mativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate, Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente per le società Eni italiane e non italiane, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni mentre Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets assicurano la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA, Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets (anche per tramite della consociata Eni Trading & Shipping Inc) svolgono la negoziazione di derivati finanziari sia su tutte le trading venue esterne, quali mercati regolamentati europei e non europei, Multilateral Trading Facility (MTF), Organised Trading Facility (OTF) e piattaforme di intermediazione in genere (ad es. SEF), sia su base bilaterale Over the Counter, con le controparti esterne. Le altre entità legali di Eni che hanno necessità di derivati finanziari, attivano tali operazioni per il tramite di Eni Trade & Biofuels, Eni Global Energy Markets ed Eni SpA sulla base delle asset class di competenza. I contratti derivati sono stipulati con l'obiettivo di minimizzare l'esposizione ai rischi di tasso di cambio transattivo e di tasso di interesse e di gestire il rischio di prezzo delle commodity e il connesso rischio di cambio economico in un'ottica di ottimizzazione. Eni monitora che ogni attività in derivati classificata come risk reducing sia direttamente o indirettamente collegata agli asset industriali coperti ed effettivamente ottimizzi il profilo di rischio a cui Eni è esposta o potrebbe essere esposta. Nel caso in cui dal monitoraggio risulti che alcuni derivati non sono risk reducing, questi vengono riclassificati nel trading proprietario la cui attività è svolta da Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets ed è segregata rispetto alle altre operatività soggetta a specifiche azioni di controllo e monitoraggio.

Lo schema di riferimento definito attraverso le "Linee di indirizzo" prevede che la misurazione e il controllo dei rischi di mercato si basino sulla determinazione di un set di limiti massimi di rischio accettabile espressi in termini di: (i) stop loss, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale; (ii) soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit & Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e (iii) Value at Risk (VaR), che misura la massima perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dati un determinato livello di confidenza e un holding period, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato e tenuto conto della correlazione esistente tra le posizioni detenute in portafoglio. Con riferimento ai rischi di tasso di interesse e di tasso di cambio, i limiti (espressi in termini di VaR) sono definiti in capo alle Strutture di Finanza Operativa.

(4) Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia a quanto indicato nel "Fattori di rischio e incertezza" della relazione sulla gestione del bilancio consolidato.

che, dato il modello organizzativo accentrativo, centralizzano le posizioni a rischio di Eni a livello consolidato, massimizzando ove possibile i benefici del netting. Le metodologie di calcolo e le tecniche di misurazione utilizzate sono conformi alle raccomandazioni del Comitato di Basilea per la Vigilanza Bancaria e i limiti di rischio sono definiti in base a un approccio prudentiale nella gestione degli stessi nell'ambito di un gruppo industriale. Alle società operative è indicato di adottare politiche finalizzate alla minimizzazione del rischio, favorendone il trasferimento alle Strutture di Finanza Operativa. Per quanto riguarda il rischio di prezzo delle commodity, le "Linee di indirizzo" definiscono le regole per una gestione di questo rischio finalizzata all'ottimizzazione dell'attività "core" e al perseguimento degli obiettivi di stabilità relativi ai margini commerciali/industriali. In questo caso sono definiti limiti massimi di rischio espressi in termini di VaR, di soglie di revisione strategia, e di stop loss con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario. La delega a gestire il rischio di prezzo delle commodity prevede un meccanismo di allocazione e sub-allocazione dei limiti di rischio alle singole unità di business esposte. Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentrano le richieste di copertura in strumenti derivati delle esposizioni commerciali Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento.

Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

Rischio di mercato - tasso di cambio

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina impatti sul risultato economico per effetto della differente significatività di costi e ricavi denominati in valuta rispetto al momento in cui sono state definite le condizioni di prezzo (rischio economico) e per effetto della conversione di crediti/debiti commerciali o finanziari denominati in valuta (rischio transattivo).

L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di cambio transattivo e l'ottimizzazione del rischio di cambio economico connesso al rischio prezzo commodity. Eni centralizza la gestione del rischio di tasso di cambio, compensando le esposizioni di segno opposto derivanti dalle diverse attività di business coinvolte e coprendo con il mercato l'esposizione residua, massimizzando i benefici derivanti dal netting. Al fine di gestire l'esposizione residua, le "Linee di indirizzo" ammettono l'utilizzo di differenti tipologie di strumenti derivati (in particolare swap e forward, nonché opzioni su valute). Per quanto attiene la valorizzazione a fair value degli strumenti derivati su tassi di cambio, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante dall'accentramento sulle Strutture di Finanza Operativa di posizioni a rischio tasso di cambio di Eni viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di mercato - tasso d'interesse

Le oscillazioni dei tassi di interesse influiscono sul valore di mercato delle attività e passività finanziarie dell'impresa e sul livello degli oneri finanziari netti. L'obiettivo di risk management Eni è la minimizzazione del rischio di tasso di interesse nel perseguimento degli obiettivi di struttura finanziaria definiti e approvati nel "Piano Finanziario". Le Strutture di Finanza Operativa, in funzione del modello di finanza accentrativa, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rivenienti, ivi incluse le operazioni di carattere strutturale, in coerenza con gli obiettivi del "Piano Finanziario" e garantendo il mantenimento del profilo di rischio entro i limiti definiti. Eni utilizza contratti derivati su tasso di interesse, in particolare Interest Rate Swap, per gestire il bilanciamento tra indebitamento a tasso fisso e indebitamento a tasso variabile. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su tassi di interesse, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici. Il VaR derivante da posizioni a rischio tasso di interesse viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio parametrico (varianza/covarianza), adottando un livello di confidenza pari al 99% e un holding period di 20 giorni.

Rischio di mercato - commodity

Il rischio di prezzo delle commodity è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo delle materie prime e dei prodotti di base producano significative variazioni dei margini operativi di Eni, determinando un impatto sul risultato economico, tale da compromettere gli obiettivi definiti nel piano quadriennale e nel budget. Il rischio di prezzo delle commodity è riconducibile alle seguenti categorie di espo-

87478/784

sizione: (a) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal CdA in quanto frutto di scelte strategiche di investimento o al di fuori dell'orizzonte di pianificazione del rischio. Includono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), il margine derivante dal processo di trasformazione della chimica, il margine di raffinazione e gli stocaggi di lungo periodo funzionali alle connesse attività logistico-industriali; (b) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni è costituita dalle componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali (esposizioni contracted) di norma afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget, le componenti non ancora contrattualizzate ma che lo saranno con ragionevole certezza (esposizione committed) e le relative eventuali operazioni di gestione del rischio. Le esposizioni commerciali sono connotate dalla presenza di attività di gestione sistematica del rischio svolte sulla base di logiche rischio/rendimento tramite l'implementazione di una o più strategie e sono soggette a limiti di rischio specifici (VaR, soglie di revisione strategia e stop loss). All'interno delle esposizioni commerciali sono ricomprese, in particolare, le esposizioni oggetto di asset backed hedging, derivanti dalla flessibilità/opzionalità degli asset; (c) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate alla delivery con l'intenzione di sfruttare movimenti favorevoli di prezzi, spread e/o volatilità ed effettuate a prescindere dalle esposizioni del portafoglio commerciale, dagli asset fisici e contrattuali nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati (VaR, Stop Loss).

Il rischio strategico non è oggetto di sistematica attività di gestione/copertura che è eventualmente effettuata solo in particolari condizioni aziendali o di mercato. Lo svolgimento di attività di hedging del rischio strategico, dato il carattere di straordinarietà, è demandato al top management previa autorizzazione da parte del CdA. Sempre previa autorizzazione da parte del CdA, le esposizioni collegate al rischio strategico possono essere impiegate in combinazione ad altre esposizioni di natura commerciale al fine di sfruttare opportunità di naturale compensazione tra i rischi (Natural Hedge) e ridurre conseguentemente il ricorso agli strumenti derivati (attivando pertanto logiche di mercato interno). Per quanto riguarda le esposizioni di natura commerciale, l'obiettivo di risk management Eni è l'ottimizzazione delle attività "core" e preservare i risultati economici/finanziari. Per la gestione del rischio prezzo delle commodity derivante dall'esposizione commerciale, Eni, per mezzo dell'unità di Trading (Eni Trade & Biofuels e Eni Global Energy Markets) per la gestione del rischio commodity e delle competenti funzioni di finanza operativa per la gestione del collegato rischio cambio, utilizza strumenti derivati negoziati nei mercati regolati, MTF, OTF e strumenti derivati negoziati sui circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commo-

dity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione al fair value degli strumenti derivati su commodity, essa viene calcolata sulla base di algoritmi di valutazione standard di mercato e su quotazioni/contribuzioni di mercato fornite da primari info-provider pubblici o da operatori specifici del settore. Il VaR derivante dalle posizioni delle business unit esposte a rischio commodity viene calcolato con frequenza giornaliera secondo l'approccio della simulazione storica ponderata, adottando un livello di confidenza pari al 95% e un holding period di un giorno.

Rischio di mercato - liquidità strategica

Il rischio di mercato riveniente dall'attività di gestione della porzione di riserva di liquidità denominata "liquidità strategica" è identificato come la possibilità che fluttuazioni del prezzo degli strumenti investiti (obbligazioni, strumenti di money market e fondi comuni di investimento) influiscano sul valore degli stessi in fase di alienazione o quando sono valutati in bilancio al fair value. La costituzione e il mantenimento della riserva di liquidità si propongono principalmente di garantire la flessibilità finanziaria necessaria per far fronte a eventuali fabbisogni straordinari (es. difficoltà di accesso al credito, shock esogeni, quadro macroeconomico e operazioni straordinarie) ed è dimensionata in modo da assicurare la copertura del debito a breve termine e del debito a medio-lungo termine in scadenza in un orizzonte temporale di 24 mesi. Al fine di regolare l'attività di investimento della liquidità strategica, Eni ha definito una politica di investimento con specifici obiettivi e vincoli, articolati in termini di tipologia di strumenti finanziari che possono essere oggetto di investimento, nonché limiti operativi, quantitativi e di durata; ha individuato altresì un insieme di principi di governance cui attenersi e introdotto un appropriato sistema di controllo. Più in particolare, l'attività di gestione della liquidità strategica è sottoposta a una struttura di limiti in termini di VaR (calcolato con metodologia parametrica con holding period 1 giorno e intervallo di confidenza pari al 99 percentile), stop loss e altri limiti operativi in termini di concentrazione, per emittente, comparto di attività e Paese di emissione, duration, classe di rating e tipologia degli strumenti di investimento da inserire nel portafoglio, volti a minimizzare sia il rischio di mercato che quello di liquidità. In nessun caso è permesso il ricorso alla leva finanziaria né la vendita allo scoperto. L'operatività della gestione obbligazionaria ha avuto inizio nel secondo semestre 2013, per il Portafoglio espresso in euro, e nel 2017 per il Portafoglio espresso in USD.

Al 31 dicembre 2022 il rating del portafoglio complessivo di Liquidità Strategica è pari a A/A-in lieve miglioramento rispetto a quello di fine 2021.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2022 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2021) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio nonché al rischio di prezzo delle commodity (aggregato per tipologia di esposizione); relativamente alla liquidità strategica, è riportata la sensitivity a variazioni dei tassi di interesse:

V. Calbo Jr

1

2

87479/785

(Value at risk - approccio parametrico varianze/covarianze, holding period: 20 giorni; intervallo di confidenza: 99%)

(€ milioni)	2022				2021			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	5,78	1,70	2,97	1,77	4,90	0,89	1,85	2,70
Tasso di cambio ^(a)	0,78	0,00	0,14	0,24	0,14	0,04	0,09	0,04

(a) I valori relativi al VaR di tasso di interesse e di cambio si riferiscono alla sola Finanza operativa Eni Corporate.

(Value at Risk - approccio simulazione storica; holding period: 1 giorno; intervallo di confidenza: 95%)

(€ milioni)	2022				2021			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(b)	773,44	25,36	242,41	25,36	33,06	0,70	17,93	0,70

(b) Il perimetro consiste nelle unità di business Global Gas & LNG Portfolio, Power Generation & Marketing e Green/Traditional Refining&Marketing. Il VaR è calcolato sulla cosiddetta vista Statutory, con orizzonte temporale coincidente con l'anno di Bilancio, includendo tutti i volumi con consegna nell'anno e tutti gli strumenti finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GGP, Power G&M e GTR&M nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consumirsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(Sensitivity - Dollar Value of 1 basis point - DVBP)

(€ milioni)	2022				2021			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio euro ^(a)	0,30	0,16	0,23	0,16	0,40	0,29	0,33	0,30

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nel luglio 2013.

(\$ milioni)	2022				2021			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio USD ^(b)	0,13	0,04	0,08	0,04	0,14	0,05	0,11	0,13

(b) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica è iniziata nell'agosto 2017.

Rischio di credito

Il rischio di credito rappresenta l'esposizione dell'impresa a potenziali perdite derivanti dal mancato adempimento delle obbligazioni assunte dalla controparte. Eni ha definito policy di gestione del rischio di credito coerenti con la natura e con le caratteristiche delle controparti delle transazioni commerciali e finanziarie nell'ambito del modello di finanza accentratata prescelto.

Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio credito basato sulla valutazione dell'Expected Loss. L'Expected Loss costituisce il valore della perdita attesa a fronte di un credito vantato nei confronti di una controparte, per la quale si stima una probabilità di default e una capacità di recupero sul credito passato in default attraverso la cosiddetta Loss Given Default.

All'interno del modello di gestione e controllo del rischio credito, le esposizioni creditizie sono distinte in base alla loro natura in esposizioni di natura commerciale, sostanzialmente relative ai contratti di vendita delle commodity oggetto dei business di Eni ed esposizioni di natura finanziaria relative agli strumenti finanziari utilizzati da Eni, quali depositi, derivati e investimenti in titoli mobiliari.

Rischio credito per esposizioni di natura commerciale

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura commerciale, la gestione del credito è affidata alle unità di

business e alle funzioni specialistiche corporate di finanza e amministrazione dedicate ed è operata sulla base di procedure formalizzate per la valutazione e l'affidamento delle controparti commerciali, per il monitoraggio delle esposizioni creditizie, per le attività di recupero crediti e dell'eventuale gestione del contenzioso. A livello corporate vengono definiti gli indirizzi generali e le metodologie per la quantificazione e il controllo della rischiosità del cliente, in particolare la rischiosità delle controparti commerciali è valutata attraverso un modello di rating interno che combina i diversi fattori predittivi del default derivanti dalle variabili di contesto economico, dagli indicatori finanziari, dalle esperienze di pagamento e dalle informazioni dei principali info provider specialistici. Per le controparti rappresentate da Entità Statali o ad esse strettamente correlate (es. National Oil Company) la Probability of Default, rappresentata essenzialmente dalla probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione dei WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le controparti non oggetto di un processo di affidamento individuale l'Expected Loss è determinata, per cluster omogenei, sulla base di un modello generico che sintetizza in un unico parametro (cd. Ratio di Expected Loss) i valori della Probability of Default e della capacità di recupero (complemento della Loss Given Default) avuto riguardo ai dati storici di recupero dei crediti dalla Società, sistematicamente aggiornati, integra-

ti, ove appropriato, di considerazioni prospettive in merito all'evoluzione del rischio di insolvenza.

Rischio credito per esposizioni di natura finanziaria

Relativamente al rischio di credito in transazioni di natura finanziaria derivante essenzialmente dall'impiego della liquidità corrente e strategica, dalle posizioni in contratti derivati e da transazioni con sottostante fisico con controparti finanziarie valutate al fair value, le policy interne prevedono il controllo dell'esposizione e della concentrazione attraverso limiti di rischio credito espressi in termini di massimo affidamento e corrispondenti a diverse classi di controparti finanziarie, definite a livello di Consiglio di Amministrazione e basate sul rating fornito dalle principali agenzie. Il rischio è gestito dalle funzioni di finanza operativa, da Eni Global Energy Markets (EGEM) e da Eni Trade & Biofuels (ETB) ed ETS Inc. per l'attività in derivati su commodity nonché dalle società e aree di business limitatamente alle operazioni su fisico con controparti finanziarie, in coerenza con il modello di finanza accentrata. Nell'ambito dei massimali definiti per classe di rating, sono individuati per ciascuna struttura operativa gli elenchi nominativi delle controparti abilitate, assegnando a ciascuna un limite massimo di affidamento per la singola entità legale e complessivamente per il gruppo di appartenenza, che viene monitorato e controllato attraverso la valutazione giornaliera dell'utilizzo degli affidamenti e l'analisi periodica di Expected Loss e concentrazione.

Rischio di liquidità

Il rischio liquidità è il rischio che l'impresa non sia in grado di rispettare gli impegni di pagamento a causa della difficoltà di reperire fondi (funding liquidity risk) o di liquidare attività sul mercato (asset liquidity risk). La conseguenza del verificarsi di detto evento è un impatto negativo sul risultato economico nel caso in cui l'impresa sia costretta a sostenere costi addizionali per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvenza che pone a rischio la continuità aziendale.

Tra gli obiettivi di risk management di Eni vi è il mantenimento di un ammontare adeguato di risorse finanziarie prontamente disponibili per far fronte a shock esogeni (drastici mutamenti di scenario, restrizioni nell'accesso al mercato dei capitali) ovvero per assicurare un adeguato livello di elasticità operativa

ai programmi di sviluppo dell'azienda. A tal fine, Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine ed alta liquidabilità, privilegiando un profilo di rischio molto contenuto. Allo stato attuale, la Società ritiene di disporre di fonti di finanziamento più che adeguate a soddisfare le prevedibili necessità finanziarie, attraverso la disponibilità di attivi finanziari e di linee di credito nonché l'accesso, tramite il sistema creditizio e i mercati dei capitali, ad un'ampia gamma di tipologie di finanziamento.

A fronte dell'accresciuta volatilità dei mercati delle commodity e del connesso maggior impegno finanziario legato alla marginazione dei derivati in commodity, Eni ha rafforzato ulteriormente la propria flessibilità finanziaria tramite l'attivazione di nuove linee di finanziamento. Eni ha in essere un programma di Euro Medium Term Notes, grazie al quale il Gruppo può reperire sul mercato dei capitali fino a €20 miliardi; al 31 dicembre 2022 il programma risulta utilizzato per circa €15,8 miliardi (di cui Eni SpA per €13,4 miliardi). Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Negative per il debito a lungo e P-2 per il debito a breve; Fitch assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito a lungo termine e F1 per il debito a breve. Il rating Eni è legato, oltre a variabili prettamente endogene e di mercato, al rating sovrano dell'Italia. A tale proposito, sulla base delle metodologie utilizzate dalle agenzie di rating, un downgrade del rating sovrano italiano può ripercuotersi sul rating delle società emittenti italiane, tra cui Eni. Nel corso del 2022 Moody's ha rivisto l'outlook di Eni da Stabile a Negativo in virtù del peggioramento dell'outlook italiano.

Nel corso del 2022 Eni ha rinegoziato ed ampliato il proprio portafoglio di linee di credito committed tramite la stipulazione di una linea di credito sustainability-linked sindacata con un pool di banche per un ammontare di €6 miliardi. Al 31 dicembre 2022 il valore complessivo delle linee di credito committed disponibili è pari a €8,1 miliardi.

Pagamenti futuri a fronte di passività finanziarie, debiti commerciali e altri debiti

Nella tavola che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari compresi i pagamenti per interessi.

87478/787

(€ milioni)	Anni di scadenza						
	2023	2024	2025	2026	2027	Oltre	Totale
31.12.2022							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	2.697	2.265	2.082	2.301	808	8.658	18.011
Passività finanziarie a breve termine	14.122						14.122
Passività per beni in leasing	367	275	259	207	140	1.006	2.254
Passività per strumenti finanziari derivati	12.489	1.516	216	83	11	96	14.411
	29.675	4.056	2.557	2.591	959	9.760	49.598
Interessi su debiti finanziari	420	333	300	242	213	606	2.114
Interessi su passività per beni in leasing	92	82	71	62	55	274	636
	512	415	371	304	268	880	2.750

(€ milioni)	Anni di scadenza						
	2022	2023	2024	2025	2026	Oltre	Totale
31.12.2021							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	1.369	4.211	2.184	2.072	2.991	9.235	22.062
Passività finanziarie a breve termine	5.866						5.866
Passività per beni in leasing	375	318	255	244	198	924	2.314
Passività per strumenti finanziari derivati	15.220	1.633	162	3	22	46	17.086
	22.030	6.162	2.601	2.319	3.211	10.205	47.328
Interessi su debiti finanziari	395	386	313	291	235	788	2.408
Interessi su passività per beni in leasing	67	57	48	41	33	118	364
	462	443	361	332	268	906	2.772

Nella tavola che segue è rappresentato il timing degli esborsi a fronte dei debiti commerciali e altri debiti:

(€ milioni)	Anni di scadenza			
	2023	2024-2027	Oltre	Totale
31.12.2022				
Debiti commerciali	11.682			11.682
Altri debiti e anticipi	698	36	65	760
	12.380	36	65	12.401

(€ milioni)	Anni di scadenza			
	2022	2023-2026	Oltre	Totale
31.12.2021				
Debiti commerciali	8.770			8.770
Altri debiti e anticipi	751	31	39	821
	9.521	31	39	9.591

87479/188

Pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali⁵
 In aggiunta ai debiti finanziari e commerciali rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere un insieme di obbligazioni contrattuali il cui adempimento comporterà l'effettuazione di pagamenti negli esercizi futuri. Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay della Global Gas & LNG Portfolio in base ai quali Eni ha l'obbligo di ritirare volumi minimi di gas o di pagare un ammontare equivalente di denaro con la possibilità di ritirare i volumi sottostanti negli esercizi

successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella tabella che segue sono rappresentati i pagamenti non attualizzati dovuti da Eni negli esercizi futuri a fronte delle principali obbligazioni contrattuali in essere.

(€ milioni)	Anni di scadenza							Totale
	2023	2024	2025	2026	2027	Oltre		
Costi di abbandono e ripristino siti ^(a)	142	192	142	113	260	3.333	4.182	
Costi relativi a fondi ambientali	208	158	125	81	54	317	943	
Impegni di acquisto ^(b)	41.086	38.986	25.608	18.707	13.752	65.477	203.616	
- Gas								
Take-or-pay	40.006	38.342	25.098	18.363	13.544	65.118	200.471	
Ship-or-pay	1.080	644	510	344	208	359	3.145	
Altri impegni, di cui:	1					20	21	
Memorandum di intenti Val d'Agri	1						1	
Altri						20	20	
Totale	41.437	39.336	25.875	18.901	14.066	69.147	208.762	

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti accoglie principalmente i costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti.

(b) Riguardano impegni di acquisto di beni e servizi che l'impresa è obbligata ad adempiere in quanto vincolanti in base a contratto.

Impegni per investimenti

Nel prossimo quadriennio Eni SpA (comprensiva della joint operation) prevede di effettuare un programma di investimenti tecnici di circa €3,7 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti relativi ai pro-

getti committed di maggiori dimensioni. Un progetto è considerato committed quando ha ottenuto le necessarie approvazioni da parte del management e per il quale normalmente sono stati già collocati o sono in fase di finalizzazione i contratti di procurement.

(€ milioni)	Anni di scadenza							Totale
	2023	2024	2025	2026	Oltre			
Impegni per progetti committed	739	483	385	436	273			2.316

(5) I pagamenti relativi ai benefici per i dipendenti sono indicati alla nota n. 22 – Fondi per benefici ai dipendenti.

87478 | 189

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

Il valore di iscrizione degli strumenti finanziari e i relativi effetti economici e patrimoniali si analizzano come segue:

(€ milioni)	2022			2021		
	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo	Valore di iscrizione	Proventi (oneri) rilevati a Conto economico	Altre componenti dell'utile complessivo
Strumenti finanziari valutati al fair value con effetti a conto economico:						
- Strumenti finanziari derivati non di copertura ^(a)	615	(5.906)		(1.866)	(2.581)	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH ^(b)	323	(185)	2.229	(711)	102	(791)
- Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico ^(c)	7.815	(44)		5.855	11	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli	20			20		
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Partecipazioni minoritarie	14		3	11		1
- Altre imprese disponibili per la vendita	80			...		
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(d)	11.661	(13)		12.992	(27)	
- Crediti finanziari ^(e)	5.886	565		7.451	844	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(d)	(12.380)	(183)		(9.521)	(177)	
- Debiti finanziari ^(e)	(33.059)	(751)		(28.040)	(700)	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per € 6.140 milioni di oneri (oneri per € 2.380 milioni nel 2021) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per € 234 milioni di proventi (oneri per € 201 milioni nel 2021).

(b) Gli effetti a conto economico della quota incisiva sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi". Rileva inoltre che i reversal a conto economico sono rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti, prestazioni e costi diversi", oneri per € 1.250 milioni (oneri per € 529 milioni nel 2021).

(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari".

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi" per € 76 milioni di oneri (oneri per € 76 milioni nel 2021) (svalutazioni al netto degli utili/lossi) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per € 63 milioni di proventi (proventi per € 49 milioni nel 2021).

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio.

Informazioni sulle valutazioni al fair value

Di seguito è indicata la classificazione delle attività e passività valutate al fair value nello schema di stato patrimoniale secondo la gerarchia del fair value definita in funzione della significatività degli input utilizzati nel processo di valutazione. In particolare, a seconda delle caratteristiche degli input utilizzati per la valutazione, la gerarchia del fair value prevede i seguenti livelli:

a) livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività finanziarie;

- b) livello 2: valutazioni effettuate sulla base di input, differenti dai prezzi quotati di cui al punto precedente, che, per le attività/passività oggetto di valutazione, sono osservabili direttamente (prezzi) o indirettamente (in quanto derivati dai prezzi);
- c) livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

In relazione a quanto sopra le attività e passività valutate al fair value al 31 dicembre 2022 di Eni SpA sono classificate:

87479/790

(€ milioni)	2022			2021		
	Livello 1	Livello 2	Livello 3	Livello 1	Livello 2	Livello 3
Attività correnti:						
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	4.313	3.502		5.303	552	
Strumenti finanziari derivati non di copertura	9	11.670		5	12.205	2
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		1.089			391	
Attività non correnti:						
Partecipazioni minoritarie			14			11
Strumenti finanziari derivati non di copertura		2.577			1.906	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		4				
Attività destinate alla vendita:						
- Partecipazioni disponibili per la vendita			80			
Passività correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura	6	11.816		3	14.198	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		667			1.019	
Passività non correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura		1.819			1.783	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		103			83	

Nel corso dell'esercizio 2022 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Contenziosi

Eni è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegate al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente a disposizione, e tenuto conto dei fondi rischi esistenti, Eni SpA ritiene che tali procedimenti e azioni non determineranno effetti negativi rilevanti sul bilancio di esercizio. Per una sintesi dei procedimenti più significativi riguardanti Eni SpA si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - contenziosi" delle note al bilancio consolidato. Per tali contenziosi, come indicato nelle note al bilancio consolidato, salvo diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento perché Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero per-

ché l'ammontare dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

Regolamentazione in materia ambientale

Si rinvia al paragrafo "Garanzie, impegni e rischi - regolamentazione in materia ambientale" delle note al bilancio consolidato. Con riferimento allo schema europeo di emissions trading (ETS), nell'esercizio 2022, a fronte di 4,34 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 2,36 milioni di permessi di emissione. Il deficit risultante (1,98 milioni di tonnellate di permessi di emissione) è stato interamente compensato mediante acquisto di permessi di emissione sul mercato.

87479 (791)

27 Ricavi

Ricavi della gestione caratteristica

(€ milioni)	2022	2021
Ricavi delle vendite e delle prestazioni		
Gas naturale	34.364	15.339
Prodotti petroliferi	22.159	13.674
Energia elettrica e utility	9.499	3.883
GNL	5.509	3.196
Greggi	1.399	731
Gestione sviluppo sistemi informatici	115	109
Vettoriamento gas su tratte estere	53	46
Altre vendite e prestazioni	1.575	1.280
	74.673	38.258
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	6	(9)
	74.679	38.249

(€ milioni)	2022	2021
Ricavi rilevati a fronte di anticipi e altre passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio ^(a)	99	81
Ricavi rilevati a fronte di performance obligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti	(4)	30
	95	111

(a) Per ulteriori informazioni si rinvia alla nota n. 10 - Altre attività e passività.

I ricavi delle vendite e delle prestazioni sono indicati al netto delle seguenti voci:

(€ milioni)	2022	2021
Accise su prodotti petroliferi	(6.051)	(8.501)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	(2.190)	(1.820)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(940)	(449)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(188)	(272)
Ricavi operativi relativi a permute greggi	(70)	(194)
	(9.439)	(11.236)

I ricavi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

Altri ricavi e proventi

(€ milioni)	2022	2021
Proventi per attività in joint venture	33	47
Penalità contrattuali e altri proventi commerciali	66	31
Locazioni, affitti e noleggi	42	44
Plusvalenze da cessioni e da conferimenti	8	11
Altri proventi	393	341
	562	478

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

28 Costi

87479/792

Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi

(€ milioni)	2022	2021
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	59.911	28.526
Costi per servizi	5.156	4.873
Costi per godimento di beni di terzi	640	312
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	1.369	357
Variazioni rimanenze	(1.895)	(1.613)
Altri oneri	954	672
	66.135	33.127

Scalino

I costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci riguardano:

(€ milioni)	2022	2021
Gas naturale	37.336	15.648
Materie prime, sussidiarie	14.383	7.802
Prodotti	7.117	4.375
Semilavorati	621	497
Materiali e materie di consumo	626	416
a dedurre:		
- acquisti per investimenti	(161)	(174)
- ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(11)	(38)
	59.911	28.526

Scalino

I costi per servizi riguardano:

(€ milioni)	2022	2021
Trasporto e distribuzione di gas naturale	1.190	1.123
Tolling fee per la produzione di energia elettrica	1.095	1.129
Progettazione e direzione lavori	439	449
Manutenzioni	377	369
Trasporti e movimentazioni	336	284
Consulenze e prestazioni professionali	298	343
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	279	320
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	261	198
Costi di vendita diversi	183	203
Compensi di lavorazione	165	170
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	106	116
Viaggi, missioni e altri	105	90
Postali, telefoniche e ponti radio	95	82
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	84	62
Servizi di modulazione e stoccaggio	30	57
Altri	803	728
	5.846	5.723
a dedurre:		
- servizi per investimenti	(522)	(629)
- ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(168)	(221)
	5.156	4.873

Scalino

874.72 / 793

I costi di ricerca e sviluppo che non soddisfano le condizioni stabilite per la loro rilevazione nell'attivo patrimoniale, sono rilevati a conto economico e ammontano a €106 milioni.

I costi per godimento beni di terzi di €640 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €445 milioni (€184 milioni al 31 dicembre 2021).

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri ammontano a €1.369 milioni. Le informazioni relative ai fondi rischi e oneri sono indicate alla nota n.21 – Fondi per rischi e oneri, cui si rinvia.

Gli altri oneri di €954 milioni includono essenzialmente: (i) le imposte indirette e tasse (€175 milioni); (ii) gli oneri addebitati dal GSE - Gestore Servizi Energetici relativi a differenziali zonali, gli oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e gli altri oneri di gestione delle attività connesse con la commercializzazione dell'energia elettrica (€71 milioni); (iii) oneri per penalità contrattuali (€54 milioni); (iv) Certificati forestry (€27 milioni).

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

Costo lavoro

Il costo lavoro si analizza come segue:

(€ milioni)	2022	2021
Salari e stipendi	883	890
Oneri sociali	248	252
Oneri per benefici ai dipendenti	132	172
Costi personale in comando	24	26
Altri costi	79	75
	1.366	1.415
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(97)	(93)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(33)	(31)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(5)	(5)
	1.231	1.286

Gli oneri per benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 22 – Fondi per benefici ai dipendenti.

Numero medio dei dipendenti

Il numero medio dei dipendenti ripartito per categoria è il seguente:

	2022	2021
Dirigenti	565	606
Quadri	4.265	4.538
Impiegati	5.431	5.880
Operai	1.005	972
	11.266	11.996

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come media mensile dei dipendenti per categoria.

Piani di Incentivazione dei Dirigenti con azioni Eni

L'Assemblea nelle sedute del 13 aprile 2017 e del 13 maggio 2020 ha approvato i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2017-2019 e 2020-2022, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2017-2019 e di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022. I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente, negli anni 2017, 2018 e 2019 e negli anni 2020, 2021 e 2022) e sono destinati all'Amministratore Delegato di Eni e ai dirigenti di Eni e delle sue società controllate rientranti nell'ambito delle "risorse manageriali critiche per il business", individuate tra coloro che occupano le posizioni più direttamente responsabili dei risultati aziendali o che sono di interesse strategico, compresi i dirigenti con responsabilità strategiche. I Piani prevedono l'assegnazione di azioni Eni a titolo gratuito ai beneficiari al termine di un periodo di vesting triennale a condizione che gli stessi siano rimasti in servizio. Coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione, ai sensi delle disposizioni dei principi contabili internazionali, il costo dei piani è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni da assegnare al termine del vesting period; il costo è rilevato pro-rata temporis lungo il vesting period. Con riferimento al Piano 2017-2019, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 50%, dall'andamento del Total Shareholder Return (TSR) del titolo Eni, rapportato al TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, confrontato con quello registrato da un gruppo di competitori di Eni ("Peer Group") rapportato anch'esso con il TSR delle rispettive borse valori di riferimento; e (ii) per il 50%, dalla variazione percentuale annuale del Net Present Value (NPV) delle riserve certe confrontata con l'analogia variazione di ciascuna società del Peer Group. Con riferimento al Piano 2020-2022, il numero di azioni che sarà assegnato a scadenza dipende dai seguenti obiettivi definiti in un periodo di performance triennale, e precisamente: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato misurato rispetto al Peer Group di riferimento in termini di differenza tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione tra il titolo e la borsa di riferimento; (ii) per il 20% da un obiettivo industriale misurato rispetto al Peer Group in termini di valore unitario annuale (\$/boe) del Net Present Value delle riserve certe (NPV); (iii) per il 20% da un obiettivo economico/finanziario misurato dal Free Cash Flow organico (FCF) cumulato nel triennio di riferimento, rispetto al valore previsto nel Piano

Strategico; (iv) per il (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi misurati rispetto ai valori di Piano Strategico e costituiti: (a) per il 15% dalla Intensità delle Emissioni GHG upstream Scope 1 e Scope 2 equity (tCO₂eq./kboe); (b) per il 10% dalla capacità installata di generazione elettrica da fonti rinnovabili; (c) per il 10% dallo stato avanzamento di tre progetti rilevanti di economia circolare. In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno assegnate a titolo gratuito dopo tre anni dall'attribuzione potrà essere compreso tra lo 0% e il 180% del numero delle azioni attribuite inizialmente; il 50% di tali azioni sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per un anno dalla data di assegnazione. Alla grant date sono state attribuite complessivamente da parte di Eni: (i) nel 2022, n. 2.069.685 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 9,20 euro per azione; (ii) nel 2021, n. 2.365.581 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 8,15 euro per azione; (iii) nel 2020, n. 2.922.749 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 4,67 euro per azione.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (con riferimento al Piano 2017-2019, metodo stocastico per la componente del piano afferente al TSR e modello Black-Scholes per la componente afferente al NPV delle riserve; con riferimento al Piano 2020-2022 metodo stocastico) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€12,918 e €14,324 a seconda della grant date per l'attribuzione 2022; €11,642 e €12,164 a seconda della grant date per l'attribuzione 2021; €5,885 e €8,303 a seconda della grant date per l'attribuzione 2020), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (6,1% e 6,8% per l'attribuzione 2022, 7,1% e 7,4% per l'attribuzione 2021 e 7,1% e 10,0% per l'attribuzione 2020 del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (30% e 31% per l'attribuzione 2022; 44% e 45% per l'attribuzione 2021; 41% e 44% per l'attribuzione 2020), le previsioni relative all'andamento dei parametri di performance, nonché il minor valore attribuibile alle azioni caratterizzate dal vincolo di cedibilità al termine del vesting period (cd. lock-up period).

I costi relativi ai Piani di Incentivazione di Lungo Termine, rilevati come componente del costo lavoro in quanto afferenti a dipendenti della Società, ammontano a €14,9 milioni (€13,4 milioni nel 2021) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

Compensi spettanti al Key Management Personnel

I compensi spettanti a soggetti che hanno il potere e la responsabilità della pianificazione, direzione e controllo della Società e quindi gli amministratori esecutivi e non, i Dirigenti con responsabilità strategiche (cd. key management per-

sonnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano per il 2022 e il 2021 (inclusi i contributi e gli oneri accessori) rispettivamente a €59 milioni e a €42 milioni, e si analizzano come segue:

87479795

(€ milioni)	2022	2021
Salari e stipendi	39	26
Benefici successivi al rapporto di lavoro	3	2
Altri benefici a lungo termine	14	14
Indennità per cessazione rapporto di lavoro	9	12
	59	42

Compensi spettanti agli Amministratori e Sindaci

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €11,12 milioni e i compensi spettanti ai sindaci ammontano a €401 mila (art. 2427, n.16 del Codice civile). Questi compensi riguardano gli emolumenti e ogni altra somma avente natura

retributiva, previdenziale e assistenziale dovuta per lo svolgimento della funzione che abbiano costituito un costo per la Società, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

29 Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2022	2021
Proventi (oneri) finanziari:		
Proventi finanziari	3.324	2.049
Oneri finanziari	(3.730)	(2.066)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(44)	11
Strumenti finanziari derivati	(450)	(6)
	234	(201)
	(716)	(207)

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2022	2021
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(400)	(406)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(105)	(91)
Interessi passivi su passività per beni in leasing	(73)	(76)
Interessi attivi su depositi e c/c	42	6
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al trading	(42)	11
Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(2)	
Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	90	67
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(8)	(8)
	(196)	(497)
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive realizzate	2.650	1.544
Differenze attive da valutazione	416	302
Differenze passive realizzate	(2.514)	(1.258)
Differenze passive da valutazione	(549)	(250)
	3	338
Altri proventi (oneri) finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(44)	(19)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari strumentali all'attività operativa	67	102
Commissioni per servizi finanziari	46	24
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(8)	(3)
Interessi su crediti d'imposta	1	
Altri proventi	4	8
Altri oneri	(39)	(12)
	27	100
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	18	53
	(450)	(6)

(a) La voce riguarda l'incremento dei fondi rischi ed oneri che sono indicati, ad un valore attualizzato, nelle passività non correnti del bilancio.

Gli strumenti finanziari derivati, positivi di €234 milioni, sono indicati alla nota n. 23 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting. I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 32 – Rapporti con parti correlate.

30 Proventi (oneri) su partecipazioni

87479/796

I proventi (oneri) su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2022	2021
Dividendi	2.336	6.006
Plusvalenze nette da vendite	214	21
Plusvalenza su conferimenti	2.006	
Altri proventi	1.238	2.281
Totale proventi	5.794	8.308
Svalutazioni e altri oneri	(2.028)	(1.390)
	3.771	6.918

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2022	2021
Dividendi		
Eni International BV	1.722	5.225
Azule Energy Angola SpA (ex Eni Angola SpA)	300	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	59	
Eni Insurance DAC	58	57
Ecofuel SpA	54	24
Enipower SpA	49	164
Ieoc SpA	48	
Eni Finance International SA	15	11
Eni Fuel SpA	11	4
Floaters SpA	10	
Eni International Resources Ltd	3	9
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	3	8
Norpipe Terminal HoldCo Ltd	2	5
Transmed SpA	2	4
Eni Plenitude SpA Società Benefit		185
Eni Global Energy Markets SpA		145
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		70
Eni Trade & Biofuels SpA		56
Raffineria di Gela SpA		19
Transmediterranean Pipeline Co Ltd		18
LNG Shipping SpA		2
	2.336	6.006
Plusvalenze nette da vendite		
Enipower SpA	214	
Unión Fenosa Gas SA		21
	214	21
Plusvalenza su conferimenti		
Azule Energy Angola SpA (ex Eni Angola SpA)	2.006	2.006
Altri proventi		
Ripresa di valore Eni Investments Plc	551	910
Ripresa di valore Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	359	53
Ripresa di valore Eni Petroleum Co Inc	287	747
Ripresa di valore Eni España Comercializadora de Gas SA	31	
Ripresa di valore LNG Shipping SpA	7	
Ripresa di valore Floaters SpA	2	10
Ripresa di valore Azule Energy Angola SpA (ex Eni Angola SpA)		355
Ripresa di valore Unión Fenosa Gas SA		200
Utilizzo Fondo copertura perdite Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		6
Altri proventi		
Totale proventi	1.238	2.281
	5.794	8.308

87479 / 797

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	2022	2021
Svalutazioni		
Eni Rewind SpA	890	
Versalis SpA	379	454
Raffineria di Gela SpA	331	34
Saipem SpA	320	510
Export LNG Ltd	45	
Ieoc SpA	14	
Agenzia Giornalistica Italia SpA	13	
EniProgetti SpA	11	21
Eni Mozambico SpA	11	15
Società Petroliifera Italiana SpA	3	1
Eni Timor Leste SpA	2	1
EniServizi SpA	1	3
Eni España Comercializadora de Gas SAU	95	
LNG Shipping SpA	29	
Servizi Aerei SpA	1	
Altre minori	2	
	2.022	1.165
Altri oneri		209
Perdite su partecipazione Eni Rewind SpA	9	
Perdite su partecipazione EniProgetti SpA	4	
Perdite su partecipazione Raffineria di Gela SpA	1	3
Altri oneri	1	225
	2.023	1.390
Totale oneri		

31 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2022	2021
IRES	303	(1)
IRAP	(26)	(19)
Addizionale Legge n. 7/09	97	(97)
Contributo solidaristico a carico delle imprese del settore energetico	(1.250)	
Totale imposte correnti	(876)	(117)
Imposte differite	1	4
Imposte anticipate ⁽ⁿ⁾	2.513	473
Totale imposte differite e anticipate	2.514	477
Totale imposte estere	(11)	(6)
Totale imposte sul reddito di Eni SpA	1.627	354
Imposte correnti relative alla joint operation	(2)	
Imposte anticipate (differite) relative alla joint operation	(4)	43
Totale imposte sul reddito joint operation	(4)	41
	1.623	395

(n) Per il commento alle imposte anticipate si rinvia alla nota n. 16 - Attività per imposte anticipate.

Le imposte sul reddito includono l'effetto dell'applicazione del contributo solidaristico straordinario a carico delle imprese del settore energetico per l'esercizio 2022 previsto dalla Legge n. 51 del 20 maggio 2022 ("Decreto Ucraina") nonché lo stanziamento del contributo solidaristico istituito dalla Legge n.197 del 29 dicembre 2022 (Legge Finanziaria 2023) sulla base del reddito imponibile del 2022 al lordo della distribuzione di riserve di rivalutazione.

L'ultimo esercizio definito con gli uffici fiscali è quello chiuso al 31 dicembre 2016. Per effetto delle previsioni dell'art. 67 D.L. 18/2020 e dell'art. 157 D.L. 34/2020 gli atti di accertamento relativi all'IRES, IRAP e IVA per l'esercizio 2016 possono essere notificati fino al 26 marzo 2023.

L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva di Eni SpA, inclusiva delle joint operation è di seguito analizzata:

(€ milioni)	2022		2021	
	Aliquota	Imposta	Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	3.780	24,00%	907	7.280
Differenza tra valore e costi della produzione	225	4,96%	11	569
Aliquota teorica		24,29%		24,39%
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:				
- dividendi esclusi da tassazione	-13,57%			-19,05%
- cessioni pex	-12,60%			-0,06%
- perdite fiscali società consolidate		-9,01%		-1,52%
- valutazione partecipazioni		5,02%		-3,00%
- valutazione anticipate		-57,75%		-7,84%
- perdita fiscale per imposte passati esercizi				-0,04%
- addizionale IRES Legge n. 7/2009		-2,56%		1,33%
- Contributo solidaristico delle imprese del settore energetico		33,07%		
- altre variazioni		-9,83%		0,36%
Aliquota effettiva		-42,94%		-5,43%

32 Rapporti con parti correlate

- Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano:
- lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le imprese controllate, collegate e joint venture;
 - lo scambio di beni e la prestazione di servizi con altre società controllate dallo Stato italiano;
 - lo scambio di beni e la prestazione di servizi con società correlate a Eni SpA per il tramite di alcuni componenti del Consiglio di Amministrazione. La maggior parte di tali operazioni sono esenti dall'applicazione della normativa interna Eni "Operazioni con interessi degli amministratori e sindaci e Operazioni con Parti Correlate", emanata in attuazione della regolamentazione Consob, poiché si tratta di operazioni ordinarie concluse a condizioni di mercato o standard, ovvero poiché al di sotto della soglia di esiguità prevista dalla procedura stessa;
 - i contributi a soggetti non aventi natura societaria, riferibili a Eni SpA, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico e i contributi versati ai fondi pensione.

In particolare nel corso del 2022 con: (i) Eni Foundation, costituita senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale ed umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica (€5 milioni); (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM), costituita con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale (€5 milioni); (iii) fondo pensione dirigenti (€24 milioni).

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte dell'ordinaria gestione.

L'analisi dei rapporti di natura commerciale e diversa con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

87479 / 99

ESERCIZIO 2022

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2022					2022		
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati Passivi	Garanzie	Ricavi ^(a)	Costi ^(b)	Altri proventi (oneri) operativi
Imprese controllate									
Agip Caspian Sea BV	3					14.753	9		
Agip Karachaganak BV	5	1				3.238	14	1	
Ecofuel SpA	12	29				63	4	268	
Eni Abu Dhabi BV	6	4				51.529	23	3	
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV						3.748			
Eni Algeria Exploration BV	8	1				101	16		
Eni Austria GmbH	15					12	221		
Eni Congo SA	33						65		
Eni Deutschland GmbH	188	4				5	1.432	56	
Eni España Comercializadora De Gas SAU	232	187	37	18	63	3.548	770		(159)
Eni Finance International SA	1		136	41			3		
Eni Fuel SpA	772	35				62	4.208	11	
Eni gas & power France SA	296		544	421	105	1.808			258
Eni Global Energy Markets SpA	4.239	3.201	9.842	8.607	2.352	10.344			(7.461)
Eni Indonesia Limited	10	23					15	137	
Eni Insurance Designated Activity Company	1	1				57	2	33	
Eni International BV	1					188	2		
Eni Lasmro plc						606			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	41	50				30	163	492	
Eni México, S.de RL de CV	15	1				289	41		
Eni Mozambico SpA	1					68	2		
Eni Muara Bakau BV	8						10	135	
Eni New Energy SpA	1	2				259		5	
Eni North Africa BV	8	19	22	6	24	21	267		
Eni Petroleum Co Inc	21	4				173	22	5	
Eni Petroleum US LLC						438			
Eni Plenitude Iberia SLU						105			
Eni Plenitude SpA Società Benefit	325	38	4.524	4.876	991	6.878			(947)
Eni Rewind SpA	31	159				1.039	71	353	
Eni Suisse SA	17						217	8	
Eni Sustainable Mobility SpA	1	1				231			
Eni Trade & Biofuels SpA	591	1.859	9	6	3.782	3.493	16.236		9
Eni Trading & Shipping Inc						1.106			
Eni UK Limited	11	2				89	28	5	
Eni ULX Limited						256			
Eni US Operating Co. Inc.						787	1		
Eni USA Gas Marketing LLC						1.315			
Eni Venezuela BV	1						5	63	
Enipower Mantova SpA	26	74				6	91	266	
Enipower SpA	83	250	1			10	306	959	
EniProgetti SpA	9	59				10	22	102	
EniServizi SpA	7	42				8	56	140	
Floater SpA	22						1	236	
Ieoc Production BV	28	1				13	76	2	

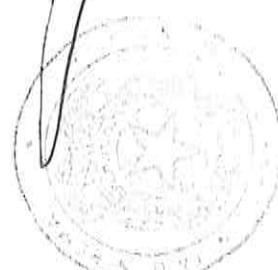
87479/800

Denominazione	(\euro milioni)	31.12.2022					2022		
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati Passivi	Garanzie	Ricavi ^(a)	Costi ^(b)	Altri proventi (oneri) operativi
LNG Shipping SpA	16	17				192	37	155	
Nigerian Agip Oil Company Limited	17					77	36		
Raffineria di Gela SpA	26	31				69	159	169	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		75						485	
Versalis France SAS			2			96			
Versalis SpA	202	28		1	172	1.408	149		
Altre ^(c)	136	43			520	329	88		
	7.466	6.241	15.117	13.976	89.036	35.187	21.599		(8.300)
Imprese collegate e joint venture									
Angola LNG Ltd								75	
Damietta LNG (DLNG) SAE		14						71	
Azule Energy Angola B.V. (ex Eni Angola Exploration BV)	9					86	9		
Azule Energy Angola SpA (ex Eni Angola SpA)	56					3.182	68		
Eni North Sea Wind Limited						166			
Società Enipower Ferrara Srl	14	69				5	63	172	
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	6	433					16	12	
Vår Energi ASA	14	121				278	19	1.408	
Altre ^(c)	43	21				11	80	89	
	142	658				3.728	255	1.827	
Imprese controllate dallo Stato									
Gruppo Snam	755	24					1.723	873	
GSE - Gestore Servizi Energetici	54	117					5.087	1.141	
ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA	3						179		
Gruppo Terna	37	35	4	8		139	90		(18)
Altre ^(c)	9	12					13	21	
	858	188	4	8		7.141	2.125		(18)
Fondi pensione, fondazioni e altri soggetti correlati			2				1	34	
	8.466	7.099	15.121	13.984	92.764	42.584	25.585		(6.318)

(a) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

(b) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

(c) Per rapporti di importo unitario inferiori a \euro 50 milioni.



187670/801

ESERCIZIO 2021

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2021					2021		
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati Passivi	Gerenzie	Ricavi ^(a)	Costi ^(b)	Altri provenienti (oneri) operativi
Imprese controllate									
Agip Caspian Sea BV	4					13.903	10		
Agip Karachaganak BV	5	1				3.051	11	1	
Aldro Energía y Soluciones SLU						85			
Ecofuel SpA	6	9				32	4	133	
Eni Abu Dhabi BV	6	2				48.559	28	2	
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV						3.532			
Eni Algeria Exploration BV	6	1				95	10		
Eni Angola Exploration BV	4					81	8		
Eni Angola SpA	37					2.998	71		
Eni Austria GmbH	11					12	107		
Eni Deutschland GmbH	102	2				7	713	13	
Eni España Comercializadora De Gas SAU	92	2	10	54	28	803	6		(158)
Eni Finance International SA	2		60	36			3		
Eni Fuel SpA	761	34				57	2.194	12	
Eni gas & power France SA	323		212	289		98	1.192		(123)
Eni Global Energy Markets SpA	2.890	2.455	10.143	11.889	1.959	5.893			(2.091)
Eni Hewett Limited						130			
Eni Indonesia Limited	6	14				6	34	87	
Eni Insurance Designated Activity Company	1					57	1	34	
Eni International BV	1					177	2		
Eni Läsmo plc						571			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	33	61				25	94	281	
Eni México, S.de RL de CV	14					224	42		
Eni Muara Bakau BV	6	13					11	134	
Eni North Africa BV	9	14				23	26	115	
Eni Petroleum Co. Inc.	12	1				163	21	3	
Eni Petroleum US LLC						403			
Eni Plenitude SpA Società Benefit	449	18	3.918	4.653	1.121	2.455			(1.169)
Eni Rewind SpA	27	151				838	54	325	
Eni Suisse SA	17	1					177	3	
Eni Trade & Biofuels SpA	495	1.491	5	3	2.793	2.463	9.612		(1)
Eni Trading & Shipping Inc						721			
Eni UK Limited	12	2				143	27	5	
Eni ULX Limited						264			
Eni US Operating Co. Inc.						618			
Eni USA Gas Marketing LLC						1.275			
EniPower Mantova SpA	20	64				6	21	211	
Enipower SpA	61	227				10	114	821	
Eniprogetti SpA	10	39				12	23	99	
EniServizi SpA	17	22				11	48	123	
Ieoc Production BV	24	2					76	2	
LNG Shipping SpA	12	2				30	18	89	
Nigerian Agip Oil Company Limited	42					72	44		
Raffineria di Gela SpA	37	40				68	80	177	

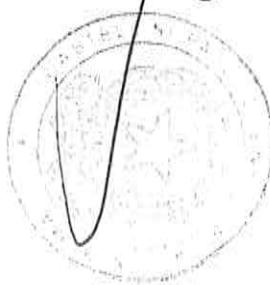
87479/802

Denominazione	Denominazione	(€ milioni)	31.12.2021					2021		
			Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati Passivi	Garanzie	Ricavi ^(a)	Costi ^(b)	Altri proventi (oneri) operativi
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		11	16				95		153	
Versalis France SAS							95			
Versalis SpA		269	25	1		160	867	87		
Altre ^(*)		148	76			551	391	186		
		5.982	4.785	14.349	16.924	85.064	18.136	12.714		(3.542)
Imprese collegate e joint venture										
Angola LNG Ltd								65		
Angola LNG Supply Services LLC							179			
Società Enipower Ferrara Srl		12	65			5	20	187		
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA		6	396				18	12		
Vär Energi ASA		21	109			293	41	596		
Altre ^(*)		80	59			13	85	142		
		119	629			490	164	1.002		
Imprese controllate dallo Stato										
Gruppo Snam		153	151				139	1.013		
GSE - Gestore Servizi Energetici		156	64				2.073	636		
Gruppo Terna		20	5		7		14	50		
Altre ^(*)		6	17				9	59		
		335	237		7		2.235	1.758		
Fondi pensione, fondazioni e altri soggetti correlati										
			2					31		
		6.436	5.653	14.349	16.931	85.554	20.535	15.505		(3.538)

(a) I ricavi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti i proventi relativi al personale in comando.

(b) I costi si differenziano da quelli dello schema di conto economico perché sono esposti al lordo delle quote capitalizzate e del costo per personale in comando.

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.



Calvano

1 4

3

I rapporti più significativi con le imprese controllate, collegate e joint venture riguardano:

- l'acquisto di greggio da Eni Trade & Biofuels SpA, da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA e da Eni Venezuela BV sulla base dei corrispettivi legati alle quotazioni dei greggi di riferimento sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di prodotti petroliferi a società italiane controllate (tra le principali Eni Fuel SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Trade & Biofuels SpA, Versalis SpA), nonché di greggi a Eni Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere (tra le principali Eni Austria GmbH ed Eni Suisse SA). I rapporti sono regolati sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni dei prodotti e dei greggi sui mercati internazionali di riferimento riconosciuti;
- la fornitura di gas e GNL a società controllate in Italia (Eni Plenitude SpA Società Benefit, Eni Global Energy Markets SpA, Versalis SpA) e all'estero (Eni gas & power France SA, Eni España Comercializadora de Gas SAU) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- la fornitura di energia elettrica e vapore a società controllate (Eni Plenitude SpA Società Benefit, Enipower SpA, Versalis SpA);
- l'acquisto di gas e GNL da società controllate e collegate (tra le principali Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni North Africa BV, Eni Muara Bakau BV, Eni Global Energy Markets SpA, Eni Indonesia Limited, Eni España Comercializadora de Gas SAU, Angola LNG Ltd e Vår Energi ASA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria da EniProgetti SpA;
- l'acquisto di carburante per aviazione da Eni Deutschland GmbH sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni del prodotto sui mercati internazionali riconosciuti;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate e collegate (tra le principali Ieoc Production BV, Azule Energy Angola SpA, Eni Congo SA, Eni México S. De R.L., Nigerian Agip Oil Company Ltd e Eni North Africa BV) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- gli oneri contrattuali relativi al noleggio e cessione della FPSO Firenze da Floater SpA;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Company SpA;
- l'acquisto di prodotti petrochimici da Ecofuel SpA sulla base di corrispettivi legati alle quotazioni sui mercati internazionali riconosciuti dei prodotti;
- l'acquisizione di vapore ed energia elettrica e titoli ambientali da Enipower SpA e di energia elettrica da Enipower Mantova SpA e Società Enipower Ferrara Srl;
- l'acquisizione del servizio di cabotaggio (via mare) di prodotti da Eni Trade & Biofuels SpA e LNG Shipping SpA;
- il riconoscimento a Eni Rewind SpA degli oneri ambientali sostenuti a fronte di garanzie rilasciate all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e Singea SpA;
- il contratto di lavorazione per la produzione di biocarburanti con Raffineria di Gela SpA rilevati sulla base delle disposizioni dell'IFRS16;

- il contratto di tolling con le società Enipower SpA ed Enipower Mantova SpA che prevede la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione dell'energia elettrica rilevati sulla base delle disposizioni dell'IFRS16;
- il contratto di tolling con Darnietta LNG SAE che prevede la consegna in conto lavorazione del gas e la messa a disposizione di LNG;
- gli anticipi ricevuti da Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto.

Eni ha inoltre rapporti commerciali con società di scopo finalizzati alla prestazione di servizi al Gruppo Eni (tra le principali EniServizi SpA ed Eni Insurance Designated Activity Company). In particolare, i rapporti con EniServizi SpA che svolge servizi generali quali la gestione di immobili, la ristorazione, la guardiana, l'approvvigionamento dei beni non strategici e la gestione di magazzini. In considerazione dell'attività svolta e della natura della correlazione (società possedute interamente o pressoché interamente), i servizi forniti da queste società sono regolati sulla base di tariffe definite sulla base dei costi sostenuti – così come quelli che Eni fornisce alle proprie controllate in ambito informatico, amministrativo, finanziario, legale e di procurement e della remunerazione del capitale investito.

La stipula di contratti derivati a copertura del rischio commodity con Eni Trade & Biofuels SpA, Eni Global Energy Markets SpA, Eni Plenitude SpA Società Benefit, Eni España Comercializadora de Gas SAU ed Enigas & power France SA.

I rapporti più significativi con le imprese controllate dallo Stato riguardano:

- la compravendita di energia elettrica, gas e titoli ambientali, la vendita di prodotti petroliferi e capacità di stoccaggio a GSE - Gestore Servizi Energetici per la costituzione delle scorte specifiche tenute dall'Organismo Centrale di Stoccaggio Italiano (OCSIT) in accordo al D.Lgs. n. 249/12, il contributo a copertura degli oneri derivanti dall'espletamento delle funzioni ed attività di OCSIT e il contributo corrisposto a GSE per la promozione dell'uso del biometano e altri biocarburanti avanzati nel settore dei trasporti;
- l'acquisizione di servizi di dispacciamento e la compravendita di energia elettrica per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici e la stipula di contratti derivati su commodity a copertura del rischio di volatilità del corrispettivo per l'assegnazione dei diritti di utilizzo della capacità di trasporto con il Gruppo Terna;
- l'acquisizione di servizi di trasporto, di stoccaggio e servizi di distribuzione dal Gruppo Snam nonché la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- la vendita di jet fuel alla ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA.

87479/864

L'analisi dei rapporti di natura finanziaria con le imprese controllate, collegate e joint venture e con altre società controllate dallo Stato è la seguente:

ESERCIZIO 2022

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2022			2022		
		Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi	Oneri	Derivati
Imprese controllate							
Ecofuel SpA		117	16				(7)
Eni Deutschland GmbH		64					(1)
Eni Finance International SA	332	5.308	25.903	56	27	210	
Eni Fuel SpA		352		3	1		
Eni Global Energy Markets SpA	47	2.450	140	16	13	9	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	90	94		1			
Eni New Energy SpA	120			1			
Eni Plenitude SpA Società Benefit	1.497	208		10		5	
Eni Rewind SpA	1	2.034	11	8	4		
Eni Sustainable Mobility SpA	173						
Eni Trade & Biofuels SpA		359	1.425	48	2		9
Eni Trading & Shipping Inc		4	113	1			
EniBioCh4In SpA	56			1			
Enipower Mantova SpA	4	290			10		
Enipower SpA		1.145		1	35		(3)
EniProgetti SpA	52	5					
Floaters SpA		334					
Ieoc Production BV		52					
LNG Shipping SpA		301		1	1		
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		90					(1)
Versalis SpA	1.936	26	19	18			(2)
Altre ^(*)	148	264	63	25	7	14	
	4.456	13.497	27.690	190	100	233	
Imprese collegate e joint venture							
Damietta LNG (DLNG) SAE				105			
Mozambique Rovuma Venture SpA	1.187				3	5	
Altre ^(*)	18	39	1	19			2
	1.205	39	106	22	5	2	
Imprese controllate dallo Stato							
Altre ^(*)		10		1	1		
		10		1	1		
	5.661	13.546	27.796	213	106	235	

(*) Per rapporti di importo unitario inferiori a €50 milioni.

87479/865

ESERCIZIO 2021

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2021			2021		
		Crediti	Debiti	Garanzie	Proventi	Oneri	Derivati
Imprese controllate							
Banque Eni SA	593						1
Eni Finance International SA	2.483	139	25.797		112	35	108
Eni Finance USA Inc			2.843		1		
Eni Fuel SpA		343			3		
Eni Global Energy Markets SpA	2.305	256	307		9		14
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		110			1		
Eni New Energy SpA	581				2		
Eni Plenitude SpA Società Benefit	3	2.293			8		(1)
Eni Rewind SpA	4	1.338	11		11		
Eni Trade & Biofuels SpA	75	198	986		20	1	
Eni Trading & Shipping Inc		4	143				
EniPower Mantova SpA		377				12	
Enipower SpA		1.291			2	32	
Eniprogetti SpA	51	4					
Floaters SpA		62					
Ieoc SpA		58					
LNG Shipping SpA		311			1		
Raffineria di Gela SpA	290	74			1	1	
Serfactoring SpA - in liquidazione	139	18			1		
Versalis SpA	1.322	7	22		11		
Altre ^(*)	132	187	48		19	1	(17)
	7.978	7.070	30.157		202	82	105
Imprese collegate e joint venture							
Damietta LNG (DLNG) SAE			99				
Altre ^(*)	29	27			1	2	
	29	27	99		1	2	
Imprese controllate dallo Stato							
Altre ^(*)		2					
		2					
	8.007	7.099	30.256		203	84	105

^(*) Per rapporti di importo unitario inferiore a €50 milioni.

Eni provvede alla centralizzazione e copertura dei rischi di cambio e di tasso di interesse delle società del Gruppo attraverso la stipula di contratti derivati con le stesse e con le controparti terze.

I rapporti finanziari con le imprese del Gruppo sono regolati in forza di una convenzione in base alla quale Eni provvede alla copertura dei fabbisogni finanziari e all'impiego della liquidità del Gruppo. Le condizioni applicate fanno riferimento ai tassi di

mercato correnti al momento delle transazioni (tassi di interesse Euribor per l'euro, tassi di interesse a termine per le divise diverse dall'euro e tassi di cambio WMR), con spread coerenti con i livelli di primarie controparti attribuibili alla società del Gruppo. I rapporti finanziari comprendono le passività finanziarie per beni in leasing.

Per l'illustrazione delle principali garanzie con parti correlate si rinvia alla nota n. 26 – Garanzie, Impegni e rischi.

87479 (806)

INCIDENZA DELLE OPERAZIONI O POSIZIONI CON PARTI CORRELATE SULLA SITUAZIONE PATRIMONIALE, SUL RISULTATO ECONOMICO E SUI FLUSSI FINANZIARI

L'incidenza delle operazioni o posizioni con parti correlate sulle voci di stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella riepilogativa:

(€ milioni)	31.12.2022			31.12.2021		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide ed equivalenti	7.628	20	0,26	6.630	593	8,94
Altre attività finanziarie (correnti)	3.760	3.565	94,81	4.214	4.177	99,12
Crediti commerciali e altri crediti	11.661	8.434	72,33	12.992	6.362	48,97
Altre Attività (correnti)	13.076	12.669	96,89	12.851	12.546	97,63
Altre Attività finanziarie (non correnti)	2.146	2.076	96,74	3.257	3.237	99,39
Altre Attività (non correnti)	2.813	2.484	88,30	2.057	1.877	91,25
Passività finanziarie a breve termine	14.122	12.143	85,99	5.866	5.691	97,02
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.883	-	n.s.	1.555	-	n.s.
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	373	157	42,09	383	169	44,13
Debiti commerciali e altri debiti	12.380	6.583	53,17	9.521	5.215	54,77
Altre passività (correnti)	14.305	12.317	86,10	16.305	15.139	92,85
Passività finanziarie a lungo termine	16.054	4	0,02	20.619	-	n.s.
Passività per beni in leasing a lungo termine	1.087	1.242	65,82	1.939	1.239	63,90
Altre passività (non correnti)	3.029	2.173	71,74	2.892	2.230	77,11

L'incidenza delle operazioni con parti correlate sulle voci del conto economico è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2022			2021		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	74.679	40.936	54,82	38.249	19.658	51,39
Altri ricavi e proventi	542	251	46,31	474	125	26,37
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	66.135	24.201	36,59	33.127	14.720	44,44
Altri proventi (oneri) operativi	(6.325)	(8.318)	n.s.	(2.278)	(3.538)	n.s.
Proventi finanziari	3.324	213	6,41	2.049	203	9,91
Oneri finanziari	3.730	106	2,84	2.066	84	4,07
Strumenti finanziari derivati	234	235	n.s.	(201)	105	n.s.

I principali flussi finanziari con parti correlate sono indicati nella seguente tabella:

(€ milioni)	2022		2021	
	Totale	Entità correlate	Totale	Entità correlate
Ricavi e proventi	41.519	-	19.984	-
Costi e oneri	(24.249)	-	(14.769)	-
Altri proventi (oneri) operativi	(8.318)	-	(3.538)	-
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	(4.303)	-	1.556	-
Interessi	88	-	97	-
Flusso di cassa netto da attività operativa	4.737	-	3.330	-
Investimenti in attività materiali e immateriali	(36)	-	(80)	-
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	(10)	-	(15)	-
Variazione crediti finanziari	1.631	-	1.923	-
Flusso di cassa netto da attività di investimento	1.585	-	1.828	-
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing	6.258	-	802	-
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	6.258	-	802	-
Totale flussi finanziari verso entità correlate	12.580	5.960		

87479/80%

L'incidenza dei flussi finanziari con parti correlate è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	2022			2021		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	5.818	4.737	81,42	4.274	3.330	77,91
Flusso di cassa da attività di investimento	(3.715)	1.585	n.s.	(7.408)	1.828	n.s.
Flusso di cassa da attività di finanziamento	(1.007)	6.258	n.s.	1.680	802	47,74

33 Erogazioni pubbliche – informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge n. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, comma 125-bis, della Legge n. 124/2017 e successive modificazione, di seguito sono indicate le informazioni in merito alle erogazioni ricevute da parte di entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; inoltre ai sensi dell'art. 1, comma 126, della medesima Legge, applicabile a Eni SpA in quanto società controllata di diritto o di fatto, direttamente o indirettamente, dallo Stato, sono indicate anche le erogazioni concesse a imprese, persone ed enti pubblici e privati italiani ed esteri. In particolare, non sono oggetto di presentazione: (i) le forme di incentivo/sovvenzione ricevute in applicazione di un regime generale di aiuto a tutti gli aventi diritto; (ii) i corrispettivi afferenti a prestazioni di opera/servizi, incluse le sponsorizzazioni, nonché i vantaggi economici aventi natura retributiva o risarcitoria; (iii) i rimborsi e le indennità corrisposti a soggetti impegnati in tirocini formativi e di orientamento; (iv) i contributi ricevuti per la for-

mazione continua da parte di fondi interprofessionali costituiti nella forma giuridica di associazione; (v) i contributi associativi per l'adesione ad associazioni di categoria e territoriali, nonché a favore di fondazioni, o altre organizzazioni equivalenti, funzionali alle attività connesse con il business aziendale; (vi) i costi sostenuti a fronte di social project connessi con le attività di investimento operate.

Le erogazioni sono individuate secondo il criterio di cassa⁶. L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10.000 effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2022, anche tramite una pluralità di atti.

Ai sensi delle disposizioni dell'art. 1, comma 125-quinquies della Legge n. 124/2017, per le erogazioni ricevute si rinvia alle indicazioni contenute nel Registro Nazionale degli Aiuti di Stato di cui all'articolo 52 della Legge 24 dicembre 2012, n. 234.

(6) Nel caso di vantaggi economici di natura non monetaria, il criterio per cassa va inteso in senso sostanzialistico, facendo riferimento all'esercizio in cui il beneficio è stato fruito.

87479 (808)

Di seguito sono indicate le erogazioni concesse relative essenzialmente a fondazioni, associazioni e altri enti per finalità reputazionali, di liberalità e di sostegno ad iniziative benefiche e di solidarietà:

EROGAZIONI CONCESSE

Soggetto beneficiario	Importo del vantaggio economico corrisposto (€)
Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM)	4.750.000
Eni Foundation	4.670.000
Fondazione Teatro alla Scala	3.202.992
Fondazione Giorgio Cini	500.000
Associazione della Croce Rossa Italiana	421.577
Protezione Civile Italiana	310.091
WEF - World Economic Forum	303.567
Fabbrica di San Pietro	180.600
Ara Pacis Initiative For Peace ONLUS	180.000
Atlantic Council	95.717
World Business Council for Sustainable Development	85.825
Lebanese Armed Forces (LAF)	74.253
Council on Foreign Relations	66.216
Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)	52.715
Bruegel	50.000
Cotec - Fondazione per l'Innovazione Tecnologica	50.000
IFRI - Institut Français des Relations Internationales	50.000
Parrocchia di Santa Barbara - San Donato Milanese	50.000
Associazione Pionieri e Veterani Eni	52.000
La Semente - Società Agricola Cooperativa Sociale	45.000
Carnegie Endowment for International Peace (CEIP)	43.720
Aspen Institute Italia	35.000
E4Impact Foundation	35.000
Italiadecide	35.000
Center for Strategic and International Studies	31.759
Ospedale "Santo Spirito" e ASL di Pescara	30.000
Global Reporting Initiative	27.500
Fondazione Centro Studi Investimenti Sociali - CENSIS	25.000
Associazione CILLA Liguria	21.000
Associazione Amici della Luiss	20.000
Centro Studi Americani	20.000
GCNI - Fondazione Global Compact Network Italia	17.660
Comitato Nazionale del Welfare della Gente di Mare	15.000
Voluntary Principles Association (VPA)	12.798
Harvard University	11.415
Associazione di Volontariato e di promozione Sociale Pro Loco Sannazzaro	10.000
FONDAZIONE SERICS	10.000
Parks - Liberi e Uguali	10.000

34 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2022 e 2021 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

35 Posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali

Nel 2022 e 2021 non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

36 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

I contributi straordinari di solidarietà a carico delle società energetiche nel 2022 sono riportati alla nota n. 31 – Imposte sul reddito. La guerra Russia-Ucraina, oltre a costituire un rischio sistematico, non pone rischi specifici per il prosieguo della Società oltre a quanto già comunicato nelle note al bilancio consolidato.

Il 28 marzo 2023 è stato approvato dal Governo il D.L. "Energia" che prevede la modifica della base imponibile ai fini del contributo solidaristico ex Lege 197 2022, con la parziale esclusione degli effetti connessi all'utilizzo di riserve di rivalutazione. Tale modifica comporterà nell'esercizio 2023 una revisione in riduzione, la cui quantificazione è in corso di definizione, dello stanziamento operato nel bilancio 2022.

87479/809

Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti

Signori Azionisti,

Il Consiglio di Amministrazione Vi propone di:

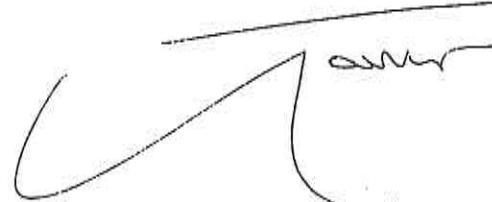
- approvare il bilancio di esercizio al 31 dicembre 2022 di Eni SpA che chiude con l'utile di 5.403.018.837,87 euro;
- attribuire l'utile dell'esercizio di 5.403.018.837,87 euro alla riserva disponibile.

16 marzo 2023

per il Consiglio di Amministrazione


Lucia Calvosa
La Presidente


Lucia Calvosa


Lucia Calvosa

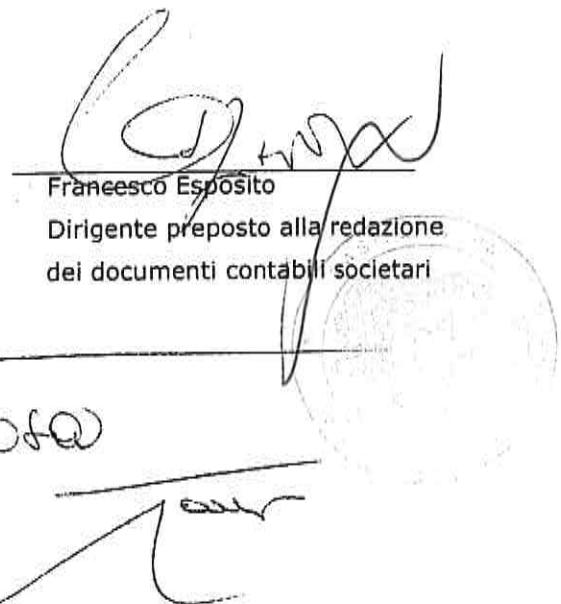
Attestazione a norma delle disposizioni dell'art. 154-bis, comma 5 del D.Lgs. 58/1998 (Testo Unico della Finanza)

1. I sottoscritti Claudio Descalzi e Francesco Esposito in qualità, rispettivamente, di Amministratore Delegato e di Dirigente preposto alla redazione dei documenti contabili societari di Eni SpA, attestano, tenuto anche conto di quanto previsto dall'art. 154-bis, commi 3 e 4, del Decreto Legislativo 24 febbraio 1998, n. 58:
 - l'adeguatezza in relazione alle caratteristiche dell'impresa e
 - l'effettiva applicazione delle procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio nel corso dell'esercizio 2022.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2022 sono state definite e la valutazione della loro adeguatezza è stata effettuata sulla base delle norme e metodologie definite da Eni in coerenza con il modello Internal Control – Integrated Framework emesso dal Committee of Sponsoring Organizations of the Treadway Commission che rappresenta un framework di riferimento per il sistema di controllo interno generalmente accettato a livello internazionale.
3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 Il bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2022:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - b) corrisponde alle risultanze dei libri e delle scritture contabili;
 - c) è idoneo a fornire una rappresentazione veritiera e corretta della situazione patrimoniale, economica e finanziaria dell'emittente.
 - 3.2 La relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui è esposto.

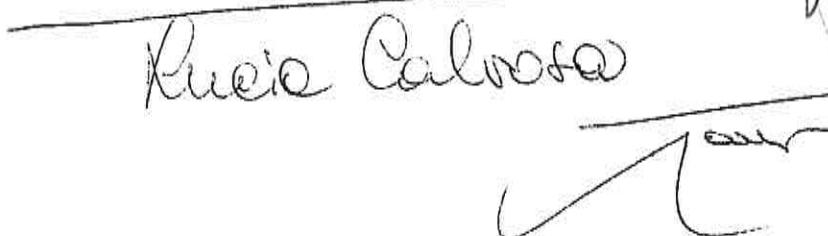
16 marzo 2023



Claudio Descalzi
Amministratore Delegato



Francesco Esposito
Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari



Rocco Calvano