



88441/089

2 BILANCIO CONSOLIDATO

Schemi di bilancio	244
Note al bilancio consolidato	252
Informazioni supplementari sull'attività Oil & Gas previste dalla SEC	366
Attestazione a norma dell'art. 154-bis, comma 5 del D.lgs. 58/1998	387





88441/500

STATO PATRIMONIALE

		31.12.2023		31.12.2022	
(€ milioni)	Note	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(6)	10.193	3	10.155	10
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(7)	6.782		8.251	
Altre attività finanziarie	(17)	896	19	1.504	16
Crediti commerciali e altri crediti	(8)	16.551	1.363	20.840	2.427
Rimanenze	(9)	6.186		7.709	
Attività per imposte sul reddito	(10)	460		317	
Altre attività	(11) (24)	5.637	32	12.821	341
		46.705		61.597	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(12)	56.299		56.332	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(13)	4.834		4.446	
Attività immateriali	(14)	6.379		5.525	
Rimanenze immobilizzate-scorte d'obbligo	(9)	1.576		1.786	
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(16) (37)	12.630		12.092	
Altre partecipazioni	(16)	1.256		1.202	
Altre attività finanziarie	(17)	2.301	1.840	1.967	1.631
Attività per imposte anticipate	(23)	4.482		4.569	
Attività per imposte sul reddito	(10)	142		114	
Altre attività	(11) (24)	3.393	168	2.236	26
		93.292		90.269	
Attività destinate alla vendita	(25)	2.609		264	
TOTALE ATTIVITÀ		142.606		152.130	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(19)	4.092	222	4.446	307
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(19)	2.921	21	3.097	36
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(13)	1.128	21	884	35
Debiti commerciali e altri debiti	(18)	20.654	4.245	25.709	3.203
Passività per imposte sul reddito	(10)	1.685		2.108	
Altre passività	(11) (24)	5.579	62	12.473	232
		36.059		48.717	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(19)	21.716	65	19.374	26
Passività per beni in leasing a lungo termine	(13)	4.208	6	4.067	28
Fondi per rischi e oneri	(21)	15.533		15.267	
Fondi per benefici ai dipendenti	(22)	748		786	
Passività per imposte differite	(23)	4.702		5.094	
Passività per imposte sul reddito	(10)	38		253	
Altre passività	(11) (24)	4.096	511	3.234	462
		51.041		48.075	
Passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita	(25)	1.862		108	
TOTALE PASSIVITÀ		88.962		96.900	
Capitale sociale		4.005		4.005	
Utili relativi a esercizi precedenti		32.988		23.455	
Riserve per differenze cambio da conversione		5.238		7.564	
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale		8.515		8.785	
Azioni proprie		(2.333)		(2.937)	
Utile dell'esercizio		4.771		13.687	
Totale patrimonio netto di Eni		53.184		54.759	
Interessenze di terzi		460		471	
TOTALE PATRIMONIO NETTO	(26)	53.644		55.230	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		142.606		152.130	

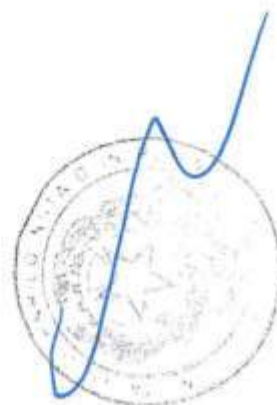
Con riferimento agli effetti delle allocazioni definitive dei prezzi afferenti alle operazioni di business combination del 2022 si rinvia a quanto indicato nella nota n. 27 - Altre informazioni.



88441/502

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	Note	2023		2022		2021	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica		93.717	4.322	132.512	10.872	76.575	3.000
Altri ricavi e proventi		1.099	156	1.175	156	1.196	52
TOTALE RICAVI	(29)	94.816		133.687		77.771	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(30)	(73.836)	(15.885)	(102.529)	(15.327)	(55.549)	(8.644)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(8)	(249)	5	47	(2)	(279)	(6)
Costo lavoro	(30)	(3.136)	(8)	(3.015)	(18)	(2.888)	(21)
Altri proventi (oneri) operativi	(24)	478	17	(1.736)	3.306	903	735
Ammortamenti	(12) (13) (14)	(7.479)		(7.205)		(7.063)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(15)	(1.802)		(1.140)		(167)	
Radiazioni	(12) (14)	(535)		(599)		(387)	
UTILE OPERATIVO		8.257		17.510		12.341	
Proventi finanziari	(31)	7.417	155	8.450	160	3.723	79
Oneri finanziari	(31)	(8.113)	(28)	(9.333)	(164)	(4.216)	(46)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(31)	284		(55)		11	
Strumenti finanziari derivati	(24) (31)	(61)	1	13	2	(306)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI		(473)		(925)		(788)	
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto		1.336		1.841		(1.091)	
Altri proventi (oneri) su partecipazioni		1.108	445	3.623	30	223	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(16) (32)	2.444		5.464		(868)	
UTILE ANTE IMPOSTE		10.228		22.049		10.685	
Imposte sul reddito	(33)	(5.368)		(8.088)		(4.845)	
UTILE DELL'ESERCIZIO		4.860		13.961		5.840	
Utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni		4.771		13.887		5.821	
Interessenze di terzi		89		74		19	
Utile per azione (ammontari in € per azione)	(34)						
- semplice		1,41		3,96		1,61	
- diluito		1,40		3,95		1,60	





8844 1/502

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	Note	2023	2022	2021
Utile dell'esercizio		4.860	13.961	5.840
Altre componenti dell'utile complessivo:				
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>				
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(26)	(31)	60	119
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)	(2)	3	2
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)	45	56	105
Effetto fiscale	(26)	10	(5)	(77)
		22	114	149
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>				
Differenze di cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(26)	(2.010)	1.095	2.828
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(26)	541	794	(1.264)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)	54	(12)	(34)
Effetto fiscale	(26)	(158)	(234)	372
		(1.573)	1.643	1.902
Totale altre componenti dell'utile complessivo		(1.551)	1.757	2.051
Totale utile complessivo dell'esercizio		3.309	15.718	7.891
Totale utile complessivo dell'esercizio di competenza Eni		3.220	15.643	7.872
Interessenze di terzi		89	75	19



88441/503

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Note	Patrimonio netto di Eni						Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
		Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile dell'esercizio			
Saldi al 31 dicembre 2022	(26)	4.005	23.455	7.564	8.785	(2.937)	13.887	54.759	471	55.230
Utile dell'esercizio							4.771	4.771	89	4.860
Altre componenti dell'utile complessivo										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(26)				(21)			(21)		(21)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)				(2)			(2)		(2)
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)				45			45		45
Componenti non riclassificabili a conto economico					22			22		22
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(26)			(2.001)	(9)			(2.010)		(2.010)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(26)				383			383		383
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)				54			54		54
Componenti riclassificabili a conto economico				(2.001)	428			(1.573)		(1.573)
Utile complessivo dell'esercizio				(2.001)	450		4.771	3.220	89	3.309
Attribuzione del dividendo di Eni SpA	(26)		(3.005)					(3.005)		(3.005)
Attribuzione del dividendo di altre società									(36)	(36)
Destinazione utile residuo 2022			13.887				(13.887)			
Rimborsi ad azionisti terzi									(16)	(16)
Acquisto azioni proprie	(26)		(1.837)		1.837	(1.837)		(1.837)		(1.837)
Annullamento azioni proprie	(26)				(2.400)	2.400				
Piano Incentivazione a Lungo Termine	(26) (30)		20		(41)	41		20		20
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(26)		(138)					(138)		(138)
Variazione Interessenze di terzi	(26)		47					47	(47)	
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale			8.974		(604)	604	(13.887)	(4.913)	(99)	(5.012)
Effetto emissione di obbligazioni convertibili	(26)				79			79		79
Altre variazioni			559	(325)	(195)			39	(1)	38
Altri movimenti di patrimonio netto			559	(325)	(116)			118	(1)	117
Saldi al 31 dicembre 2023	(26)	4.005	32.988	5.238	8.515	(2.333)	4.771	53.184	460	53.644

(Segue)



88441/504

(segue) **PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO**

		Patrimonio netto di Eni								
		Capitale sociale	Utile relativo a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile dell'esercizio	Totale	Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
(€ milioni)	Note									
Saldi al 31 dicembre 2021		4.005	22.750	6.530	6.289	(958)	5.821	44.437	82	44.519
Utile dell'esercizio							13.887	13.887	74	13.961
Altre componenti dell'utile complessivo										
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(26)				55			55		55
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)				3			3		3
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(26)				56			56		56
Componenti non riclassificabili a conto economico					114			114		114
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro	(26)			1.093	1			1.094	1	1.095
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	(26)				560			560		560
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	(26)				(12)			(12)		(12)
Componenti riclassificabili a conto economico				1.093	549			1.642	1	1.643
Utile complessivo dell'esercizio				1.093	663		13.887	15.643	75	15.718
Attribuzione del dividendo di Eni SpA	(26)						(1.522)	(1.522)		(1.522)
Acconto sul dividendo	(26)		(1.500)					(1.500)		(1.500)
Attribuzione del dividendo di altre società									(60)	(60)
Destinazione utile residuo 2021			4.299				(4.299)			
Versamenti di azionisti terzi									92	92
Acquisto azioni proprie	(26)		(2.400)		2.400	(2.400)		(2.400)		(2.400)
Annullamento azioni proprie	(26)				(400)	400				
Piano Incentivazione a Lungo Termine	(26) (30)		18		(21)	21		18		18
Cedole obbligazioni subordinate perpetue	(26)		(138)					(138)		(138)
Variazione Interessenze di terzi	(26)		196					196	281	477
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale			475		1.979	(1.979)	(5.821)	(5.346)	313	(5.033)
Altre variazioni			230	(59)	(146)			25	1	26
Altri movimenti di patrimonio netto			230	(59)	(146)			25	1	26
Saldi al 31 dicembre 2022	(26)	4.005	23.455	7.564	8.785	(2.937)	13.887	54.759	471	55.230

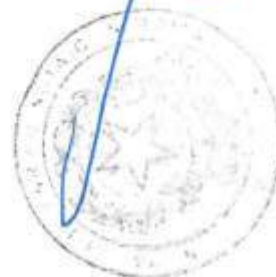
(segue)



88441/505

(segue) **PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO**

	Patrimonio netto di Eni							Interessenze di terzi	Totale patrimonio netto
	Capitale sociale	Utili relativi a esercizi precedenti	Riserva per differenze cambio da conversione	Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale	Azioni proprie	Utile (perdita) dell'esercizio	Totale		
(€ milioni)									
Saldi al 31 dicembre 2020	4.005	34.043	3.895	4.688	(581)	(8.635)	37.415	78	37.493
Utile dell'esercizio						5.821	5.821	19	5.840
Altre componenti dell'utile complessivo									
Rivalutazioni di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale				42			42		42
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				2			2		2
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI				105			105		105
Componenti non riclassificabili a conto economico				149			149		149
Differenze cambio da conversione dei bilanci in moneta diversa dall'euro			2.828				2.828		2.828
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale				(892)			(892)		(892)
Quota di pertinenza delle "Altre componenti dell'utile complessivo" delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto				(34)			(34)		(34)
Componenti riclassificabili a conto economico			2.828	(926)			1.902		1.902
Utile complessivo dell'esercizio			2.828	(777)		5.821	7.872	19	7.891
Attribuzione del dividendo di Eni SpA		429				(1.286)	(857)		(857)
Acconto sul dividendo		(1.533)					(1.533)		(1.533)
Attribuzione del dividendo di altre società								(5)	(5)
Destinazione perdita residua 2020		(9.921)				9.921			
Acquisto azioni proprie		(400)		400	(400)		(400)		(400)
Piano incentivazione a Lungo Termine		16		(23)	23		16		16
Incremento di Interessenze di terzi a seguito di acquisizioni di società controllate								(11)	(11)
Emissioni di obbligazioni subordinate perpetue				2.000			2.000		2.000
Cedole obbligazioni subordinate perpetue		(61)					(61)		(61)
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale		(11.470)		2.377	(377)	8.635	(835)	(16)	(851)
Costi per emissione di obbligazioni subordinate perpetue		(15)					(15)		(15)
Altre variazioni		192	(193)	1				1	1
Altri movimenti di patrimonio netto		177	(193)	1			(15)	1	(14)
Saldi al 31 dicembre 2021	4.005	22.750	6.530	6.289	(958)	5.821	44.437	82	44.519





88441/506

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	Note	2023	2022	2021
Utile dell'esercizio		4.860	13.961	5.840
Rettifiche per ricondurre l'utile dell'esercizio al flusso di cassa netto da attività operativa:				
Ammortamenti	(12) (13) (14)	7.479	7.205	7.063
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(15)	1.802	1.140	167
Radiazioni	(12) (14)	535	599	387
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(16) (32)	(1.336)	(1.841)	1.091
Plusvalenze nette su cessioni di attività		(441)	(524)	(102)
Dividendi	(32)	(255)	(351)	(230)
Interessi attivi		(517)	(159)	(75)
Interessi passivi		1.000	1.033	794
Imposte sul reddito	(33)	5.368	8.088	4.845
Altre variazioni		(700)	(2.773)	(194)
Flusso di cassa del capitale di esercizio		1.811	(1.279)	(3.146)
- rimanenze		1.792	(2.528)	(2.033)
- crediti commerciali		3.322	(1.036)	(7.888)
- debiti commerciali		(4.823)	2.284	7.744
- fondi per rischi e oneri		97	2.028	(406)
- altre attività e passività		1.423	(2.027)	(563)
Variazione fondo per benefici ai dipendenti		1	39	54
Dividendi incassati		2.255	1.545	857
Interessi incassati		459	116	28
Interessi pagati		(919)	(851)	(792)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati		(6.283)	(8.488)	(3.726)
Flusso di cassa netto da attività operativa		15.119	17.460	12.861
- di cui verso parti correlate	(36)	(7.011)	223	(4.331)
Flusso di cassa degli investimenti		(12.404)	(10.793)	(7.815)
- attività materiali	(12)	(8.739)	(7.700)	(4.950)
- diritto di utilizzo prepagato beni in leasing	(13)		(3)	(2)
- attività immateriali	(14)	(476)	(356)	(284)
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	(27)	(1.277)	(1.636)	(1.901)
- partecipazioni	(16)	(1.315)	(1.675)	(837)
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		(388)	(350)	(227)
- variazione debiti relativi all'attività di investimento		(209)	927	366
Flusso di cassa dei disinvestimenti		845	2.989	536
- attività materiali		122	149	207
- attività immateriali		32	17	1
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	(27)	395	(60)	76
- imposte pagate sulle dismissioni				(35)
- partecipazioni		47	1.096	155
- titoli e crediti finanziari strumentali all'attività operativa		32	483	141
- variazione crediti relativi all'attività di disinvestimento		217	1.304	(9)
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa		2.194	786	(4.743)
Flusso di cassa netto da attività di investimento		(9.365)	(7.018)	(12.022)
- di cui verso parti correlate	(36)	(1.695)	(32)	(976)

(segue)

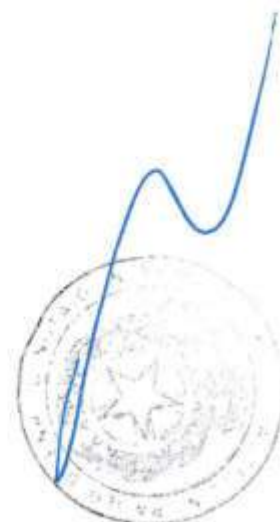


88441/507

(segue) **RENDICONTO FINANZIARIO**

(€ milioni)	Note	2023	2022	2021
Assunzione di debiti finanziari a lungo termine	(19)	4.971	130	3.556
Rimborsi di debiti finanziari a lungo termine	(19)	(3.161)	(4.074)	(2.890)
Rimborso di passività per beni in leasing	(13)	(963)	(994)	(939)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	(19)	(1.495)	1.375	(910)
Dividendi pagati ad azionisti Eni		(3.046)	(3.009)	(2.358)
Dividendi pagati ad altri azionisti		(36)	(60)	(5)
Apporti (rimborsi) di capitale da azionisti terzi		(16)	92	
Cessione (acquisto) di quote di partecipazioni in società consolidate		(60)	536	(17)
Acquisto di azioni proprie	(26)	(1.803)	(2.400)	(400)
Effetto emissione di obbligazioni convertibili	(26)	79		
Emissione di obbligazioni subordinate perpetue	(26)			1.985
Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue	(26)	(138)	(138)	(61)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento		(5.668)	(8.542)	(2.039)
- di cui verso parti correlate	(36)	(162)	(88)	(73)
Effetto delle differenze di cambio da conversione e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti		(62)	16	52
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti		24	1.916	(1.148)
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	(6)	10.181	8.265	9.413
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio^(a)	(6)	10.205	10.181	8.265

(a) Le disponibilità liquide ed equivalenti al 31 dicembre 2023 comprendono €12 milioni di disponibilità liquide ed equivalenti di società consolidate destinate alla vendita che nello schema di stato patrimoniale sono riportate nella voce "Attività destinate alla vendita" (€26 milioni al 31 dicembre 2022).





88441/508

NOTE AL BILANCIO CONSOLIDATO

1 Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi

Criteri di redazione

Il bilancio consolidato 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 consolidato 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 di seguito descritti. I principi di consolidamento e i criteri di valutazione di seguito indicati sono stati applicati coerentemente a tutti gli esercizi presentati salvo quando diversamente indicato.

Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2023, approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 13 marzo 2024, è sottoposto alla revisione legale da parte della PricewaterhouseCoopers SpA che, in quanto revisore principale, è interamente responsabile per la revisione del bilancio consolidato del Gruppo.

I bilanci delle imprese consolidate e i reporting package per la redazione del bilancio consolidato del Gruppo sono oggetto di verifica da parte di Società di revisione; nei limitati casi in cui intervengano altri revisori, PricewaterhouseCoopers SpA si assume la responsabilità del lavoro svolto da questi ultimi.

I valori delle voci di bilancio e delle relative note illustrative, tenuto conto della loro rilevanza, sono espressi in milioni di euro, eccetto quando indicato diversamente.

Stime contabili e giudizi significativi

L'applicazione dei principi contabili generalmente accettati per la redazione del bilancio e delle relazioni contabili infrannuali comporta che la Direzione Aziendale effettui stime contabili basate su giudizi complessi e/o soggettivi, su esperienze passate e su ipotesi considerate ragionevoli e realistiche tenendo conto delle informazioni conosciute al momento della stima. L'utilizzo di queste stime contabili influenza il valore di iscrizione delle attività e delle passività e l'informativa su attività e passività potenziali alla data del bilancio, nonché l'ammontare dei ricavi e dei costi nel periodo di riferimento; i risultati effettivi possono differire da quelli stimati a causa dell'incertezza che caratterizza le ipotesi e le condizioni sulle quali le stime sono basate. Le stime contabili

critiche del processo di redazione del bilancio, che comportano un elevato ricorso a giudizi soggettivi e assunzioni relativi a tematiche per loro natura incerte, sono illustrate nella descrizione della relativa accounting policy. Le modifiche delle condizioni alla base di giudizi e assunzioni adottati possono determinare un impatto rilevante sui risultati successivi.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI FORMULATI PER TENER CONTO DEGLI IMPATTI DEI RISCHI CLIMATICI

Gli effetti delle iniziative per limitare i cambiamenti climatici e il potenziale impatto della transizione energetica influenzano le stime contabili e i giudizi significativi formulati dalla Direzione Aziendale per la redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2023. In particolare, la spinta globale verso un'economia a ridotta intensità emissiva, provvedimenti normativi sempre più restrittivi nei confronti dell'attività Oil & Gas e del consumo degli idrocarburi, schemi di carbon pricing, l'evoluzione tecnologica dei vettori energetici alternativi, nonché i cambiamenti nelle preferenze dei consumatori possono comportare, nel medio-lungo termine, un declino strutturale della domanda degli idrocarburi, un aumento dei costi operativi nonché un maggior rischio di riserve non producibili (cosiddetti stranded asset) per Eni.

La strategia di Neutralità Carbonica definita da Eni, in linea con quanto previsto dagli scenari compatibili con il mantenimento del riscaldamento globale entro la soglia di 1,5°C, si compone di una serie di azioni e iniziative volte al raggiungimento della neutralità carbonica al 2050 attraverso l'azzeramento netto di tutte le emissioni GHG Scope 1, 2 e 3 associate al portafoglio dei prodotti venduti. Gli scenari adottati dalla Direzione Aziendale sono costruiti tenendo conto di politiche, normative ed evoluzioni tecnologiche in essere o prevedibili per il futuro e delineano un percorso evolutivo del sistema energetico futuro, sulla base di un quadro economico e demografico, dell'analisi delle policy vigenti e di quelle annunciate e dello stato delle tecnologie, individuando, tra queste, quelle che ragionevolmente potranno raggiungere maturità tecnologica nell'orizzonte considerato. Le variabili di prezzo riflettono, pertanto, la migliore stima da parte del management dei fondamentali dei diversi mercati energetici che incorpora i trend di decarbonizzazione in atto e quelli che prevedibilmente potranno delinearsi e sono oggetto di costante benchmark con le view degli analisti di mercato e dei peer dell'industria energetica.

(1) Gli IFRS comprendono anche gli International Accounting Standards (IAS), tuttora in vigore, nonché i documenti interpretativi redatti dall'IFRS Interpretations Committee, precedentemente denominato International Financial Reporting Interpretations Committee (IFRIC) e ancor prima Standing Interpretations Committee (SIC).

(2) I principi contabili internazionali utilizzati ai fini della redazione del bilancio consolidato sono coincidenti con quelli emanati dallo IASB in vigore per l'esercizio 2023.



88441/509

Tali scenari sono alla base di stime e giudizi significativi relativi a: (i) la valutazione dell'intenzione di proseguire i progetti esplorativi; (ii) la verifica della recuperabilità delle attività non correnti e delle esposizioni creditizie verso le National Oil Company; (iii) la definizione delle vite utili e dei valori residui dei fixed asset; (iv) gli impatti sui fondi per rischi e oneri (ad es. anticipo nel timing atteso per il sostenimento dei costi di smantellamento e ripristino siti).

Principi di consolidamento

Imprese controllate

Il bilancio consolidato comprende il bilancio di Eni SpA e delle sue imprese controllate, direttamente o indirettamente.

Al riguardo, un investitore controlla un'impresa quando è esposto, o ha diritto a partecipare, alla variabilità dei relativi ritorni economici ed è in grado di influenzare tali ritorni attraverso l'esercizio del proprio potere decisionale sulla stessa.

I valori delle imprese controllate sono inclusi nel bilancio consolidato, sulla base di principi contabili uniformi, a partire dalla data in cui se ne assume il controllo e fino alla data in cui tale controllo cessa di esistere.

Le attività e le passività, gli oneri e i proventi delle imprese consolidate sono rilevati integralmente nel bilancio consolidato (cd. metodo dell'integrazione globale) apportando le appropriate elisioni dei rapporti intercompany (v. punto "Operazioni infragruppo"); il valore contabile delle partecipazioni è eliminato a fronte della corrispondente frazione di patrimonio netto. Le quote del patrimonio netto e del risultato economico di competenza delle interessenze di terzi sono iscritte in apposite voci degli schemi di bilancio.

Tenuto conto della mancanza di effetti rilevanti⁽³⁾ ai fini della corretta rappresentazione della situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo⁽⁴⁾, sono escluse dal consolidamento secondo il metodo dell'integrazione globale: (i) le società controllate non significative né singolarmente né nel complesso; e (ii) le società controllate che svolgono il ruolo di operatore unico nella gestione di contratti petroliferi per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria. In quest'ultimo caso, l'attività è finanziata pro quota, sulla base di budget approvati, dalle società partecipanti al contratto petrolifero cui sono periodicamente presentati i rendiconti degli esborsi e degli incassi derivanti dalla gestione del contratto. I costi e i ricavi, nonché i dati operativi (produzioni, riserve, ecc.) dell'iniziativa mineraria sono perciò rilevati pro quota direttamente nel bilancio delle società partecipanti a cui fanno carico, inoltre, le relative obbligazioni derivanti dall'iniziativa mineraria. In presenza di quote di partecipazione acquisite successivamente all'assunzione del controllo (acquisto di interessenze di terzi), l'eventuale differenza tra il costo di acquisto e il valore di iscrizione

della corrispondente frazione di patrimonio netto acquisita è rilevata nel patrimonio netto di competenza del Gruppo (tra gli "Utili (perdite) portate a nuovo"); analogamente, sono rilevati a patrimonio netto di competenza del Gruppo (tra gli "Utili (perdite) portate a nuovo") gli effetti derivanti dalla cessione di quote di minoranza senza perdita del controllo.

Differentemente, la cessione di quote che comporta la perdita del controllo determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale differenza tra il corrispettivo ricevuto e le corrispondenti attività nette consolidate cedute; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta; (iii) della stima del fair value di eventuali corrispettivi aggiuntivi, da regolarsi per cassa al verificarsi di determinate condizioni contrattualmente definite; (iv) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁽⁵⁾.

Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo, rappresenta il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

Interessenze in accordi a controllo congiunto

Il controllo congiunto è la condivisione, su base contrattuale, del controllo di un accordo, che esiste unicamente quando, per le decisioni relative alle attività rilevanti, è richiesto il consenso unanime di tutte le parti che condividono il controllo.

Una joint venture è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività nette dell'accordo. Le partecipazioni in joint venture sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Una joint operation è un accordo a controllo congiunto nel quale le parti che detengono il controllo congiunto vantano diritti sulle attività e obbligazioni per le passività (cd. enforceable right and obligation) relative all'accordo; nel bilancio consolidato è rilevata la quota di spettanza Eni delle attività/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività e i ricavi/costi afferenti alla joint operation sono valutati in conformità ai criteri di valutazione applicabili alla singola fattispecie.

Le società rappresentate da joint operation non rilevanti sono valutate secondo il metodo del patrimonio netto ovvero, quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo, al costo rettificato per perdite di valore.

(3) In base agli IFRS, un'informazione è rilevante se si può ragionevolmente presumere che la relativa omissione, errata presentazione od occultamento influenzi le decisioni degli utilizzatori principali del bilancio.

(4) Le partecipazioni in società controllate non consolidate con il metodo integrale sono valutate secondo i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto"; per maggiori informazioni si fa rinvio all'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2023".

(5) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex controllata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in altra posta del patrimonio netto.



8844 1/510

Le partecipazioni in joint venture, precedentemente classificate come joint operation, sono rilevate, alla data della modifica della classificazione dell'accordo a controllo congiunto, ad un ammontare pari al valore di iscrizione delle attività nette, precedentemente rilevate, linea per linea, sulla base delle quote di spettanza Eni.

Partecipazioni in imprese collegate

Una collegata è un'impresa su cui Eni esercita un'influenza notevole, intesa come il potere di partecipare alla determinazione delle relative scelte finanziarie e gestionali senza averne il controllo o il controllo congiunto.

Le partecipazioni in imprese collegate sono valutate con il metodo del patrimonio netto come indicato nel punto "Metodo del patrimonio netto".

Le imprese consolidate, le imprese controllate non consolidate, le joint venture, le partecipazioni in joint operation e le imprese collegate sono distintamente indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2023", che fa parte integrante delle presenti note. Nello stesso allegato è riportata anche la variazione dell'area di consolidamento verificatasi nell'esercizio.

Metodo del patrimonio netto

Le partecipazioni in joint venture, in imprese collegate e in imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento sono valutate con il metodo del patrimonio netto⁽⁶⁾.

In applicazione del metodo del patrimonio netto, le partecipazioni sono inizialmente iscritte al costo di acquisto⁽⁷⁾, allocando, analogamente a quanto previsto per le business combination, il costo sostenuto sulle attività/passività identificabili della partecipata; l'eventuale eccedenza non allocabile rappresenta il goodwill, non oggetto di rilevazione separata ma incluso nel valore di iscrizione della partecipazione. L'allocazione, operata in via provvisoria alla data di rilevazione iniziale, è rettificabile, con effetto retroattivo, entro i successivi dodici mesi per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di rilevazione iniziale. Successivamente, al fine di riflettere la quota di pertinenza del partecipante al patrimonio netto della partecipata e la relativa evoluzione, il valore di iscrizione è adeguato per tener conto: (i) della quota di pertinenza della partecipante dei risultati economici della partecipata realizzati dopo la data di acquisizione, rettificati per tener conto degli effetti dell'ammortamento e dell'eventuale svalutazione dei maggiori valori attribuiti alle attività della partecipata; e (ii) della quota di pertinenza della partecipante delle altre componenti

dell'utile complessivo della partecipata. I dividendi distribuiti dalla partecipata sono rilevati a riduzione del valore di iscrizione della partecipazione. Ai fini dell'applicazione del metodo del patrimonio netto, si considerano le rettifiche previste per il processo di consolidamento (v. anche punto "Imprese controllate"). Le perdite derivanti dall'applicazione del metodo del patrimonio netto eccedenti il valore di iscrizione della partecipazione, rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) su partecipazioni", sono allocate sugli eventuali crediti finanziari concessi alla partecipata il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro (cd. long-term interest), ridotti delle relative expected credit loss (v. oltre) e che rappresentano nella sostanza un ulteriore investimento nella società partecipata. La quota di pertinenza della partecipante di eventuali perdite della partecipata, eccedente il valore di iscrizione della partecipazione e di eventuali long-term interest (cd. investimento netto), 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.

Inoltre, in presenza di obiettive evidenze di perdita di valore (ad es. rilevanti inadempimenti contrattuali, significative difficoltà finanziarie, rischio di insolvenza della controparte, ecc.), la recuperabilità del valore di iscrizione dell'investimento netto risultante dall'applicazione dei criteri sopra indicati è verificata confrontando il valore di iscrizione dell'investimento netto con il relativo valore recuperabile, determinato adottando i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie". Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, la partecipazione e il relativo long-term interest sono rivalutati nei limiti delle svalutazioni effettuate, con imputazione degli effetti a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni".

La cessione di quote di partecipazione che comporta la perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata determina la rilevazione a conto economico: (i) dell'eventuale differenza tra il corrispettivo ricevuto e la corrispondente frazione del valore di iscrizione ceduta; (ii) dell'effetto dell'allineamento al relativo fair value dell'eventuale partecipazione residua mantenuta⁽⁸⁾; (iii) degli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla partecipata per i quali sia previsto il rigiro a conto economico⁽⁹⁾. Il valore dell'eventuale partecipazione mantenuta, allineato al relativo fair value alla data di perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, rappresenta il valore di riferimento per la successiva valutazione secondo i criteri di valutazione applicabili.

(6) Quando non si producono effetti significativi sulla situazione patrimoniale, economica e finanziaria del Gruppo, le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate non significative escluse dall'area di consolidamento, sono valutate al costo rettificato per perdite di valore.

(7) Nel caso di passaggio da partecipazione minoritaria a partecipazione valutata secondo il metodo del patrimonio netto, il costo è pari alla somma tra il fair value della quota precedentemente detenuta e il fair value dell'eventuale corrispettivo pagato.

(8) Se la partecipazione residua continua ad essere valutata con il metodo del patrimonio netto, in quanto qualificata come joint venture o collegata, la quota mantenuta non è adeguata al relativo fair value.

(9) Al contrario, gli eventuali valori rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo relativi alla ex joint venture o collegata, per i quali non è previsto il rigiro a conto economico, sono imputati in un'altra posta del patrimonio netto.



88441/54

Business combination

Le operazioni di business combination sono rilevate secondo l'acquisition method. Il corrispettivo trasferito in una business combination è determinato alla data di assunzione del controllo ed è pari al fair value delle attività trasferite, delle passività sostenute, nonché degli eventuali strumenti di capitale emessi dall'acquirente. Il corrispettivo trasferito include anche il fair value delle eventuali attività o passività per corrispettivi potenziali previsti contrattualmente e subordinati al realizzarsi di eventi futuri. I costi direttamente attribuibili all'operazione sono rilevati a conto economico.

Alla data di acquisizione del controllo, il patrimonio netto delle imprese partecipate è determinato attribuendo ai singoli elementi identificabili dell'attivo e del passivo patrimoniale il relativo fair value¹⁰, fatti salvi i casi in cui le disposizioni IFRS stabiliscano un differente criterio di valutazione. L'eventuale differenza tra il corrispettivo trasferito e il fair value delle attività nette acquisite, se positiva, è iscritta nell'attivo come "avviamento" (di seguito anche goodwill); se negativa, è rilevata a conto economico.

Nel caso di assunzione non totalitaria del controllo, la quota di patrimonio netto delle interessenze di terzi è determinata sulla base della quota di spettanza dei valori correnti attribuiti alle attività e passività alla data di assunzione del controllo, escluso l'eventuale goodwill a essi attribuibile (cd. partial goodwill method). Nel caso di assunzione del controllo in fasi successive, il costo di acquisto è determinato sommando il fair value della partecipazione precedentemente detenuta nell'acquisita e l'ammontare corrisposto per l'ulteriore quota partecipativa. La differenza tra il fair value della partecipazione precedentemente detenuta e il relativo valore di iscrizione è imputata a conto economico. Inoltre, in sede di assunzione del controllo, eventuali ammontari precedentemente rilevati nelle altre componenti dell'utile complessivo sono imputati a conto economico ovvero in un'altra posta del patrimonio netto, nel caso in cui non sia previsto il rigiro a conto economico.

Quando la determinazione dei valori delle attività e passività dell'acquisita è operata in via provvisoria nell'esercizio in cui la business combination è conclusa, i valori rilevati sono rettificati, con effetto retroattivo, non oltre i dodici mesi successivi alla data di acquisizione, per tener conto di nuove informazioni su fatti e circostanze esistenti alla data di acquisizione.

L'acquisizione di interessenze in una joint operation che rappresenta un business è rilevata, per gli aspetti applicabili, in modo analogo a quanto previsto per le business combination. Al riguardo, nel caso di assunzione del controllo in fasi successive su un business precedentemente classificato come joint operation, la quota delle attività nette precedentemente posseduta è allineata al relativo fair value alla data di acquisizione del controllo, rilevando a conto economico la differenza¹¹.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: PARTECIPAZIONI E BUSINESS COMBINATION

La verifica dell'esistenza del controllo, del controllo congiunto, dell'influenza notevole su un'altra entità nonché, nel caso delle joint operation, la verifica dell'esistenza di enforceable right and obligation sulle relative attività e passività richiede l'esercizio di un giudizio professionale complesso da parte della Direzione Aziendale operato considerando le caratteristiche della struttura societaria, gli accordi tra le parti, nonché ogni altro fatto e circostanza che risulti rilevante ai fini di tale verifica. L'utilizzo di stime contabili significative caratterizza inoltre i processi di allocazione del fair value alle attività e passività identificabili acquisite in sede di business combination. Nel processo di allocazione, anche in sede di rilevazione iniziale di partecipazioni valutate secondo il metodo del patrimonio netto, Eni adotta le metodologie di valutazione generalmente utilizzate dagli operatori di mercato considerando le informazioni disponibili e, per le acquisizioni più significative, si avvale di valutazioni esterne.

Operazioni infragruppo

Gli utili derivanti da operazioni tra le imprese consolidate e non ancora realizzati nei confronti di terzi sono eliminati così come sono eliminati i crediti, i debiti, i proventi, gli oneri, le garanzie, gli impegni e i rischi tra imprese consolidate¹². Gli utili non realizzati derivanti da operazioni con società valutate secondo il metodo del patrimonio netto sono eliminati per la quota di competenza del Gruppo; il trattamento contabile indicato è applicato anche nel caso di trasferimento di business alle partecipate (cd. downstream transaction). In entrambi i casi, le perdite infragruppo non sono eliminate in quanto rappresentative di un effettivo minor valore del bene ceduto.

Conversione dei bilanci in valuta diversa dall'euro

I bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, che rappresenta la valuta funzionale della capogruppo nonché la valuta di presentazione del bilancio consolidato, sono convertiti in euro applicando alle voci dell'attivo e del passivo patrimoniale i cambi correnti alla data di chiusura dell'esercizio, alle voci del patrimonio netto i cambi storici e alle voci del conto economico e del rendiconto finanziario i cambi medi dell'esercizio.

Le differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese partecipate operanti in valuta diversa dall'euro, derivanti dall'applicazione di cambi diversi per le attività e le passività, per il patrimonio netto e per il conto economico, sono rilevate nella voce di patrimonio netto "Riserva per differenze cambio da conversione" per la parte di competenza del Gruppo¹³. La riserva per differenze di cambio è rilevata a conto eco-

(10) I criteri per la determinazione del fair value sono illustrati al punto "Valutazioni al fair value".

(11) L'acquisizione di interest aggiuntivi in una joint operation rappresentativa di un business, che non comporta l'assunzione del controllo, non determina il rimeasurment delle quote precedentemente detenute.

(12) Le differenze di cambio associate a elementi monetari infragruppo derivanti da operazioni concluse tra imprese consolidate operanti con valute differenti non sono oggetto di eliminazione.

(13) La quota di pertinenza di terzi delle differenze cambio da conversione dei bilanci delle imprese controllate operanti in valuta diversa dall'euro è rilevata nella voce di patrimonio netto "Interessenze di terzi".



8844 1/512

nomico all'atto della dismissione integrale ovvero al momento della perdita del controllo, del controllo congiunto o dell'influenza notevole sulla partecipata. All'atto della dismissione parziale, senza perdita del controllo, la quota delle differenze di cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è attribuita al patrimonio netto di competenza delle interessenze di terzi. In caso di dismissione parziale, senza perdita del controllo congiunto o dell'influenza notevole, la quota delle differenze cambio afferente alla frazione di partecipazione ceduta è im-

putata a conto economico. Il rimborso del capitale effettuato da una controllata operante in valuta diversa dall'euro, senza modifica dell'interessenza partecipativa detenuta, comporta l'imputazione a conto economico della corrispondente quota delle differenze di cambio.

I bilanci utilizzati per la conversione sono quelli espressi nella valuta funzionale che per le imprese che non adottano l'euro è prevalentemente il dollaro USA. I principali cambi utilizzati per operare la conversione dei bilanci in valuta diversa dall'euro sono di seguito indicati:

(ammontare di valuta per €1)	Cambi medi dell'esercizio 2023	Cambi al 31 dicembre 2023	Cambi medi dell'esercizio 2022	Cambi al 31 dicembre 2022	Cambi medi dell'esercizio 2021	Cambi al 31 dicembre 2021
Dollaro USA	1,08	1,11	1,05	1,07	1,18	1,13
Sterlina inglese	0,87	0,87	0,85	0,89	0,86	0,84
Dollaro australiano	1,63	1,63	1,52	1,57	1,57	1,56

Criteri di valutazione

I criteri di valutazione più rilevanti adottati per la redazione del bilancio consolidato sono indicati nei punti seguenti.

Attività mineraria

Con riferimento alle attività di esplorazione, appraisal e sviluppo sono adottati i principi del successful efforts method di seguito descritti.

Acquisizione di permessi esplorativi

I costi sostenuti per l'acquisizione di diritti esplorativi (o per la loro estensione) sono inizialmente capitalizzati all'interno delle attività immateriali come "diritti esplorativi - unproved" in attesa di valutare l'esito delle attività di esplorazione e valutazione. Tali diritti esplorativi unproved non sono ammortizzati ma sottoposti a verifica della recuperabilità del relativo valore di iscrizione avendo riguardo alla conferma del commitment della società a proseguire le attività di esplorazione e considerando fatti e circostanze che possano evidenziare la presenza di incertezze in merito alla recuperabilità del valore iscritto. Se non sono pianificate ulteriori attività, il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi è imputato a conto economico come radiazione (di seguito anche write-off). I diritti esplorativi di valore non significativo sono raggruppati e ammortizzati a quote costanti lungo il periodo di esplorazione accordato. A seguito della scoperta di riserve certe (cioè dopo la rilevazione di riserve e l'approvazione interna del progetto di sviluppo), il valore di iscrizione dei relativi diritti esplorativi unproved è riclassificato, sempre all'interno della voce "Attività immateriali", come "diritti esplorativi proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei diritti esplorativi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value, al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i permessi esplorativi "proved" sono ammortizzati con

il metodo dell'unità di prodotto (cd. metodo UOP, descritto al punto "Ammortamento UOP").

Acquisizione di titoli minerari

I costi sostenuti per l'acquisizione di titoli minerari sono rilevati in relazione alle attività acquisite (potenziale esplorativo, riserve possibili, riserve probabili, riserve certe). Quando l'acquisto riguarda nel complesso riserve e potenziale esplorativo, il costo è attribuito alle diverse attività acquisite sulla base del valore determinato attualizzando i corrispondenti flussi di cassa attesi.

I costi di acquisizione del potenziale esplorativo sono valutati utilizzando i criteri indicati nel precedente punto "Acquisizione di permessi esplorativi". I costi delle riserve certe sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP"). I costi delle riserve probabili e delle riserve possibili (cd. unproved mineral interest) sono sospesi in attesa dell'esito delle attività di appraisal e di identificazione delle modalità di sviluppo funzionali alla promozione a riserve certe; in caso di esito negativo delle predette attività, sono rilevati a conto economico.

Esplorazione ed appraisal

I costi esplorativi relativi a studi geologici e geofisici sono rilevati direttamente a conto economico al momento del sostenimento.

I costi direttamente associati ad un pozzo esplorativo sono inizialmente rilevati all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione - unproved" (pozzi esplorativi in progress), fino al momento in cui la perforazione del pozzo è completata e possono continuare ad essere capitalizzati nei 12 mesi successivi in attesa della valutazione dei risultati della perforazione (pozzi esplorativi suspended). Se al termine di tale periodo si accerta che il risultato è negativo o che il ritrovamento non è sufficientemente significativo per giustificare lo sviluppo, i pozzi sono dichiarati dry/unsuccessful e i relativi costi imputati a conto economico come write-off. Al contrario, tali costi continuano ad essere capitalizzati se



8844 1/513

e fintanto che: (i) il pozzo ha determinato la scoperta di una quantità di riserve tale da giustificare il suo completamento come pozzo di produzione; e (ii) la società sta compiendo sufficienti progressi volti a valutare le riserve e la fattibilità economica ed operativa del progetto; diversamente, i costi capitalizzati sono imputati a conto economico come write-off. Medesimi criteri di rilevazione sono adottati per i costi relativi all'attività di appraisal. In caso di ritrovamento di riserve certe di petrolio e/o gas naturale, i relativi costi capitalizzati come unproved sono riclassificati, sempre all'interno delle attività materiali in corso, come "costi di esplorazione e valutazione - proved". Al momento della riclassifica e, in ogni caso, quando si verificano eventi che fanno presumere una riduzione di valore delle attività, il valore di iscrizione dei costi da riclassificare come proved è sottoposto a verifica di recuperabilità considerando il maggiore tra il valore d'uso e il fair value al netto dei costi di vendita. A partire dall'avvio della produzione, i costi di esplorazione e valutazione classificati come "proved" sono ammortizzati secondo il metodo UOP (v. punto "Ammortamento UOP").

Sviluppo

I costi di sviluppo, ivi inclusi i costi relativi ai pozzi di sviluppo unsuccessful e danneggiati, sono inizialmente capitalizzati come "Attività materiali in corso - proved". I costi di sviluppo sostenuti per ottenere l'accesso alle riserve certe e per la costruzione e l'installazione degli impianti necessari all'estrazione, trattamento, raccolta e stoccaggio di idrocarburi sono ammortizzati, a partire dall'inizio della produzione, prevalentemente con il metodo UOP. In caso di non fattibilità/non prosecuzione dei progetti di sviluppo, i relativi costi sono imputati a conto economico come write-off nel periodo in cui viene deciso l'abbandono del progetto stesso. Le svalutazioni/riprese di valore dei costi di sviluppo sono effettuate applicando i criteri previsti per le attività materiali.

Ammortamento UOP

Con riferimento al processo di ammortamento degli investimenti afferenti l'attività mineraria, considerata la stretta correlazione tra la loro vita utile e la disponibilità delle riserve certe di idrocarburi, l'ammortamento è generalmente effettuato attraverso il metodo UOP applicando agli investimenti da ammortizzare a fine periodo¹⁴ l'aliquota ottenuta dal rapporto tra i volumi estratti nel trimestre e le riserve esistenti alla fine del trimestre, incrementate dei volumi estratti nel trimestre stesso. Il metodo è applicato con riferimento al più piccolo insieme che realizza una correlazione diretta tra gli investimenti da ammortizzare e le riserve di idrocarburi. Ai fini dell'ammortamento dei diritti esplorativi e dei titoli minerari acquisiti qualificati come "proved" rilevano le riserve certe. Ai fini dell'ammortamento dei costi di esplorazione e di appraisal "proved" e dei costi di sviluppo rilevano le riserve certe sviluppate ovvero le complessive riserve certe ai fini

dell'ammortamento di common facility a servizio di una pluralità di campi. Le riserve certe sono stimate sulla base della normativa U.S. SEC che richiede l'utilizzo della media annuale dei prezzi di petrolio e gas ai fini della valutazione della relativa producibilità economica; significative variazioni dei prezzi di riferimento possono determinare aliquote di ammortamento disallineate rispetto alle modalità di ottenimento dei benefici economici futuri attese da tali asset, al punto da comportare, ad esempio, l'ammortamento integrale di asset non correnti in un arco temporale di breve termine. In tali fattispecie, le riserve utilizzate ai fini della determinazione dell'aliquota di ammortamento UOP, sono stimate in base a parametri di economicità ragionevoli e coerenti con le previsioni di produzione definite dal management, al fine di riflettere meglio le modalità attese di ottenimento dei benefici economici futuri derivanti da tali asset.

Produzione

I costi relativi all'attività di produzione (estrazione, manutenzione ordinaria dei pozzi, ecc.) sono rilevati a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenuti.

Production Sharing Agreement e contratti di service

Le riserve relative ai Production Sharing Agreement sono determinate sulla base delle clausole contrattuali relative al rimborso dei costi sostenuti per i lavori di esplorazione, sviluppo e produzione svolti con l'apporto di proprie tecnologie e mezzi finanziari (cost oil) e alla quota di spettanza delle produzioni realizzate non destinate al rimborso dei costi sostenuti (profit oil). I ricavi derivanti dalla cessione delle produzioni ritirate (cost oil e profit oil) sono rilevati per competenza economica; i costi sostenuti relativi alle attività di esplorazione, sviluppo e produzione sono rilevati secondo i criteri indicati in precedenza. Un meccanismo analogo caratterizza alcuni contratti di servizio dove il corrispettivo per il servizio reso è riconosciuto tramite quote di spettanza della produzione.

Le quote di produzioni e di riserve tengono conto delle quote di idrocarburi equivalenti alle imposte dovute nei casi in cui gli accordi contrattuali prevedono che l'onere tributario a carico della società sia assolto dall'ente nazionale in nome e per conto della società a valere sulla quota di profit oil. In relazione a ciò, è rilevato l'incremento dell'imponibile, tramite l'aumento dei ricavi, e il corrispondente stanziamento dell'onere di imposta.

Chiusura ed abbandono dei pozzi

I costi che si presume di sostenere al termine dell'attività di produzione per l'abbandono dell'area, lo smantellamento, la rimozione delle strutture e il ripristino del sito sono rilevati all'attivo patrimoniale secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali" e ammortizzati con il metodo UOP.

(14) Il periodo è inteso come il trimestre.



8844 1/514

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: ATTIVITÀ MINERARIA

La valutazione delle riserve di petrolio e di gas naturale si basa su metodi di tipo ingegneristico che hanno un margine intrinseco di aleatorietà. Le riserve certe rappresentano le quantità stimate di idrocarburi che, sulla base dei dati geologici e di ingegneria, potranno con ragionevole certezza essere economicamente producibili nelle condizioni tecniche ed economiche esistenti al momento della stima.

Nonostante esistano autorevoli linee guida sui criteri ingegneristici e geologici che devono essere rispettati affinché le riserve possano essere classificate come certe, l'accuratezza della stima delle riserve dipende da un insieme di fattori, assunzioni e variabili, che includono: (i) la qualità dei dati geologici, tecnici ed economici disponibili e la loro interpretazione e valutazione; (ii) le stime riguardanti l'andamento futuro dei tassi di produzione e le previsioni di costi operativi e dei tempi di sostenimento dei costi di sviluppo; (iii) modifiche della normativa fiscale vigente, delle regolamentazioni amministrative e delle condizioni contrattuali; (iv) l'esito di perforazioni e di test di produzione e l'effettiva performance produttiva dei giacimenti successivamente alla data della stima che può determinare sostanziali revisioni al rialzo o al ribasso; (v) le variazioni dei prezzi di petrolio e gas naturale che potrebbero influire sulle quantità delle riserve certe, poiché la loro stima si basa sui prezzi e sui costi esistenti alla data della stima.

Una riduzione del prezzo del petrolio o la previsione di costi operativi e di sviluppo più elevati possono compromettere la capacità della società di produrre economicamente le riserve certe, determinando revisioni negative di stima.

Molti dei fattori, assunzioni e variabili coinvolte nella stima delle riserve certe sono soggetti a modifiche nel tempo e, pertanto, influenzano le quantità di riserve certe che saranno effettivamente prodotte; analoghe incertezze riguardano la stima delle riserve unproved.

La valutazione della potenzialità economica di una scoperta mineraria è effettuata nell'arco dei 12 mesi successivi al completamento della perforazione di un pozzo esplorativo. Il processo di delineazione della scoperta, che comporta lo svolgimento di ulteriori attività di appraisal e di identificazione delle migliori modalità di sviluppo, richiede, nella maggior parte dei casi, un periodo di tempo maggiore in funzione della complessità del progetto e del volume di investimenti associati.

Durante tale periodo, i costi relativi ai pozzi esplorativi rimangono sospesi all'attivo patrimoniale. Ad ogni modo, tali costi capitalizzati sono oggetto di verifica, almeno annuale, al fine di confermare l'intenzione di sviluppare, o in ogni caso di valorizzare, la scoperta.

Le riserve di un giacimento sono classificate come certe solo quando sono stati verificati tutti i criteri per l'attribuzione della qualifica

di riserve certe. Le riserve certe possono essere classificate come sviluppate o non sviluppate. Il passaggio a riserve certe sviluppate avviene in conseguenza dell'attività di sviluppo, normalmente in corrispondenza dell'avvio della produzione. Nei principali progetti di sviluppo trascorrono tipicamente da uno a quattro anni, tra la registrazione iniziale delle riserve e l'avvio della produzione.

Le stime delle riserve rilevano ai fini della determinazione degli ammortamenti (v. punto "Ammortamento UOP"). In particolare, ai fini dell'ammortamento, determinato secondo il metodo UOP, assumendo la costanza delle altre variabili, un aumento delle riserve certe stimato per singolo giacimento riduce la quota di ammortamento a carico del periodo e viceversa. Ai fini del processo di impairment, le stime delle riserve sono utilizzate per la definizione dei flussi di cassa futuri delle attività petrolifere che rappresentano uno degli elementi fondamentali per determinare l'ammontare dell'eventuale svalutazione.

Attività materiali

Le attività materiali, ivi inclusi gli investimenti immobiliari, sono rilevate secondo il criterio del costo e iscritte al prezzo di acquisto o al costo di produzione comprensivo dei costi accessori di diretta imputazione necessari a rendere le attività pronte all'uso¹⁵. Quando è necessario un rilevante periodo di tempo affinché il bene sia pronto all'uso, il prezzo di acquisto o il costo di produzione include gli oneri finanziari sostenuti che teoricamente si sarebbero risparmiati, nel periodo necessario a rendere il bene pronto all'uso, qualora l'investimento non fosse stato fatto. In presenza di obbligazioni attuali per lo smantellamento, la rimozione delle attività e il ripristino dei siti, il valore di iscrizione include i costi stimati (attualizzati) da sostenere al momento dell'abbandono delle strutture, rilevati in contropartita a uno specifico fondo (v. punto "Fondi per lo smantellamento e il ripristino dei siti"). Analoga impostazione è adottata con riferimento alle obbligazioni attuali per la realizzazione di progetti sociali in aree di sviluppo petrolifero (cd. social project).

Non è ammesso effettuare rivalutazioni delle attività materiali, neanche in applicazione di leggi specifiche.

I costi per migliorie, ammodernamento e trasformazione delle attività materiali sono rilevati all'attivo patrimoniale quando è probabile che incrementino i benefici economici futuri attesi dal bene. Sono rilevati all'attivo patrimoniale anche gli elementi acquistati per ragioni di sicurezza o ambientali che, seppur non incrementando direttamente i benefici economici futuri delle attività esistenti, sono necessari per lo svolgimento dell'attività aziendale.

L'ammortamento delle attività materiali ha inizio quando il bene è pronto all'uso, ossia quando è nel luogo e nelle condizioni necessari perché sia in grado di operare secondo le modalità programmate.

(15) Quando l'accordo di compravendita di un'attività materiale prevede, oltre alla corresponsione di un pagamento iniziale, futuri pagamenti aggiuntivi subordinati al realizzarsi di condizioni o eventi futuri (cd. contingent consideration), alla data di acquisizione il costo di acquisto è pari al corrispettivo pagato e non include la stima del contingent consideration; la passività per contingent consideration è rilevata, in contropartita all'attività materiale, quando si risolve l'incertezza a cui essa è connessa.



88441/515

Le attività materiali sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile, intesa come la stima del periodo in cui l'attività sarà utilizzata dall'impresa.

Quando l'attività materiale è costituita da più componenti significative aventi vite utili differenti, l'ammortamento è effettuato per ciascuna componente. Il valore da ammortizzare è rappresentato dal valore di iscrizione ridotto del presumibile valore netto di cessione al termine della sua vita utile, se significativo e ragionevolmente determinabile. Non sono oggetto di ammortamento i terreni, anche se acquistati congiuntamente a un fabbricato, nonché le attività materiali destinate alla vendita (v. punto "Attività destinate alla vendita e discontinued operation"). Eventuali modifiche al piano di ammortamento, derivanti da revisione della vita utile dell'asset, del valore residuo ovvero delle modalità di ottenimento dei benefici economici dell'attività, sono rilevate prospetticamente.

I beni gratuitamente devolvibili sono ammortizzati nel periodo di durata della concessione o della vita utile del bene se minore.

I costi di sostituzione di componenti identificabili di beni complessi sono rilevati all'attivo patrimoniale e ammortizzati lungo la loro vita utile; il valore di iscrizione residuo della componente oggetto di sostituzione è rilevato a conto economico. Le migliorie non rimovibili apportate su beni condotti in leasing sono ammortizzate lungo la minore tra la vita utile delle migliorie stesse e la durata del leasing. Le spese di manutenzione e riparazione ordinarie, diverse dalle sostituzioni di componenti identificabili, che reintegrano e non incrementano le prestazioni dei beni, sono rilevate a conto economico nell'esercizio in cui sono sostenute.

Le attività materiali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

Leasing¹⁶

Un contratto contiene o rappresenta un leasing se conferisce al contraente il diritto di controllare l'utilizzo di un asset identificato per un periodo di tempo stabilito in cambio di un corrispettivo¹⁷; tale diritto sussiste se il contratto attribuisce al locatario il diritto di dirigere l'asset e ottenere sostanzialmente tutti i benefici economici derivanti dal suo utilizzo.

Alla commencement date, ossia alla data in cui il bene è reso disponibile per l'uso, il locatario rileva, nello stato patrimoniale, un'attività rappresentativa del diritto di utilizzo del bene (di seguito anche

"attività per diritto di utilizzo" o "right-of-use asset"), e una passività rappresentativa dell'obbligazione ad effettuare i pagamenti previsti lungo la durata del contratto (di seguito anche "passività per leasing" o "lease liability")¹⁸. La durata del leasing è determinata considerando il periodo non annullabile del contratto, nonché, ove vi sia la ragionevole certezza, anche i periodi considerati dalle opzioni di estensione ovvero connessi al mancato esercizio delle opzioni di risoluzione anticipata del contratto.

La passività per leasing è rilevata inizialmente ad un ammontare pari al valore attuale dei seguenti pagamenti dovuti per il leasing¹⁹, non ancora effettuati alla commencement date: (i) pagamenti fissi (o sostanzialmente fissi), al netto di eventuali incentivi da ricevere; (ii) pagamenti variabili che dipendono da indici o tassi²⁰; (iii) stima del pagamento che il locatario dovrà effettuare a titolo di garanzia del valore residuo del bene locato; (iv) pagamento del prezzo di esercizio dell'opzione di acquisto, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitarla; e (v) pagamento di penalità contrattuali per la risoluzione del leasing, se il locatario è ragionevolmente certo di esercitare tale opzione. Il valore attuale dei suddetti pagamenti è calcolato adottando un tasso di sconto pari al tasso di interesse implicito del leasing ovvero, qualora questo non fosse agevolmente determinabile, utilizzando il tasso di finanziamento incrementale del locatario. Quest'ultimo è definito tenendo conto della durata dei contratti di leasing, della periodicità dei pagamenti previsti contrattualmente, della valuta nella quale essi sono denominati e delle caratteristiche dell'ambiente economico del locatario (sintetizzate dal country risk premium attribuito ai singoli Paesi in cui opera Eni).

Dopo la rilevazione iniziale, la passività per leasing è valutata sulla base del costo ammortizzato ed è rideterminata, generalmente in contropartita al valore di iscrizione del correlato right-of-use asset, in presenza di una variazione dei pagamenti dovuti per il leasing a seguito principalmente di: (i) rinegoziazioni contrattuali che non danno origine ad un nuovo leasing separato; (ii) variazioni di indici o tassi (a cui sono correlati i pagamenti variabili); o (iii) modifiche nella valutazione in merito all'esercizio delle opzioni contrattualmente previste (opzioni di acquisto del bene locato, opzioni di estensione o di risoluzione anticipata del contratto).

Il diritto di utilizzo di un bene in leasing è inizialmente rilevato al costo, determinato come sommatoria delle seguenti componenti: (i) l'importo iniziale della lease liability; (ii) i costi diretti iniziali sostenuti dal locatario²¹; (iii) eventuali pagamenti effettuati alla o prima della commencement date, al netto di eventuali incentivi ricevuti da parte del locatore; e (iv) la stima dei costi che il locatario prevede di soste-

(16) Per espressa disposizione dell'IFRS 16 sono esclusi dall'ambito di applicazione i leasing per l'esplorazione ed estrazione di risorse minerarie quali quelli afferenti all'utilizzo dei diritti minerari, all'affitto dei terreni e delle eventuali servitù di passaggio connesse con le attività Oil & Gas.

(17) La verifica dell'esistenza delle condizioni indicate è operata all'inception date rappresentata dalla data più recente tra la data di stipula del contratto e quella in cui le parti si impegnano a rispettare i principali termini contrattuali.

(18) Eni si avvale della possibilità, prevista dal principio contabile, di rilevare a conto economico i canoni relativi ai contratti di leasing di breve durata (per determinate classi di asset sottostanti) e a quelli di modico valore.

(19) Come consentito dalle previsioni del principio contabile, le non-lease component non sono generalmente oggetto di separata rilevazione, fatta eccezione per la componente servizio inclusa nel canone unico previsto dai principali contratti afferenti alle attività upstream (drilling rig).

(20) Differentemente, le altre tipologie di pagamenti variabili (ad es. canoni basati sull'utilizzo del bene locato) non sono incluse nel valore di iscrizione della lease liability, ma sono rilevate a conto economico come costi operativi lungo la durata del contratto di leasing.

(21) I costi diretti iniziali sono costi incrementali sostenuti dal locatario per l'ottenimento del leasing che non sarebbero stati sostenuti se il contratto di leasing non fosse stato sottoscritto.



8844 1/516

nere per lo smantellamento, la rimozione dell'asset sottostante e la bonifica del sito ovvero per riportare l'asset nelle condizioni stabilite dal contratto. Successivamente alla rilevazione iniziale, il right-of-use asset è rettificato per tener conto delle quote di ammortamento cumulate²², delle eventuali perdite di valore cumulate (v. punto "Impairment delle attività non finanziarie") e degli effetti legati ad eventuali rideterminazioni della passività per leasing.

Nel caso in cui gli ammortamenti dell'attività per diritto di utilizzo e gli interessi passivi maturati sulla lease liability siano direttamente associati alla realizzazione di asset, essi sono capitalizzati su tali asset e successivamente rilevati a conto economico tramite il processo di ammortamento/svalutazione ovvero come radiazione, essenzialmente nel caso di asset esplorativi.

Nell'ambito dell'attività mineraria, l'operatore di una joint operation non incorporata che sottoscrive un contratto di leasing come unico firmatario rileva: (i) il 100% della lease liability, se sulla base delle previsioni contrattuali e di ogni altro elemento rilevante ai fini della valutazione è considerato "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni nei confronti del fornitore; e (ii) il 100% del right-of-use asset, fatti salvi gli eventuali casi in cui sia ravvisabile contrattualmente la presenza di un sublease posto in essere con gli altri partner dell'iniziativa mineraria (cd. follower).

La quota di right-of-use asset iscritta dall'operatore e riferibile agli altri partner dell'iniziativa mineraria è oggetto di recupero attraverso i meccanismi contrattuali della joint operation, che prevedono l'addebito dei costi dell'iniziativa di spettanza dei follower (billing) e relativo pagamento (cash call). I riaddebiti ai follower dei costi sono rilevati dall'operatore come "Altri ricavi e proventi" nel conto economico e inclusi, nel rendiconto finanziario, all'interno del flusso di cassa netto da attività operativa.

Differentemente, quando il contratto di leasing è sottoscritto da tutti i partecipanti all'iniziativa mineraria, è rilevata la quota di spettanza del right-of-use asset e della lease liability sulla base del working interest detenuto.

Nessuna rilevazione di attività e passività per leasing è effettuata nei casi in cui Eni non sia considerata "primary responsible" dell'adempimento delle obbligazioni del contratto di leasing e non sia ravvisabile, contrattualmente, la presenza di un sublease.

Quando i contratti di leasing sono posti in essere da società non controllate che svolgono il ruolo di operatore per conto delle società partecipanti all'iniziativa mineraria (cd. operating company), coerentemente con la previsione dei riaddebiti ai partecipanti dei costi connessi con lo svolgimento delle attività, è previsto il riconoscimento nei bilanci dei partecipanti all'iniziativa mineraria della propria quota di right-of-use asset e di lease liability sulla base del working interest definito avuto riguardo alle previsioni, ove attendibilmente determinabili, dell'utilizzo dei beni assunti in leasing.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: OPERAZIONI DI LEASING

Per quanto riguarda i contratti di leasing, la Direzione Aziendale effettua stime contabili ed esercita giudizi significativi con riferimento a: (i) la determinazione della durata dei leasing, tenendo conto di tutti i fatti e circostanze che generano un incentivo economico, o meno, all'esercizio di eventuali opzioni di estensione e/o di risoluzione previste nel contratto; (ii) la determinazione del tasso di finanziamento incrementale del locatario; (iii) l'individuazione e, ove appropriato, la separazione delle non-lease component, in assenza di un prezzo stand-alone osservabile per tali componenti, tenendo anche conto di approfondimenti svolti con esperti esterni; (iv) la rilevazione dei contratti di leasing afferenti a mezzi utilizzati nelle attività Oil & Gas (principalmente drilling rig e FPSO) posti in essere in qualità di operatore dell'iniziativa mineraria intrapresa nell'ambito di una joint operation non incorporata avuto riguardo alle valutazioni sulla natura di "primary responsible" dell'operatore e alla verifica dei rapporti con gli altri partecipanti all'iniziativa mineraria; (v) l'identificazione dei pagamenti variabili e delle loro caratteristiche ai fini della stima per l'inclusione, o meno, nella determinazione della lease liability.

Attività immateriali

Le attività immateriali comprendono le attività non monetarie prive di consistenza fisica identificabili, controllate dall'impresa e in grado di produrre benefici economici futuri, nonché il goodwill. Le attività immateriali sono iscritte al costo determinato secondo i criteri indicati al punto "Attività materiali". Non è ammesso effettuare rivalutazioni, neanche in applicazione di leggi specifiche.

Le attività immateriali aventi vita utile definita sono ammortizzate sistematicamente lungo la loro vita utile; per l'ammortamento valgono i criteri indicati al punto "Attività materiali".

Il goodwill e le attività immateriali aventi vita utile indefinita non sono oggetto di ammortamento. Per la recuperabilità del valore di iscrizione del goodwill e delle altre attività immateriali valgono i criteri indicati al punto "Impairment delle attività non finanziarie".

I costi connessi con l'acquisizione di nuova clientela sono rilevati all'attivo patrimoniale purché ne sia dimostrata la recuperabilità. Il valore di iscrizione dell'attività immateriale afferente a tali costi contrattuali è ammortizzato su una base sistematica coerente con il trasferimento al cliente dei beni o servizi a cui fa riferimento ed è sottoposto a verifica di recuperabilità.

I costi relativi all'attività di sviluppo tecnologico, ivi inclusi i costi per lo sviluppo di progetti CCS (Carbon, Capture and Storage) antecedenti la costruzione dell'infrastruttura fisica, sono rilevati all'attivo patrimoniale quando: (i) il costo attribuibile all'attività di sviluppo è

(22) L'ammortamento è effettuato sistematicamente a partire dalla commencement date e fino alla data più recente tra: (i) il termine della vita utile del right-of-use asset; e (ii) la fine della durata del leasing. Tuttavia, nel caso in cui il leasing trasferisca la proprietà dell'asset locato al locatario alla fine della durata del leasing, o se il valore dell'attività per diritto di utilizzo considera anche il fatto che il locatario eserciterà l'opzione di acquisto, il right-of-use asset è ammortizzato sistematicamente lungo la vita utile dell'asset sottostante.



88441/517

attendibilmente determinabile; (ii) vi è l'intenzione, la disponibilità di risorse finanziarie e la capacità tecnica a rendere l'attività disponibile all'uso o alla vendita; (iii) è dimostrabile che l'attività sia in grado di produrre benefici economici futuri.

Le attività immateriali sono eliminate contabilmente al momento della loro dismissione o quando nessun beneficio economico futuro è atteso dal loro utilizzo o dismissione; il relativo utile o perdita è rilevato a conto economico.

Impairment delle attività non finanziarie

La recuperabilità delle attività non finanziarie (attività materiali, attività immateriali e right-of-use asset) è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

La valutazione di recuperabilità è effettuata per singola cash generating unit (di seguito anche "CGU") rappresentata dal più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata ampiamente indipendenti da quelli generati da altre attività. Le CGU possono includere i corporate asset, ossia attività che non generano flussi di cassa autonomi, ma che contribuiscono ai flussi di cassa di una pluralità di CGU; le quote di corporate asset sono attribuite ad una specifica CGU o, laddove non possibile, ad un aggregato più ampio di CGU su basi ragionevoli e coerenti. Con riferimento al goodwill, la verifica è effettuata, almeno annualmente e comunque quando si verificano eventi che fanno presupporre una riduzione del valore, a livello del più piccolo aggregato sulla base del quale la Direzione Aziendale valuta, direttamente o indirettamente, il ritorno dell'investimento che include il goodwill stesso. I right-of-use asset, che generalmente non producono flussi di cassa autonomi, sono allocati alla CGU a cui si riferiscono; i right-of-use asset che non sono specificatamente allocabili alle CGU sono considerati corporate asset. La recuperabilità del valore di iscrizione delle common facility del settore E&P è verificata considerando il complesso dei valori recuperabili delle CGU che beneficiano dell'infrastruttura comune.

La recuperabilità è verificata confrontando il valore di iscrizione con il relativo valore recuperabile rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto dei costi di dismissione, e il valore d'uso. Quest'ultimo è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso della CGU e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione al termine della relativa vita utile al netto dei costi di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e supportabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche che si verificheranno nella residua vita utile della CGU, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno.

Ai fini della verifica della recuperabilità di cash generating unit che includono right-of-use asset significativi, la determinazione del va-

lore d'uso avviene, generalmente, escludendo dalla stima dei flussi di cassa futuri, oggetto di attualizzazione, gli esborsi relativi ai pagamenti dei canoni di leasing considerati ai fini della determinazione della lease liability.

Per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico-finanziarie e per la valutazione a vita intera degli investimenti. In particolare, per i flussi di cassa associati al greggio, al gas naturale e ai prodotti petroliferi (e a quelli da essi derivati) lo scenario prezzi è oggetto di approvazione da parte del Consiglio di Amministrazione (v. punto "Stime contabili e giudizi significativi formulati per tener conto degli impatti dei rischi climatici").

Ai fini dell'impairment test, si considerano anche gli esborsi che si prevede di sostenere per assicurare la compliance con la normativa in materia di emissioni di CO₂ (ad es. Emission Trading Scheme) ovvero che si prevede di sostenere su base volontaria (ad es. gli esborsi connessi con i certificati forestali acquistati o prodotti in coerenza con la strategia di decarbonizzazione della società - di seguito anche "forestry").

In particolare, in sede di determinazione del valore d'uso, avuto riguardo agli obiettivi connessi con la strategia di decarbonizzazione sono considerati gli esborsi per iniziative di forestry²³ ad integrazione delle previsioni degli esborsi operativi; al riguardo, anche considerato che le iniziative forestali possono essere sviluppate in Paesi dove non è presente Eni e tenuto conto della difficoltà di operare un'allocatione, su basi ragionevoli e coerenti, alle differenti CGU del settore di riferimento, i relativi esborsi, attualizzati, sono considerati a riduzione del complessivo headroom del settore E&P.

Ai fini della determinazione del valore d'uso, i flussi di cassa previsti sono oggetto di attualizzazione ad un tasso che riflette le valutazioni correnti di mercato del valore temporale del denaro e dei rischi specifici dell'attività non riflesse nelle stime dei flussi di cassa. In particolare, il tasso di sconto utilizzato è il Weighted Average Cost of Capital (WACC) rettificato del rischio Paese specifico in cui si trova la CGU oggetto di valutazione. La valorizzazione del rischio Paese specifico da includere nel tasso di sconto è definita sulla base delle informazioni fornite da provider esterni. I WACC sono differenziati in funzione della rischiosità espressa dai settori/business in cui opera l'attività. In particolare, per le attività appartenenti al settore Global Gas & LNG Portfolio (GGP), al business Chimica, al business Power, al business E-Mobility, Retail Domestic e Renewables, al business Fuel Sales, Biomethane e Green Refinery, al business Agri-Feedstock e al business Eni Rewind, la rischiosità è stata definita sulla base di un campione di società comparabili. Per il settore E&P e il business REVT (Refining EVolution and Transformation), la rischiosità è determinata, in maniera residuale, come differenza tra quella complessiva Eni e quella degli altri settori/business. Il valore d'uso è determinato al netto dell'effetto fiscale in quanto questo metodo produce valori sostanzialmente equivalenti a quelli otteni-

(23) Per i criteri di rilevazione dei certificati forestali v. il punto "Costi".



8844 1/518

bili attualizzando i flussi di cassa al lordo delle imposte ad un tasso di sconto ante imposte derivato, in via iterativa, dal risultato della valutazione post imposte.

Quando il valore di iscrizione della CGU comprensivo del goodwill a essa attribuito, determinato tenendo conto delle eventuali svalutazioni degli asset non correnti che fanno parte della cash generating unit, è superiore al valore recuperabile, la differenza è oggetto di svalutazione ed è attribuita in via prioritaria al goodwill fino a concorrenza del suo ammontare; l'eventuale eccedenza della svalutazione rispetto al goodwill è imputata pro quota al valore di libro degli asset che costituiscono la CGU, fino all'ammontare del relativo valore recuperabile.

Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni effettuate, le attività sono rivalutate e la rettifica è rilevata a conto economico; la ripresa di valore è effettuata per un importo pari al minore tra il valore recuperabile e il valore di iscrizione al lordo delle svalutazioni precedentemente effettuate e ridotto delle quote di ammortamento che sarebbero state rilevate qualora non si fosse proceduto alla svalutazione. Le svalutazioni del goodwill non sono oggetto di ripresa di valore²⁴.

Contributi in conto capitale

I contributi in conto capitale sono rilevati quando esiste la ragionevole certezza che saranno realizzate le condizioni previste dagli organi governativi concedenti per il loro ottenimento e sono rilevati a riduzione del prezzo di acquisto o del costo di produzione delle attività cui si riferiscono.

Rimanenze

Le rimanenze, incluse le scorte d'obbligo, sono valutate al minore tra il costo di acquisto o di produzione e il valore netto di realizzo; quest'ultimo valore è rappresentato dall'ammontare che l'impresa si attende di ottenere dalla loro vendita nel normale svolgimento dell'attività, al netto dei costi stimati per il completamento e per realizzare la vendita, ovvero, relativamente ai volumi di rimanenze di greggio e prodotti petroliferi sui quali insistono contratti di cessione già stipulati, dal prezzo di vendita pattuito. Le rimanenze derivanti da acquisti operati nella prospettiva di una rivendita nel breve periodo e dell'ottenimento di benefici economici derivanti dalle fluttuazioni del prezzo sono valutate al fair value al netto dei costi di vendita con imputazione degli effetti a conto economico. I materiali e gli altri beni di consumo posseduti per essere impiegati nel processo produttivo non sono oggetto di svalutazione qualora ci si attenda che i prodotti finiti nei quali verranno incorporati saranno venduti ad un prezzo tale da consentire il recupero del costo sostenuto.

Il costo delle rimanenze di idrocarburi (greggio, condensati e gas naturale) e di prodotti petroliferi è determinato applicando il metodo del costo medio ponderato su base trimestrale ovvero, quando la finalità di utilizzo e la velocità di rigiro (turnover) delle rimanenze di greggio e prodotti petroliferi lo giustificano, su un differente arco temporale (ad es. mensile); quello dei prodotti chimici è determinato applicando il costo medio ponderato su base annuale.

In presenza di clausole di "take-or-pay" all'interno di contratti di approvvigionamento a lungo termine di gas naturale, i volumi di gas non ritirati che determinino l'attivazione della clausola "pay", valorizzati alle formule di prezzo previste contrattualmente, sono rilevati nella voce "Altre attività" come "deferred cost" in contropartita alla voce "Debiti commerciali e altri debiti" ovvero all'esborso effettuato per il relativo regolamento. I deferred cost stanziati sono imputati a conto economico: (i) all'atto dell'effettivo ritiro del gas naturale, partecipando alla determinazione del costo medio ponderato del magazzino; (ii) per la parte non recuperabile quando si configura l'impossibilità di ritirare il gas precedentemente non prelevato, secondo le tempistiche contrattualmente previste. Inoltre, i deferred cost stanziati sono oggetto di valutazione, al fine di verificarne la recuperabilità economica, confrontando il loro valore di iscrizione con il relativo valore netto di realizzo determinato in analogia a quanto indicato per le rimanenze.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: IMPAIRMENT DELLE ATTIVITÀ NON FINANZIARIE

La recuperabilità delle attività non finanziarie è verificata quando eventi o modifiche delle circostanze fanno ritenere che il valore di iscrizione in bilancio non sia recuperabile.

Gli eventi che possono determinare una svalutazione di attività non finanziarie sono, ad esempio, variazioni nei piani industriali, variazioni nei prezzi di mercato che possono determinare minori performance operative, ridotto utilizzo degli impianti e, per gli asset minerari, significative revisioni in negativo delle stime delle riserve di idrocarburi o incrementi significativi delle stime dei costi di sviluppo e produzione. La decisione se procedere a una svalutazione e la quantificazione della stessa dipendono dalle valutazioni della Direzione Aziendale su fattori complessi e altamente incerti, tra i quali, l'evoluzione dei prezzi delle commodity, l'evoluzione dei tassi di attualizzazione, le previsioni in merito ai costi di sviluppo e produzione, l'impatto dell'inflazione e dell'evoluzione tecnologica, le previsioni sui profili produttivi e sulle condizioni della domanda e dell'offerta su scala globale o regionale anche in relazione al processo di decarbonizzazione, gli impatti delle modifiche normative e regolamentari, ecc. La definizione delle CGU e l'individuazione dell'appropriato livello di raggruppamento delle stesse ai fini della verifica della recuperabilità del valore di iscrizione del goodwill, di corporate asset nonché di common facility nel settore E&P, richiedono l'espressione di un giudizio da parte della Direzione Aziendale. In particolare, le CGU sono definite considerando, tra l'al-

(24) La svalutazione del goodwill rilevata in un periodo infrannuale non è oggetto di storno neppure nel caso in cui, sulla base delle condizioni esistenti in un periodo infrannuale successivo, la svalutazione sarebbe stata minore ovvero non rilevata.



88441/519

tro, le modalità con cui il management controlla l'attività operativa (ad es. per linee di business) o assume decisioni in merito a mantenere operativi o dismettere i beni e le attività della società. Analoghe considerazioni rilevano anche ai fini della verifica della recuperabilità fisica dei deferred cost (v. anche punto "Rimanenze") afferenti ai volumi di gas naturale non ritirati a fronte di contratti di approvvigionamento a lungo termine che prevedono clausole di "take-or-pay".

I flussi di cassa attesi utilizzati per la determinazione del valore recuperabile sono quantificati alla luce delle informazioni disponibili al momento della stima sulla base di giudizi soggettivi sull'andamento di variabili future, quali i prezzi, i costi, i tassi di crescita della domanda, i profili produttivi. In particolare, tenendo conto dei trend di decarbonizzazione in atto e di quelli che prevedibilmente potranno delinearsi, la stima dei flussi di cassa futuri, che considera le previsioni Eni in merito agli scenari dei prezzi delle commodity, è effettuata considerando: (i) il percorso evolutivo del sistema energetico futuro, (ii) i fondamentali dei diversi mercati energetici, nonché (iii) il costante benchmark con le view di banche d'affari e altri istituti specializzati. Tali flussi di cassa, inoltre, sono attualizzati utilizzando un tasso che tiene conto del rischio inerente all'attività interessata.

Nel caso dell'attività mineraria, i flussi di cassa attesi sono stimati sulla base del complesso delle riserve certe e probabili, nonché, tra l'altro, dei costi attesi per le riserve da sviluppare e delle imposte sulla produzione. In limitati casi (ad es. per i titoli minerari acquisiti da terzi in sede di business combination), i flussi di cassa attesi tengono conto anche delle riserve possibili opportunamente rischiate, laddove considerate ai fini della determinazione del corrispettivo pagato.

La stima del futuro livello di produzione è basata su assunzioni relative al prezzo futuro delle commodity, ai costi operativi, ai costi di sviluppo ed estrazione, al declino dei campi, alla domanda di mercato e altri fattori. Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione del valore recuperabile delle attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing sono forniti nella nota n. 15 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing. Variabilità dei risultati agli scenari di decarbonizzazione.

Strumenti finanziari

Attività finanziarie

In funzione delle caratteristiche dello strumento e del modello di business adottato per la relativa gestione, le attività finanziarie sono classificate nelle seguenti categorie: (i) attività finanziarie valutate al costo ammortizzato; (ii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti tra le altre componenti dell'utile complessivo (di seguito anche OCI); (iii) attività finanziarie valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

La rilevazione iniziale avviene al fair value incrementato, per le attività finanziarie diverse da quelle valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico, dei costi di transazione direttamente attribuibili. Per i crediti commerciali privi di una significativa componente finanziaria, il valore di rilevazione iniziale è rappresentato dal prezzo della transazione.

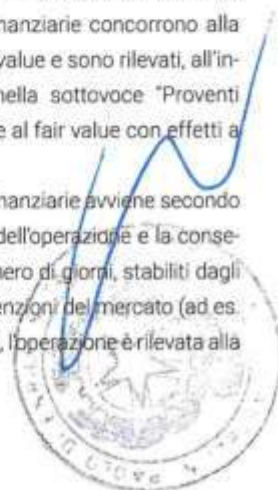
Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività finanziarie che generano flussi di cassa contrattuali rappresentativi esclusivamente di pagamenti di capitale e interessi sono valutate al costo ammortizzato se possedute con la finalità di incassarne i flussi di cassa contrattuali (cd. business model hold to collect). Per le attività finanziarie valutate al costo ammortizzato sono rilevati a conto economico gli interessi attivi determinati sulla base del tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni²⁵ (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie").

Differentemente, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a OCI (di seguito anche FVTOCI) le attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito il cui modello di business prevede la possibilità sia di incassare i flussi di cassa contrattuali sia di realizzarne il valore attraverso la cessione (cd. business model hold to collect and sell). In tal caso sono rilevati: (i) a conto economico gli interessi attivi, calcolati utilizzando il tasso di interesse effettivo, le differenze di cambio e le svalutazioni (v. punto "Svalutazioni di attività finanziarie"); (ii) a patrimonio netto, tra le altre componenti dell'utile complessivo, le variazioni di fair value dello strumento. L'ammontare cumulato delle variazioni di fair value, imputato nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, è oggetto di reversal a conto economico all'atto dell'eliminazione contabile dello strumento. Allo stato, il Gruppo non detiene attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito valutate al FVTOCI.

Un'attività finanziaria rappresentativa di uno strumento di debito che non è valutata al costo ammortizzato o al FVTOCI è valutata al fair value con imputazione degli effetti a conto economico (di seguito FVTPL); rientrano in tale categoria le attività finanziarie possedute con finalità di trading nonché i portafogli di attività finanziarie gestiti e monitorati sulla base del relativo fair value. Gli interessi attivi maturati su tali attività finanziarie concorrono alla valutazione complessiva del relativo fair value e sono rilevati, all'interno dei "Proventi (oneri) finanziari", nella sottovoce "Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico".

Quando l'acquisto o la vendita di attività finanziarie avviene secondo un contratto che prevede il regolamento dell'operazione e la consegna dell'attività entro un determinato numero di giorni, stabiliti dagli organi di controllo del mercato o da convenzioni del mercato (ad es. acquisto di titoli su mercati regolamentati), l'operazione è rilevata alla data del regolamento.

(25) I crediti e le altre attività finanziarie valutate al costo ammortizzato sono esposti al netto del relativo fondo svalutazione.





8844 1/520

Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti comprendono la cassa, i depositi a vista, nonché le attività finanziarie originariamente esigibili, generalmente, entro 3 mesi, prontamente convertibili in cassa e sottoposte ad un irrilevante rischio di variazione di valore.

Svalutazioni di attività finanziarie

La valutazione della recuperabilità delle attività finanziarie rappresentative di strumenti di debito non valutate al FVTPL è effettuata sulla base del cd. expected credit loss model²⁶.

In particolare, le perdite attese sono determinate, generalmente, sulla base del prodotto tra: (i) l'esposizione vantata verso la controparte al netto delle relative mitiganti (cd. Exposure At Default o EAD); (ii) la probabilità che la controparte non ottemperi alla propria obbligazione di pagamento (cd. Probability of Default o PD); (iii) la stima, in termini percentuali, della quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (cd. Loss Given Default o LGD) definita, sulla base delle esperienze pregresse (serie storiche della capacità di recupero) e delle possibili azioni di recupero esperibili (ad es. azioni stragiudiziali, contenziosi legali, ecc.).

Con riferimento ai crediti commerciali e agli altri crediti, per la determinazione della Probability of Default delle controparti sono stati adottati i rating interni, già utilizzati ai fini dell'affidamento commerciale, oggetto di verifica periodica, anche tramite analisi di backtesting; per le controparti rappresentate da Entità Statali, ed in particolare per le 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. Per la clientela per la quale non sono disponibili rating, la valutazione delle perdite attese è basata su una provision matrix, costruita raggruppando, ove opportuno, i crediti in cluster di clientela omogenei ai quali applicare percentuali di svalutazione definite sulla base dell'esperienza di perdite pregresse, rettificata, ove necessario, per tener conto di informazioni previsionali in merito al rischio di credito della controparte o di cluster di controparti²⁷.

Tenuto conto delle caratteristiche dei mercati di riferimento, si considerano in default le esposizioni creditizie scadute da oltre 180 giorni ovvero, in ogni caso, le esposizioni creditizie in contenzioso o per le quali sono in corso azioni di ristrutturazione/rinegoziazione. Sono definite in contenzioso le esposizioni per le quali sono stati attivati o si è in procinto di attivare interventi di recupero del credito tramite procedimenti legali/giudiziali. Le svalutazioni dei crediti commerciali e degli altri crediti sono rilevate nel conto economico, al netto delle eventuali riprese di valore, nella voce "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti".

La recuperabilità dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa concessi a società collegate e joint venture, il cui rimborso non è pianificato o non è probabile nel prevedibile futuro, e che nella sostanza rappresentano un ulteriore investimento nelle stesse, è valutata, in primo luogo, sulla base dell'expected credit loss model e, in secondo luogo, unitamente alla partecipazione nella società collegata/joint venture, applicando i criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto". In applicazione dell'expected credit loss model non si considerano le eventuali rettifiche del valore di iscrizione del long-term interest derivanti dall'applicazione dei criteri indicati nel punto "Metodo del patrimonio netto".

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: SVALUTAZIONI DI ATTIVITÀ FINANZIARIE

La quantificazione delle svalutazioni di attività finanziarie comporta valutazioni del management su fattori complessi e altamente incerti quali, tra l'altro, la probabilità di default delle controparti (PD), la valutazione delle eventuali mitiganti dell'esposizione, la previsione sulla quantità di credito che non si riuscirà a recuperare in caso di default (LGD), nonché il processo di clusterizzazione della clientela.

Maggiori dettagli in merito alle principali assunzioni sottostanti la determinazione delle svalutazioni di attività finanziarie sono forniti nella nota n. 8 - Crediti commerciali e altri crediti.

Partecipazioni minoritarie

Le attività finanziarie rappresentative di partecipazioni minoritarie, in quanto non possedute per finalità di trading, sono valutate al fair value con imputazione degli effetti nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, senza previsione del loro rigiro a conto economico in caso di realizzo; diversamente, i dividendi provenienti da tali partecipazioni sono rilevati a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni" a meno che non rappresentino chiaramente un recupero di parte del costo dell'investimento. La valutazione al costo di una partecipazione minoritaria è consentita nei limitati casi in cui il costo rappresenti un'adeguata stima del fair value.

Passività finanziarie

Le passività finanziarie, diverse dagli strumenti derivati, sono rilevate inizialmente al fair value del corrispettivo ricevuto, al netto dei costi di transazione direttamente attribuibili, e sono successivamente valutate al costo ammortizzato.

Le obbligazioni sustainability-linked, ossia obbligazioni caratterizzate da un potenziale incremento del relativo tasso di interesse per riflettere le performance dell'emittente in termini di raggiungimento di obiettivi di sostenibilità (cd. metrica ESG), sono valutati al costo ammortizzato. La variazione del tasso di interesse comporta ge-

(26) L'expected credit loss model si applica anche: (i) ai contratti di garanzia finanziaria emessi non valutati al FVTPL; nonché (ii) ai contratti di performance guarantee emessi. Le expected credit loss rilevate con riferimento alle garanzie emesse non sono rilevanti.

(27) 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.



8844 1/521

neralmente un aggiornamento prospettico del tasso di interesse effettivo. L'emissione di un prestito obbligazionario convertibile in azioni dell'emittente (privo di opzioni sostanziali di regolamento alternativo per cassa) determina la separata rilevazione delle componenti dello strumento rappresentate dalla componente debito, valutata al costo ammortizzato, e dall'opzione di conversione in azioni dell'emittente, rilevata a patrimonio netto. Eventuali costi di transazione sono ripartiti proporzionalmente tra la passività finanziaria e lo strumento di equity.

GIUDIZI SIGNIFICATIVI: PASSIVITÀ FINANZIARIE

Le società del Gruppo possono negoziare con i propri fornitori accordi di supplier finance arrangement (supply chain finance, payable finance, reverse factoring e accordi simili) funzionali all'ottenimento di dilazioni di pagamento rispetto ai termini originari, senza prevedere il necessario ed automatico coinvolgimento di un intermediario finanziario. In tali fattispecie, la Direzione Aziendale esprime un giudizio in merito alla possibilità di continuare a classificare i debiti verso il fornitore come commerciali/relativi all'attività di investimento ovvero di riclassificarli come debiti finanziari. Ai fini dell'espressione di tale giudizio, la Direzione Aziendale tiene conto dei termini di pagamento rispetto alla prassi del settore di riferimento, dell'eventuale rilascio di garanzie aggiuntive e di ogni altro fatto o circostanza utile ai fini della valutazione. La classificazione del debito come passività finanziaria determina: (i) al momento della riclassifica/rilevazione iniziale del debito, una variazione non monetaria delle passività finanziarie, senza impatti sul rendiconto finanziario; (ii) all'atto del regolamento, la presentazione del relativo esborso nell'ambito del flusso di cassa netto da attività di finanziamento.

Con riferimento alle obbligazioni sustainability-linked, la Direzione Aziendale valuta se il mancato rispetto della metrica ESG possa avere impatti sulle operations tali da pregiudicare la capacità reddituale dell'emittente e, di conseguenza, il relativo merito di credito.

Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

Gli strumenti finanziari derivati, ivi inclusi quelli impliciti (cd. embedded derivative, v. oltre) oggetto di separazione dal contratto principale, sono attività e passività rilevate al fair value.

Nell'ambito della strategia e degli obiettivi definiti per la gestione del rischio, la qualificazione delle operazioni come di copertura richiede: (i) la verifica dell'esistenza di una relazione economica tra l'oggetto coperto e lo strumento di copertura tale da compensare le relative variazioni di valore e che tale capacità di compensazione non sia inficiata dal livello del rischio di credito di controparte; (ii) la definizione di un hedge ratio coerente con gli obiettivi di gestione del rischio, nell'ambito della strategia di risk management definita, effettuando, ove necessario, le appropriate azioni di ribilanciamento (rebalancing). Le modifiche degli obiettivi di risk management, il venir meno delle condizioni indicate in precedenza per la qualificazione delle operazioni come di copertura ovvero l'attivazione di operazioni

di ribilanciamento determinano la discontinuazione prospettica, totale o parziale, della copertura.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione del fair value degli strumenti oggetto di copertura (fair value hedge; ad es. copertura della variabilità del fair value di attività/passività a tasso fisso), essi sono valutati al fair value con imputazione degli effetti a conto economico; coerentemente, gli strumenti oggetto di copertura sono adeguati per riflettere, a conto economico, le variazioni del fair value associate al rischio coperto, indipendentemente dalla previsione di un diverso criterio di valutazione applicabile generalmente alla tipologia di strumento.

Quando i derivati coprono il rischio di variazione dei flussi di cassa degli strumenti oggetto di copertura (cash flow hedge; ad es. copertura della variabilità dei flussi di cassa di attività/passività per effetto delle oscillazioni dei tassi di cambio), le variazioni del fair value dei derivati considerate efficaci sono inizialmente rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo e successivamente imputate a conto economico coerentemente agli effetti economici prodotti dall'operazione coperta. Nel caso di copertura di transazioni future che comportano l'iscrizione di un'attività o di una passività non finanziaria, le variazioni cumulate del fair value dei derivati di copertura, rilevate nel patrimonio netto, sono imputate a rettifica del valore di iscrizione dell'attività/passività non finanziaria oggetto della copertura (cd. basis adjustment).

Le variazioni del fair value dei derivati che non soddisfano le condizioni per essere qualificati come di copertura, ivi incluse le eventuali componenti inefficaci degli strumenti derivati di copertura, sono rilevate a conto economico. In particolare, le variazioni del fair value dei derivati non di copertura su tassi di interesse e su valute sono rilevate nella voce di conto economico "Proventi (oneri) finanziari"; diversamente, le variazioni del fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura su commodity sono rilevate nella voce di conto economico "Altri proventi (oneri) operativi".

I derivati impliciti, incorporati all'interno di attività finanziarie, non sono oggetto di separazione contabile; in tali fattispecie, l'intero strumento ibrido è classificato in base ai criteri generali previsti per le attività finanziarie (v. punto "Attività finanziarie"). Diversamente, i derivati impliciti incorporati all'interno di passività finanziarie e/o attività non finanziarie, sono scorporati se: (i) le caratteristiche economiche e i rischi del derivato implicito non sono strettamente legati alle caratteristiche economiche e ai rischi del contratto principale; (ii) lo strumento implicito oggetto di separazione soddisfa la definizione di derivato; (iii) lo strumento ibrido nel suo complesso non è valutato al fair value con impatti a conto economico (FVTPL). La verifica dell'esistenza di derivati impliciti da scorporare e valutare separatamente è effettuata al momento in cui l'impresa entra a far parte del contratto e, successivamente, in presenza di modifiche nelle condizioni del contratto che determinino significative variazioni dei flussi di cassa generati dallo stesso.

Gli effetti economici delle transazioni relative all'acquisto o vendita di commodity, stipulate a fronte di esigenze dell'impresa per il normale



8844 1/522

svolgimento dell'attività e per le quali è previsto il regolamento attraverso la consegna fisica dei beni stessi, sono rilevati per competenza economica (cd. normal sale and normal purchase exemption o own use exemption).

Compensazione di attività e passività finanziarie

Le attività e passività finanziarie sono compensate nello stato patrimoniale quando si ha il diritto legale alla compensazione, correntemente esercitabile, e si ha l'intenzione di regolare il rapporto su base netta (ovvero di realizzare l'attività e contemporaneamente estinguere la passività).

Eliminazione contabile di attività e passività finanziarie

Le attività finanziarie cedute sono eliminate quando i diritti contrattuali connessi all'ottenimento dei flussi di cassa associati allo strumento finanziario scadono ovvero sono trasferiti a terzi. Le passività finanziarie sono eliminate quando sono estinte, ovvero quando l'obbligazione specificata nel contratto è adempiuta, cancellata o scaduta.

Fondi, passività e attività potenziali

I fondi per rischi e oneri riguardano costi e oneri di natura determinata e di esistenza certa o probabile che alla data di chiusura dell'esercizio sono indeterminati nell'ammontare o nella data di sopravvenienza.

Gli accantonamenti sono rilevati quando: (i) esiste un'obbligazione attuale, legale o implicita, derivante da un evento passato; (ii) è probabile che l'adempimento dell'obbligazione sia oneroso; (iii) l'ammontare dell'obbligazione può essere stimato attendibilmente.

Gli accantonamenti sono iscritti al valore rappresentativo della migliore stima dell'ammontare che l'impresa razionalmente pagherebbe per estinguere l'obbligazione ovvero per trasferirla a terzi alla data di chiusura dell'esercizio; gli accantonamenti relativi a contratti onerosi sono iscritti al minore tra il costo necessario per l'adempimento dell'obbligazione, al netto dei benefici economici attesi derivanti dal contratto, e il costo per la risoluzione del contratto. Quando l'effetto finanziario del tempo è significativo e le date di pagamento delle obbligazioni sono attendibilmente stimabili, l'accantonamento è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi determinati tenendo conto del valore finanziario del tempo e dei rischi associati all'obbligazione; l'adeguamento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari".

I costi che l'impresa prevede di sostenere per attuare programmi di ristrutturazione sono iscritti nell'esercizio in cui viene definito formalmente il programma e si è generata nei soggetti interessati la valida aspettativa che la ristrutturazione avrà luogo.

I fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime dei costi, dei tempi di realizzazione e del tasso di attualizzazione; le revisioni di stima sono imputate alla medesima voce

di conto economico che ha precedentemente accolto l'accantonamento. Nelle note al bilancio sono oggetto di illustrazione le passività potenziali rappresentate da: (i) obbligazioni possibili derivanti da eventi passati, la cui esistenza sarà confermata solo al verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa; (ii) obbligazioni attuali derivanti da eventi passati il cui ammontare non può essere stimato attendibilmente o il cui adempimento è probabile che non sia oneroso. Le attività potenziali, ossia attività possibili che derivano da eventi passati e la cui esistenza sarà confermata solo dal verificarsi o meno di uno o più eventi futuri incerti non totalmente sotto il controllo dell'impresa, non sono rilevate in bilancio salvo che l'ottenimento dei relativi benefici sia virtualmente certo. Nel caso in cui l'ottenimento dei benefici sia probabile, le attività potenziali sono illustrate nelle note al bilancio. Le attività potenziali sono periodicamente riesaminate al fine di valutare la probabilità, nonché la virtuale certezza, di ottenere benefici economici da parte dell'impresa.

Fondi per lo smantellamento e il ripristino dei siti

Le passività connesse allo smantellamento delle attività materiali e al ripristino dei siti al termine dell'attività di produzione sono rilevate, al verificarsi delle condizioni indicate al punto "Fondi, passività e attività potenziali", in contropartita alle attività a cui si riferiscono.

In considerazione dell'ampio arco temporale intercorrente tra il momento in cui sorge l'obbligazione e il relativo regolamento, le stime degli oneri da sostenere sono rilevate sulla base del loro valore attuale. L'adeguamento del fondo connesso al trascorrere del tempo è rilevato a conto economico alla voce "Proventi (oneri) finanziari". I fondi sono valutati periodicamente per tener conto dell'aggiornamento dei costi da sostenere, dei vincoli contrattuali, delle disposizioni legislative e delle prassi vigenti nel Paese dove sono ubicate le attività materiali.

Le eventuali variazioni di stima di tali fondi sono rilevate generalmente in contropartita alle attività a cui si riferiscono; al riguardo, se la variazione di stima comporta una riduzione di importo superiore al valore di iscrizione dell'attività a cui si riferisce, l'eccedenza è rilevata a conto economico.

Analoga impostazione è adottata con riferimento alle obbligazioni attuali per la realizzazione di social project collegati alle attività operative svolte dalla società.

Fondi per rischi ambientali

Le passività ambientali sono rilevate in presenza di obbligazioni attuali, legali o implicite, connesse a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione, sempreché la bonifica sia considerata probabile e i relativi costi e tempistiche di sostenimento possano essere attendibilmente stimati. La passività è valutata sulla base dei costi che si presume di sostenere per adempiere all'obbligazione in



8844 1/523

relazione alla situazione esistente alla data di bilancio, tenendo conto degli sviluppi tecnici e legislativi futuri, virtualmente certi, di cui si è a conoscenza.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: FONDI SMANTELLAMENTO E RIPRISTINO SITI, PASSIVITÀ AMBIENTALI E ALTRI FONDI

Eni sostiene delle passività significative connesse agli obblighi di smantellamento delle attività materiali e di ripristino ambientale dei terreni o del fondo marino al termine dell'attività di produzione. La stima dei costi futuri di smantellamento e di ripristino è un processo complesso e richiede l'apprezzamento e il giudizio della Direzione Aziendale nella valutazione delle passività da sostenersi a distanza di molti anni per l'adempimento di obblighi di smantellamento e di ripristino, spesso non compiutamente definiti da leggi, regolamenti amministrativi o clausole contrattuali. Inoltre, questi obblighi risentono del costante aggiornamento delle tecniche e dei costi di smantellamento e di ripristino, nonché della continua evoluzione della sensibilità politica e pubblica in materia di salute e di tutela ambientale. La previsione del timing e dell'ammontare degli esborsi, il loro eventuale aggiornamento, nonché il relativo processo di attualizzazione, comportano l'esercizio di un giudizio professionale da parte della Direzione Aziendale.

Il fondo smantellamento e ripristino siti, iscritto in bilancio, accoglie, essenzialmente, la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti del settore Exploration & Production.

Le passività di smantellamento e ripristino siti relative agli altri settori operativi, tenuto conto dell'indeterminatezza in merito all'eventuale abbandono dei siti e del relativo timing di smantellamento e ripristino degli asset nonché delle strategie di riconversione degli impianti per l'ottenimento di produzioni low carbon, sono rilevate quando è possibile effettuare un'attendibile stima dei costi di abbandono opportunamente attualizzati. Eni valuta periodicamente il sopraggiungere di cambiamenti, circostanze o eventi che potrebbero richiedere la rilevazione di tali passività.

Eni è soggetta a numerose leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente a livello comunitario, nazionale, regionale e locale, ivi incluse le leggi che attuano convenzioni e protocolli internazionali relativi alle attività nel campo degli idrocarburi, ai prodotti e alle altre attività svolte. I relativi costi sono accantonati quando è probabile l'esistenza di una passività onerosa e l'ammontare può essere stimato attendibilmente. Al riguardo, con riferimento al trattamento delle acque di falda, la valorizzazione del know-how maturato sui trend di contaminazione delle acque nonché le posizioni delle autorità competenti consentono la definizione di un modello predittivo per la stima della durata di esercizio degli impianti di trattamento delle acque di falda e, pertanto, degli oneri da sostenere per la relativa gestione e monitoraggio.

L'attendibile determinabilità è verificata sulla base delle informazioni disponibili quali, a titolo di esempio, l'approvazione o la presen-

tazione dei relativi progetti alle competenti amministrazioni, ovvero l'assunzione di un impegno verso le competenti amministrazioni quando supportato da adeguate stime. Sebbene Eni attualmente non ritenga che vi saranno effetti negativi particolarmente rilevanti sul bilancio consolidato dovuti al mancato rispetto della normativa ambientale – anche tenuto conto degli interventi già effettuati, delle polizze assicurative stipulate e dei fondi rischi accantonati – tuttavia non può essere escluso con certezza che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione delle leggi vigenti in materia; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente; (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Oltre a rilevare le passività ambientali, gli obblighi di rimozione delle attività materiali e di ripristino dei siti, Eni effettua accantonamenti connessi prevalentemente ai contenziosi legali e commerciali. La stima degli accantonamenti in queste materie è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale, con particolare riferimento agli ammontari da rilevare in bilancio e al timing degli esborsi. Successivamente alla rilevazione iniziale, i fondi sono periodicamente aggiornati per riflettere le variazioni delle stime effettuate.

Benefici per i dipendenti

I benefici per i dipendenti sono le remunerazioni erogate dall'impresa in cambio dell'attività lavorativa svolta dal dipendente o in virtù della cessazione del rapporto di lavoro.

I benefici successivi al rapporto di lavoro sono definiti sulla base di piani, ancorché non formalizzati, che in funzione delle loro caratteristiche sono distinti in piani "a contributi definiti" e piani "a benefici definiti".

Nei piani a contributi definiti l'obbligazione dell'impresa, limitata al versamento dei contributi allo Stato ovvero a un patrimonio o a un'entità giuridicamente distinta (cd. fondo), è determinata sulla base dei contributi dovuti.

La passività relativa ai piani a benefici definiti, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, è determinata sulla base di ipotesi attuariali ed è rilevata per competenza coerentemente al periodo lavorativo necessario all'ottenimento dei benefici. Gli interessi netti (cd. net interest) comprendono gli interessi passivi sulla passività e gli interessi attivi sulle attività a servizio del piano. Il net interest è determinato applicando alla passività, al netto delle eventuali attività al servizio del piano, il tasso di sconto definito per la stessa ed è rilevato tra i "Proventi (oneri) finanziari".



8844 1/526.

Per i piani a benefici definiti sono rilevate nel prospetto dell'utile complessivo le variazioni di valore della passività netta (cd. rivalutazioni) derivanti da utili (perdite) attuariali, conseguenti a variazioni delle ipotesi attuariali utilizzate o a rettifiche basate sull'esperienza passata, e dal rendimento delle attività al servizio del piano differente dalla componente inclusa nel net interest. Le rivalutazioni della passività netta per benefici definiti, rilevate nella riserva di patrimonio netto che accoglie le altre componenti dell'utile complessivo, non sono successivamente riclassificate a conto economico.

Le obbligazioni relative a benefici a lungo termine sono determinate adottando ipotesi attuariali; gli effetti derivanti dalle rivalutazioni sono rilevati interamente a conto economico.

Le passività per benefici dovuti ai dipendenti per la cessazione anticipata del rapporto di lavoro (cd. passività per termination benefit) sono iscritte nella data più immediata tra le seguenti: (a) il momento in cui l'impresa non è più in grado di ritirare l'offerta di tali benefici offerti ai dipendenti; e (b) il momento in cui l'impresa rileva i costi di una ristrutturazione che implica il pagamento di benefici dovuti per la cessazione del rapporto di lavoro. Tali passività sono valutate sulla base della natura del beneficio concesso. In particolare, quando i benefici concessi rappresentano un miglioramento di altri benefici successivi alla conclusione del rapporto di lavoro riconosciuti ai dipendenti, la relativa passività è valutata secondo le disposizioni previste per tale tipologia di benefici. Differentemente, la passività per termination benefit è determinata applicando le disposizioni previste: (i) per i benefici a breve termine, se ci si attende che i termination benefit siano corrisposti ai dipendenti interamente entro dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio in cui sono stati rilevati; o (ii) per i benefici a lungo termine se ci si attende che i termination benefit non siano corrisposti ai dipendenti interamente entro i dodici mesi dalla data di chiusura dell'esercizio in cui sono stati rilevati.

Pagamenti basati su azioni

Il costo lavoro include, coerentemente alla natura sostanziale di retribuzione che assume, il costo del Piano di Incentivazione con pagamento basato su azioni. Il costo dell'incentivazione è determinato con riferimento al fair value degli strumenti attribuiti e alla previsione del numero di azioni che saranno effettivamente assegnate; la quota di competenza dell'esercizio è determinata pro rata temporis lungo il vesting period, ossia il periodo intercorrente tra la data dell'attribuzione (cd. grant date) e la data di assegnazione. Il fair value delle azioni sottostanti il Piano di Incentivazione è determinato alla grant date tenendo conto delle previsioni in merito al raggiungimento dei parametri di performance associati a condizioni di mercato (ad es. Total Shareholder Return) e non è oggetto di rettifica negli esercizi successivi; quando l'ottenimento del beneficio è connesso anche a condizioni diverse da quelle di mercato, la stima relativa a tali condizioni è riflessa adeguando, lungo il vesting period, il numero di azioni che si prevede saranno effettivamente assegnate. Al termine del vesting period, nel caso in cui il piano non assegni azioni ai partecipanti

per il mancato raggiungimento delle condizioni di performance, la quota del costo afferente alle condizioni di mercato non è oggetto di reversal a conto economico.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: BENEFICI PER I DIPENDENTI E PAGAMENTI BASATI SU AZIONI

I piani a benefici definiti sono valutati sulla base di eventi incerti e di ipotesi attuariali. Le principali assunzioni utilizzate per la quantificazione di tali benefici sono determinate come segue: (i) i tassi di sconto e di inflazione si basano sui tassi che maturano su titoli obbligazionari corporate di elevata qualità (ovvero, in assenza di un "deep market" di tali titoli, sui rendimenti dei titoli di Stato) e sulle aspettative inflazionistiche dell'area valutaria di riferimento; (ii) il livello delle retribuzioni future è determinato sulla base di elementi quali le aspettative inflazionistiche, la produttività, gli avanzamenti di carriera e di anzianità; (iii) il costo futuro delle prestazioni sanitarie è determinato sulla base di elementi quali l'andamento presente e passato dei costi delle prestazioni sanitarie, comprese assunzioni sulla crescita inflativa di tali costi, le modifiche nelle condizioni di salute degli aventi diritto e il livello delle contribuzioni operate ai fondi sanitari; (iv) le assunzioni demografiche riflettono la migliore stima dell'andamento di variabili, quali ad esempio la mortalità, il turnover e l'invalidità relative alla popolazione degli aventi diritto.

Normalmente, il valore della passività (attività) netta dei piani per benefici ai dipendenti varia in funzione delle cd. rivalutazioni rappresentate, tra l'altro, dalle modifiche delle ipotesi attuariali utilizzate, dalla differenza tra le ipotesi attuariali precedentemente adottate e quelle che si sono effettivamente realizzate e dal differente rendimento delle attività al servizio del piano rispetto a quello considerato nel net interest.

Analogamente a quanto riscontrabile nella determinazione del fair value degli strumenti finanziari, l'utilizzo di tecniche di valutazione complesse e l'identificazione tramite l'esercizio di giudizi articolati e/o soggettivi delle ipotesi da adottare nella valutazione caratterizzano inoltre la stima del valore di mercato delle azioni sottostanti i Piani di Incentivazione. Maggiori dettagli in merito ai Piani di Incentivazione dei dirigenti con azioni Eni sono forniti nella nota n. 30 - Costi.

Strumenti di equity

Azioni proprie

Le azioni proprie, ivi incluse quelle detenute al servizio di piani di incentivazione azionaria, sono rilevate al costo e iscritte a riduzione del patrimonio netto. Gli effetti economici derivanti dalle eventuali vendite successive sono rilevati nel patrimonio netto.

Obbligazioni ibride

Le obbligazioni subordinate ibride perpetue sono classificate in bilancio come strumenti di equity, tenuto conto della circostanza che



8844 1/525

la società emittente ha il diritto incondizionato di differire, fino alla data della propria liquidazione, il rimborso del capitale e il pagamento delle cedole²⁸. Pertanto, il valore ricevuto dai sottoscrittori di tali strumenti, al netto dei relativi costi di emissione, è rilevato ad incremento del patrimonio netto di Gruppo; di converso, i rimborsi del capitale e i pagamenti delle cedole dovute (al momento in cui sorge la relativa obbligazione contrattuale) sono rilevati a decremento del patrimonio netto di Gruppo.

Ricavi da contratti con la clientela

La rilevazione dei ricavi da contratti con la clientela è basata sui seguenti cinque step: (i) identificazione del contratto con il cliente; (ii) identificazione delle performance obligation, rappresentate dalle promesse contrattuali a trasferire beni e/o servizi a un cliente; (iii) determinazione del prezzo della transazione; (iv) allocazione del prezzo della transazione alle performance obligation identificate sulla base del prezzo di vendita stand alone di ciascun bene o servizio; (v) rilevazione del ricavo quando la relativa performance obligation risulta soddisfatta, ossia all'atto del trasferimento al cliente del bene o servizio promesso; il trasferimento si considera completato quando il cliente ottiene il controllo del bene o del servizio, che può avvenire nel continuo (over time) o in uno specifico momento temporale (at a point in time). Con riferimento ai prodotti venduti più rilevanti per Eni, il momento del riconoscimento dei ricavi coincide generalmente:

- per i greggi, con la spedizione;
 - per il gas naturale e l'energia elettrica, con la consegna al cliente;
 - per i prodotti petroliferi venduti sul mercato rete, con la consegna alle stazioni di servizio; per le altre vendite di prodotti petroliferi, con la spedizione;
 - per i prodotti chimici e per gli altri prodotti venduti, con la spedizione.
- I ricavi derivanti dalla vendita del greggio e del gas naturale prodotti in campi dove Eni detiene un interesse congiuntamente con altri produttori sono iscritti sulla base delle quantità effettivamente vendute (sales method); i costi sono rilevati coerentemente alle quantità vendute.

I ricavi sono rilevati per l'ammontare pari al fair value del corrispettivo a cui l'impresa ritiene di aver diritto in cambio dei beni e/o servizi promessi al cliente, con esclusione degli importi incassati per conto di terzi. Nel determinare il prezzo della transazione, l'ammontare del corrispettivo è rettificato per tener conto dell'effetto finanziario del tempo, nel caso in cui il timing dei pagamenti concordato tra le parti attribuisce ad una di esse un significativo beneficio finanziario. Il corrispettivo non è oggetto di rettifica per tener conto dell'effetto finanziario del tempo se all'inizio del contratto si stima che la dilazione di pagamento sia pari o inferiore ad un anno.

In presenza di un corrispettivo variabile, l'impresa stima l'ammontare del corrispettivo a cui avrà diritto in cambio del trasferimento

dei beni e/o servizi promessi al cliente; in particolare, l'ammontare del corrispettivo può variare in presenza di sconti, rimborsi, incentivi, concessioni sul prezzo, bonus di performance, penalità o qualora il prezzo stesso dipenda dal verificarsi o meno di taluni eventi futuri.

Se un contratto assegna al cliente un'opzione ad acquistare beni o servizi aggiuntivi, gratuitamente o a prezzi scontati (ad es. incentivi di vendita, punti premio del cliente, ecc.), tale opzione rappresenta una performance obligation distinta del contratto solo se l'opzione attribuisce al cliente un diritto significativo che non potrebbe vantare se non avesse sottoscritto il contratto.

Le permuta tra beni o servizi di natura e valore simile, in quanto non rappresentative di operazioni di vendita, non determinano la rilevazione di ricavi.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: RICAVI DA CONTRATTI CON LA CLIENTELA

I ricavi per la vendita di energia elettrica e gas a clientela retail comprendono lo stanziamento per le forniture intervenute tra la data dell'ultima lettura (effettiva o stimata) dei consumi fatturata e il termine dell'esercizio. Tali stanziamenti tengono conto delle informazioni ricevute dai trasportatori e dai distributori in riferimento sia alle quantità allocate tra i vari utenti delle reti secondarie sia ai consumi effettivi e stimati della clientela, nonché di stime interne sui consumi della clientela. Lo stanziamento dei ricavi è pertanto l'esito di una stima complessa basata sia sui volumi distribuiti ed allocati, comunicati da terzi e suscettibili di essere conguagliati, così come prevede la normativa di riferimento, fino al quinto anno successivo, sia su stime dei consumi della clientela. In funzione delle obbligazioni assunte in merito ai punti di consegna delle forniture, i ricavi per la vendita dell'energia elettrica e del gas a clientela retail includono i costi relativi al servizio di trasporto e dispacciamento e sono rilevati in misura pari all'ammontare lordo del corrispettivo a cui si reputa di aver diritto.

Costi

I costi sono iscritti quando relativi a beni e servizi venduti o consumati nell'esercizio o per ripartizione sistematica ovvero quando non si possa identificare l'utilità futura degli stessi.

I costi relativi alle quote di emissione connessi al rispetto delle normative di riferimento (ad es. Emission Trading Scheme), determinati sulla base dei prezzi di mercato, sono rilevati limitatamente alle quote di emissione di anidride carbonica eccedenti le assegnazioni gratuite. I costi relativi all'acquisto di diritti di emissione in eccesso rispetto alla quantità necessaria a soddisfare gli obblighi normativi sono capitalizzati e rilevati tra le attività immateriali. I proventi relativi alle quote di emissione sono rilevati all'atto del realizzo attraverso la cessione. I diritti di emissione acquistati con finalità di negoziazione sono rilevati tra le rimanenze. I costi sostenuti, in via volontaria, per

(28) Il pagamento delle cedole non è differibile in presenza di eventi sotto il controllo della società emittente, quali, ad esempio, una distribuzione di dividendi agli azionisti.



88441/526

l'acquisto o la produzione dei certificati forestali, anche considerando l'attuale assenza di mercati attivi di riferimento, sono imputati a conto economico all'atto del loro sostenimento.

I costi volti all'acquisizione di nuove conoscenze o scoperte, allo studio di prodotti o processi alternativi, di nuove tecniche o modelli, alla progettazione e costruzione di prototipi o, comunque, sostenuti per altre attività di ricerca scientifica o di sviluppo tecnologico che non soddisfano le condizioni per la loro rilevazione all'attivo patrimoniale (v. anche punto "Attività immateriali") sono considerati costi correnti e rilevati a conto economico nell'esercizio di sostenimento.

Differenze cambio

I ricavi e i costi relativi a operazioni in valuta diversa da quella funzionale sono iscritti al cambio corrente del giorno in cui l'operazione è compiuta.

Le attività e passività monetarie in valuta diversa da quella funzionale sono convertite nella valuta funzionale applicando il cambio corrente alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento, con imputazione dell'effetto a conto economico nella voce "Proventi (oneri) finanziari" o, se qualificate come strumenti di copertura dal rischio di cambio, nella voce che accoglie gli effetti economici prodotti dall'oggetto della copertura. Le attività e passività non monetarie espresse in valuta diversa da quella funzionale, valutate al costo, sono iscritte al cambio di rilevazione iniziale; quando la valutazione è effettuata al fair value ovvero al valore recuperabile o di realizzo, è adottato il cambio corrente alla data di determinazione di tale valore.

Dividendi

I dividendi sono rilevati quando è stabilito il diritto incondizionato a ricevere il pagamento.

I dividendi e gli acconti sui dividendi pagabili a terzi sono rappresentati come movimenti di patrimonio netto alla data in cui sono approvati, rispettivamente, dall'Assemblea degli Azionisti e dal Consiglio di Amministrazione.

Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito correnti sono calcolate sulla base della stima del reddito imponibile. I debiti e i crediti per imposte sul reddito correnti sono rilevati al valore che si prevede di pagare/recuperare alle/dalle autorità fiscali applicando le aliquote e le normative fiscali vigenti o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio. Le imposte sul reddito differite e anticipate sono calcolate sulle differenze temporanee tra i valori delle attività e delle passività iscritte in bilancio e i corrispondenti valori riconosciuti fiscalmente sulla base delle aliquote e della normativa applicabili negli esercizi in cui la differenza temporanea si annullerà, approvate o sostanzialmente approvate alla data di chiusura dell'esercizio di riferimento del bilancio.

Le attività per imposte anticipate sono rilevate quando il loro recupero è considerato probabile, ossia quando si prevede la disponibilità di un reddito imponibile, nell'esercizio in cui si annullerà la differenza temporanea, tale da consentire di attivare la deduzione fiscale. Analogamente, nei limiti della loro recuperabilità, sono rilevati i crediti di imposta non utilizzati e le imposte anticipate sulle perdite fiscali. La recuperabilità delle attività per imposte anticipate è verificata con periodicità, almeno, annuale.

In presenza di incertezze nell'applicazione della normativa fiscale, l'impresa: (i) nei casi in cui ritenga probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, determina le imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio in funzione del trattamento fiscale applicato o che prevede di applicare in sede di dichiarazione dei redditi; (ii) nei casi in cui ritenga non probabile che l'autorità fiscale accetti il trattamento fiscale incerto, riflette tale incertezza nella determinazione delle imposte sul reddito (correnti e/o differite) da rilevare in bilancio.

In relazione alle differenze temporanee imponibili associate a partecipazioni in società controllate e collegate, nonché a interessenze in accordi a controllo congiunto, la relativa fiscalità differita passiva non viene rilevata nel caso in cui il partecipante sia in grado di controllare il rigiro delle differenze temporanee e sia probabile che esso non si verifichi nel futuro prevedibile.

Le attività per imposte anticipate e le passività per imposte differite sono classificate tra le attività e le passività non correnti e sono compensate a livello di singola impresa se riferite a imposte compensabili.

Il saldo della compensazione, se attivo, è iscritto alla voce "Attività per imposte anticipate"; se passivo, alla voce "Passività per imposte differite". Quando i risultati delle operazioni sono rilevati nel prospetto dell'utile complessivo o direttamente a patrimonio netto, le relative imposte correnti, anticipate e differite, sono anch'esse rilevate nel prospetto dell'utile complessivo o direttamente a patrimonio netto.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: IMPOSTE SUL REDDITO

La corretta determinazione delle imposte sul reddito nei diversi ordinamenti in cui Eni opera richiede l'interpretazione delle normative fiscali applicabili in ciascuna giurisdizione. Sebbene Eni intenda mantenere con le autorità fiscali dei Paesi in cui si svolge l'attività d'impresa rapporti improntati alla trasparenza, al dialogo e alla collaborazione (ad es. rifiutando di attuare pianificazioni fiscali aggressive e utilizzando, ove presenti, gli istituti previsti dai vari ordinamenti per mitigare il rischio di contenzioso fiscale), non si può escludere, con certezza, l'insorgenza di contestazioni con le autorità fiscali a seguito di interpretazioni non univoche delle normative fiscali. La composizione di una controversia fiscale, mediante un processo di negoziazione con le autorità fiscali o a seguito della definizione di un contenzioso, può richiedere diversi anni.



88441/527

La stima dell'ammontare delle passività relative a trattamenti fiscali incerti è frutto di un processo complesso che comporta giudizi soggettivi da parte della Direzione Aziendale. Successivamente alla rilevazione iniziale, tali passività sono periodicamente aggiornate per riflettere le variazioni delle stime effettuate, a seguito di modifiche di fatti e circostanze rilevanti.

La necessità di effettuare valutazioni complesse ed esercitare un giudizio manageriale riguarda, in particolar modo, le attività connesse con la verifica della recuperabilità delle imposte anticipate, afferenti a differenze temporanee deducibili e perdite fiscali, che richiede di operare stime e valutazioni in merito all'ammontare di redditi imponibili futuri e al relativo timing di realizzazione.

Attività destinate alla vendita e discontinued operation

Le attività non correnti e le attività correnti e non correnti dei gruppi in dismissione sono classificate come destinate alla vendita se il relativo valore di iscrizione sarà recuperato principalmente attraverso la vendita anziché attraverso l'uso continuativo. Questa condizione si considera rispettata quando la vendita è altamente probabile e l'attività o il gruppo in dismissione è disponibile per una vendita immediata nelle sue attuali condizioni. In presenza di un programma di vendita di una controllata che comporta la perdita del controllo, tutte le attività e passività di tale partecipata sono classificate come destinate alla vendita, a prescindere dal fatto che, dopo la cessione, si mantenga o meno una quota di partecipazione non di controllo.

Le attività non correnti destinate alla vendita, le attività correnti e non correnti afferenti a gruppi in dismissione e le passività direttamente associabili sono rilevate nello stato patrimoniale separatamente dalle altre attività e passività dell'impresa.

Immediatamente prima della classificazione come destinate alla vendita, le attività non correnti e/o le attività e le passività rientranti in un gruppo in dismissione sono valutate secondo i principi contabili ad esse applicabili. Successivamente, le attività non correnti destinate alla vendita non sono oggetto di ammortamento e sono valutate al minore tra il valore di iscrizione e il relativo fair value, al netto dei costi di vendita.

La classificazione di una partecipazione valutata secondo il metodo del patrimonio netto, o di una quota di tale partecipazione, come attività destinata alla vendita, implica la sospensione dell'applicazione di tale criterio di valutazione all'intera partecipazione o alla sola quota classificata come attività destinata alla vendita; pertanto, in queste fattispecie, la valutazione avviene al minore tra il valore di iscrizione, rappresentato dal valore derivante dall'applicazione del metodo del patrimonio netto alla data della riclassifica, e il fair value al netto dei costi di vendita. Le eventuali quote di partecipazione non classificate come attività destinate alla vendita continuano ad essere valutate secondo il metodo del patrimonio netto fino alla conclusione del programma di vendita. L'eventuale differenza tra il valore di iscrizione delle attività non correnti e il fair

value al netto dei costi di vendita è imputata a conto economico come svalutazione; le eventuali successive riprese di valore sono rilevate sino a concorrenza delle svalutazioni rilevate in precedenza, ivi incluse quelle riconosciute anteriormente alla qualificazione dell'attività come destinata alla vendita.

Le attività non correnti classificate come destinate alla vendita e i gruppi in dismissione costituiscono una discontinued operation se, alternativamente: (i) rappresentano un ramo autonomo di attività significativo o un'area geografica di attività significativa; (ii) fanno parte di un programma di dismissione di un significativo ramo autonomo di attività o un'area geografica di attività significativa; o (iii) sono una controllata acquisita esclusivamente al fine della sua vendita. I risultati delle discontinued operation, nonché l'eventuale plusvalenza/minusvalenza realizzata a seguito della dismissione, sono indicati distintamente nel conto economico in un'apposita voce, al netto dei relativi effetti fiscali; i valori economici delle discontinued operation sono indicati anche per gli esercizi posti a confronto.

Quando si verificano eventi che non consentono più di classificare le attività non correnti o i gruppi in dismissione come destinati alla vendita, gli stessi sono riclassificati nelle rispettive voci di stato patrimoniale e rilevati al minore tra: (i) il valore di iscrizione alla data di classificazione come destinati alla vendita, rettificato degli ammortamenti, svalutazioni e riprese di valore che sarebbero stati rilevati qualora le attività o il gruppo in dismissione non fossero stati qualificati come destinati alla vendita; e (ii) il valore recuperabile alla data della riclassifica.

Valutazioni al fair value

Il fair value è il prezzo che si percepirebbe per la vendita di un'attività ovvero che si pagherebbe per il trasferimento di una passività in una regolare transazione tra operatori di mercato (ossia non in una liquidazione forzata o in una vendita sottocosto) alla data di valutazione (cd. exit price).

La determinazione del fair value è basata sulle condizioni di mercato esistenti alla data della valutazione e sulle assunzioni degli operatori di mercato (market-based). La valutazione del fair value suppone che l'attività o la passività sia scambiata nel mercato principale o, in assenza dello stesso, nel più vantaggioso a cui l'impresa ha accesso, indipendentemente dall'intenzione della società di vendere l'attività o di trasferire la passività oggetto di valutazione.

La determinazione del fair value di un'attività non finanziaria è effettuata considerando la capacità degli operatori di mercato di generare benefici economici impiegando tale attività nel suo massimo e migliore utilizzo, o vendendola ad un altro operatore di mercato che la impiegherebbe nel suo massimo e migliore utilizzo.

La determinazione del massimo e migliore utilizzo dell'asset è effettuata dal punto di vista degli operatori di mercato anche nell'ipotesi in cui l'impresa intenda effettuarne un utilizzo differente; si presume che l'utilizzo corrente da parte della società di un'attività non finanziaria sia il massimo e migliore utilizzo della stessa, a meno



8844 1/528

che il mercato o altri fattori non suggeriscano che un differente utilizzo da parte degli operatori di mercato sia in grado di massimizzare il valore.

La valutazione del fair value di una passività, sia finanziaria che non finanziaria, o di un proprio strumento di equity, in assenza di un prezzo quotato, è effettuata considerando la valutazione della corrispondente attività posseduta da un operatore di mercato alla data della valutazione.

Il fair value degli strumenti finanziari è determinato considerando il rischio di credito della controparte di un'attività finanziaria (cd. Credit Valuation Adjustment o CVA) e il rischio di inadempimento di una passività finanziaria da parte dell'entità stessa (cd. Debit Valuation Adjustment o DVA).

In assenza di quotazioni di mercato disponibili, il fair value è determinato utilizzando tecniche di valutazione, adeguate alle circostanze, che massimizzano l'uso di input osservabili rilevanti, riducendo al minimo l'utilizzo di input non osservabili.

Le attività e passività valutate al fair value sono classificate 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:

- Livello 1: prezzi quotati (e non oggetto di modifica) su mercati attivi per le stesse attività o passività;
- 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 o indirettamente;
- Livello 3: input non basati su dati di mercato osservabili.

STIME CONTABILI E GIUDIZI SIGNIFICATIVI: FAIR VALUE

La determinazione del fair value, ancorché basata sulle migliori informazioni disponibili e sull'adozione di adeguate metodologie e tecniche di valutazione, risulta intrinsecamente caratterizzata da elementi di aleatorietà e dall'esercizio di un giudizio professionale e potrebbe determinare previsioni di valori differenti rispetto a quelli che si andranno effettivamente a realizzare.

2 Schemi di bilancio

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura.

Gli schemi di stato patrimoniale e conto economico sono analoghi a quelli adottati nell'esercizio precedente.

Il prospetto dell'utile (perdita) complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS non sono rilevati a conto economico.

Il prospetto delle variazioni nelle voci del patrimonio netto presenta l'utile (perdita) complessivo dell'esercizio, le operazioni con gli azionisti e le altre variazioni del patrimonio netto.

Lo schema di rendiconto finanziario è predisposto secondo il "metodo indiretto", rettificando l'utile (perdita) dell'esercizio delle componenti di natura non monetaria.

3 Modifiche dei criteri contabili

Le modifiche ai principi contabili internazionali, nonché le disposizioni dell'IFRS 17 "Contratti assicurativi", efficaci a partire dal 1° gennaio 2023 non hanno prodotto effetti significativi.

Con il decreto legislativo n. 209/2023 del 19 dicembre 2023 è stata omologata la Direttiva UE 2022/2523 che ha introdotto i principi del modello Pillar Two previsto dall'OCSE che prevede un regime di tassazione minima a livello mondiale per i gruppi multinazionali stabilendo l'applicazione di una tassazione addizionale (cd. top-up tax) sui redditi afferenti a giurisdizioni caratterizzate da tassazioni inferiori al livello minimo stabilito. Nel corso dell'esercizio sono state effettuate le analisi, sulla base di dati consuntivi e ipotesi prospettiche, volte a verificare la possibile esposizione del Gruppo al

pagamento di una top-up tax nelle giurisdizioni in cui opera; allo stato, non si prevedono impatti significativi derivanti dall'applicazione delle disposizioni del nuovo regime fiscale, che saranno in vigore a partire dal 1° gennaio 2024. Al riguardo, si segnala che Eni, ai fini della redazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2023, ha applicato le modifiche allo IAS 12 "Riforma Fiscale Internazionale", omologate con il regolamento n. 2023/2468, emesso dalla Commissione europea in data 8 novembre 2023. Tali modifiche introducono, oltre a specifiche disclosure, un'eccezione temporanea alla rilevazione delle imposte anticipate e differite derivanti da normative fiscali, approvate o sostanzialmente approvate, che implementano i principi del modello Pillar Two pubblicato dall'OCSE.



88441/529

4 Principi contabili di recente emanazione

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

Con il Regolamento n. 2023/2579 emesso dalla Commissione europea in data 20 novembre 2023, sono state omologate le modifiche all'IFRS 16 "Passività del leasing in un'operazione di vendita e retrolocazione", volte a chiarire la modalità di valutazione successiva delle passività per leasing a seguito di operazioni di sale and leaseback. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2024.

Con il regolamento n. 2023/2822 emesso dalla Commissione europea in data 19 dicembre 2023, sono state omologate le modifiche allo IAS 1 "Classificazione delle passività come correnti o non correnti e Passività non correnti con clausole", volte a fornire dei chiarimenti: (i) in materia di classificazione delle passività come correnti o non correnti; e (ii) in merito alla classificazione, come correnti o non correnti, delle passività con covenant. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2024.

PRINCIPI CONTABILI E INTERPRETAZIONI EMESSI DALLO IASB E NON ANCORA OMOLOGATI DALLA COMMISSIONE EUROPEA

In data 25 maggio 2023, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 7 e all'IFRS 7 "Supplier Finance Arrangements", volte ad introdurre degli obblighi informativi sui supplier finance arrangement (ad es. accordi di reverse factoring) che consentono agli investitori di valutare l'effetto di tali accordi sulle passività, sui flussi di cassa e sull'esposizione al rischio di liquidità dell'impresa acquirente. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2024.

In data 15 agosto 2023, lo IASB ha emesso le modifiche allo IAS 21 "The Effects of Changes in Foreign Exchange Rates: Lack of Exchangeability" volte, sostanzialmente, a richiedere la stima di un tasso di cambio corrente nel caso in cui una valuta non sia convertibile in un'altra. Le modifiche sono efficaci a partire dagli esercizi che hanno inizio il, o dopo il, 1° gennaio 2025.

Allo stato Eni sta analizzando i principi contabili sopra indicati e valutando se la loro adozione avrà un impatto significativo sul bilancio.





88441/530

5 Business combination e altre transazioni significative

Acquisizioni

Nel 2023 Eni ha eseguito le acquisizioni rappresentate di seguito con un esborso di €1.432 milioni, assumendo passività finanziarie nette di €91 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €155 milioni.

Linea di business Plenitude

Il 30 gennaio 2023 è stata finalizzata l'acquisizione dell'impianto fotovoltaico di Kellam, da 81 MW, situato nel nord del Texas per il corrispettivo di €37 milioni con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €2 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €1 milione. L'allocation del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata in via definitiva senza rilevazione di goodwill.

Il 9 febbraio 2023 è stata finalizzata l'acquisizione della società spagnola Maristella Directorship SLU titolare di un progetto di energia solare della capacità di 90 MWp per il corrispettivo di €5 milioni allocati alla voce di bilancio "Immobilizzazioni in corso".

L'11 maggio 2023 è stata finalizzata l'acquisizione di due società spagnole (Wind Hero SLU e Wind Grower SLU) titolari ciascuna di un progetto di energia solare della capacità di 50 MW per il corrispettivo di €8 milioni, di cui €4 milioni versati in acconto nel 2022.

Il 21 giugno 2023 è stata finalizzata l'acquisizione di due società spagnole (HLS Bonete PV SLU e HLS Bonete Topco SLU) che possiedono due asset fotovoltaici operativi della capacità complessiva di 96 MWp per il corrispettivo di €118 milioni con l'acquisizione di disponibilità liquide ed equivalenti di €22 milioni. L'allocation del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata su basi provvisorie con rilevazione di un goodwill di €6 milioni.

Il 5 ottobre 2023 è stata finalizzata l'acquisizione di tre società spagnole (Boceto Solar SLU, Cornisa Solar SLU e Ladronera Solar SLU), titolari di progetti di energia solare per una capacità complessiva di circa 150 MW, prossimi all'avvio della costruzione. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €25 milioni, al netto di €4 milioni di acconti versati nel 2021.

Il 23 ottobre 2023 è stata finalizzata l'acquisizione della società spagnola Renopool 1 SLU con una pipeline di progetti di energia solare della capacità complessiva di 330 MW già in status di "Ready to Build". Il corrispettivo dell'operazione è stato di €100 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €20 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €6 milioni.

Il 13 dicembre 2023 è stata finalizzata l'acquisizione della società spagnola Armadura Solar SLU, titolare di un progetto di energia solare della capacità di 250 MW. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €24 milioni, al netto di €19 milioni di acconti versati prima del closing dell'operazione.

Il 13 dicembre 2023 è stata finalizzata l'acquisizione di cinque società spagnole (Almazara Solar SLU, Atlante Solar SLU, Chapitel Solar SLU, Fortaleza Solar SLU e Garita Solar SLU), titolari di progetti di

energia solare della complessiva di 230 MW. Il corrispettivo dell'operazione è stato di €26 milioni, al netto di €21 milioni di acconti versati prima del closing dell'operazione.

Si segnala inoltre l'accordo firmato il 30 dicembre 2023 da Plenitude, attraverso la sua controllata Eni New Energy US Inc, con la società leader globale nel settore dell'energia EDP Renováveis, SA ("EDPR") per l'acquisizione dell'80% di tre impianti fotovoltaici già operativi situati negli Stati Uniti. Al riguardo, i parchi Cattlemen (Texas), Timber Road Blue Harvest (Ohio), hanno una capacità complessiva installata di 0,38 GW in quota Plenitude.

Altre acquisizioni minori e conguaglio prezzi su acquisizioni 2022 per un corrispettivo totale di €21 milioni.

Settore Exploration & Production

Il 28 febbraio 2023 è stata finalizzata l'acquisizione delle attività di bp in Algeria riguardanti gli asset di "In Amenas" (Eni In Amenas Ltd) e "In Salah" (Eni In Salah Ltd), operati congiuntamente con Sonatrach ed Equinor per il corrispettivo di €476 milioni. L'allocation del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata in via definitiva e senza rilevazione di goodwill, attribuendo il corrispettivo allocato alle attività materiali a titoli minerari unproved per €40 milioni e proved per €508 milioni.

Il 2 ottobre 2023 è stata finalizzata l'acquisizione da Chevron delle partecipazioni (inclusa l'operatorship) nei blocchi Ganal PSC (62%), Rapak PSC (62%) e Makassar Straits PSC (72%), nel bacino di Kutai, East Kalimantan, nell'offshore dell'Indonesia (Ganal e Rapak già partecipati da Eni con il 20%). Il corrispettivo dell'operazione è stato di €188 milioni, con l'acquisizione di attività finanziarie nette di €120 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €122 milioni. L'allocation del prezzo delle attività nette acquisite è stata effettuata in via definitiva e senza rilevazione di goodwill, attribuendo il corrispettivo allocato alle attività materiali a titoli minerari unproved per €91 milioni e proved per €13 milioni.

Linea di business Chimica

Il 18 ottobre 2023 è stata finalizzata l'acquisizione del controllo di Novamont acquistando la rimanente quota del 64% del capitale sociale, con il restante 36% già in mano Versalis SpA. La società è attiva nella produzione di resine e biomaterie plastiche biodegradabili ottenute da feedstock rinnovabili. Il corrispettivo dell'acquisto del 64% è stato di €404 milioni, con l'acquisizione di passività finanziarie nette di €207 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €4 milioni. L'allocation del prezzo di acquisto (€404 milioni) e del fair value della quota già posseduta (€227 milioni) delle attività nette acquisite è stata effettuata su base provvisoria e con rilevazione di un goodwill di €19 milioni.



88441/531

I valori patrimoniali, alla data di acquisizione, delle business combination e altre transazioni significative del 2023, riepilo-

gate per settore-linea di business, sono riportati nella seguente tabella:

(€ milioni)	Linea di business Plenitude	Settore Exploration & Production	Linea di business Chimica	Totale
Disponibilità liquide ed equivalenti	29	122	4	155
Altre attività	5	208	195	408
Totale attività correnti	34	330	199	563
Immobili, impianti e macchinari	168	652	255	1.075
Goodwill	6		19	25
Attività per imposte anticipate	3		33	36
Altre attività	259	91	524	874
Totale attività non correnti	436	743	831	2.010
TOTALE ATTIVITÀ	470	1.073	1.030	2.573
Passività finanziarie	1		103	104
Altre passività	9	125	184	318
Totale passività correnti	10	125	287	422
Passività finanziarie	32	2	108	142
Fondi per rischi e oneri	2	86		88
Passività per imposte differite	13	195		208
Altre passività	3	1	4	8
Totale passività non correnti	50	284	112	446
TOTALE PASSIVITÀ	60	409	399	868
Totale patrimonio netto di Eni	408	664	631	1.703
Interessenze di terzi	2			2
TOTALE PATRIMONIO NETTO	410	664	631	1.705
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	470	1.073	1.030	2.573

L'allocatione provvisoria dei corrispettivi delle acquisizioni è dovuta alla mancanza di sufficienti elementi informativi alla data di bilancio per la stima del fair value delle attività e passività acquisite.

Con riferimento agli effetti delle allocazioni definitive dei prezzi afferenti alle operazioni di business combination del 2022 si rinvia a quanto indicato nella nota n. 27 - Altre informazioni.

Disinvestimenti

Nel 2023 Eni ha eseguito alcune dismissioni con incasso di €420 milioni e acquisizione di partecipazioni in joint venture di €580 milioni, cedendo disponibilità finanziarie nette di €180 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti di €25 milioni.

Il 10 gennaio 2023 è stata finalizzata la cessione a Snam SpA del 49,9% della società Eni Corridor Srl (ora SeaCorridor Srl) che possiede (direttamente e indirettamente) le partecipazioni nelle società che gestiscono i due gruppi di gasdotti internazionali che collegano l'Algeria all'Italia, in particolare i gasdotti onshore che si estendono dal confine tra Algeria e Tunisia fino alla costa tunisina (cd. gasdot-

to TTPC) e i gasdotti offshore che collegano la costa tunisina all'Italia (cd. gasdotto TMPC), classificate come destinate alla vendita nel bilancio 2022. Questa operazione ha portato alla creazione della joint venture SeaCorridor Srl e la conseguente esclusione dall'area di consolidamento di attività e passività nette per €331 milioni, di cui disponibilità finanziarie nette di €172 milioni, di cui disponibilità liquide ed equivalenti per €25 milioni, la rilevazione della partecipazione in SeaCorridor Srl (quota Eni 50,1%) per €580 milioni, di una plusvalenza realizzata dalla cessione a Snam del 49,9% del capitale della SeaCorridor Srl di €420 milioni che comprende il realizzo di differenze attive di cambio da conversione per €7 milioni. Inoltre, è stata realizzata plusvalenza da valutazione al fair value della quota restante del 50,1% del capitale della SeaCorridor Srl per €414 milioni. Il 19 settembre 2023 è stata finalizzata la cessione delle attività esplorative in Gabon classificate come destinate alla vendita nel bilancio 2022. L'operazione ha comportato la cessione di Eni Gabon SA e la conseguente esclusione dall'area di consolidamento di attività finanziarie nette di €8 milioni e il realizzo a conto economico di una plusvalenza di €7 milioni.



88441/532

I valori patrimoniali, alla data delle singole cessioni e/o business combination effettuate nel 2023, sono riportati nella seguente tabella:

(€ milioni)	Eni Corridor Sri (ora SeaCorridor Sri)	Attività esplorative in Gabon	Totale
Disponibilità liquide ed equivalenti	25		25
Attività finanziarie correnti	147	8	155
Altre attività	130		130
Totale attività correnti	302	8	310
Immobili, impianti e macchinari	8		8
Attività per imposte anticipate	8		8
Altre attività	137		137
Totale attività non correnti	153		153
TOTALE ATTIVITÀ	455	8	463
Altre passività	112		112
Totale passività correnti	112		112
Altre passività	12		12
Totale passività non correnti	12		12
TOTALE PASSIVITÀ	124		124
Totale patrimonio netto di Eni	331	8	339
TOTALE PATRIMONIO NETTO	331	8	339
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO	455	8	463

6 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €10.193 milioni (€10.155 milioni al 31 dicembre 2022) comprendono attività finanziarie esigibili all'origine entro 3 mesi per €6.462 milioni (€6.804 milioni al 31 dicembre 2022) riguardanti essenzialmente depositi presso istituti finanziari con vincolo di preavviso superiore alle 48 ore.

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

Le disponibilità liquide ed equivalenti sono costituite essenzialmente da depositi in dollari USA (€7.328 milioni) e in euro (€1.945 milioni) e

rappresentano l'impiego sul mercato della liquidità posseduta a vista per le esigenze finanziarie del Gruppo.

L'ammontare di restricted cash è di €205 milioni (€97 milioni al 31 dicembre 2022) in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi e di vincoli relativi al pagamento di debiti.

La scadenza media delle attività finanziarie esigibili all'origine entro 3 mesi è di 12 giorni con un tasso di interesse effettivo del 5,48% per i depositi in dollari USA (€5.275 milioni) e di 55 giorni con un tasso di interesse effettivo dello 3,87% per i depositi in euro (€598 milioni).

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

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Attività finanziarie destinate al trading		
Titoli emessi da Stati Sovrani	1.250	1.244
Altri titoli	5.196	5.243
	6.446	6.487
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Altri titoli	336	1.764
	6.782	8.251

Le attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico 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 rendimento, 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 €1.288 milioni (€1.090 milioni al 31 dicembre 2022).



88441 | 533

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Attività finanziarie destinate al trading		
Euro	3.766	3.599
Dollaro USA	2.680	2.885
Altre valute		3
	6.446	6.487
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Euro	200	1.201
Dollaro USA	136	563
	336	1.764
	6.782	8.251

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

	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli emessi da Stati Sovrani				
Tasso fisso				
Italia	178	180	Baa3	BBB
Stati Uniti d'America	603	536	Aaa	AA+
Spagna	166	170	Baa1	A
Canada	65	59	Aaa	AAA
Francia	58	58	Aa2	AA
Altri ^(a)	96	89	da Aaa a A3	da AAA a A
	1.166	1.092		
Tasso variabile				
Italia	155	158	Baa3	BBB
	155	158		
Totale titoli emessi da Stati Sovrani	1.321	1.250		
Altri titoli				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.995	1.885	da Aaa a Baa2	da AAA a BBB
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	819	788	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB
Altri titoli	1.023	1.007	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB
	3.837	3.680		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	629	616	da Aaa a Baa2	da AAA a BBB
Titoli quotati emessi da imprese industriali	469	452	da Aa2 a Baa3	da AA a BBB
Altri titoli	476	448	da Aaa a Baa2	da AAA a BBB
	1.574	1.516		
Totale Altri titoli	5.411	5.196		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	6.732	6.446		
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	350	336		da AAAm a BBB
	7.082	6.782		

(a) Di importo unitario inferiore a €50 milioni.

Le altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico sono rappresentate da investimenti in Money Market Fund. Per le Attività finanziarie destinate al trading la gerarchia del fair value è di livello 1 per €5.106 milioni e di livello 2 per €1.340 milioni; per

le Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico la gerarchia del fair value è di livello 2 per l'intero ammontare. Nel corso dell'esercizio 2023 non vi sono stati trasferimenti significativi tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.



8844 1/534

8 Crediti commerciali e altri crediti

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Crediti commerciali	13.184	16.556
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.365	1.645
Crediti per attività di disinvestimento	200	301
Crediti verso altri	1.802	2.338
Totale al netto del fondo svalutazione	16.551	20.840

I crediti commerciali sono generalmente infruttiferi e prevedono termini di pagamento entro 180 giorni.

Il decremento dei crediti commerciali di €3.372 milioni è riferito ai settori Global Gas & LNG Portfolio per €3.889 milioni, Plenitude & Power per €267 milioni e, in aumento, Exploration & Production per €620 milioni e Enilive, Refining e Chimica per €103 milioni. Il decremento relativo ai settori Global Gas & LNG Portfolio e Plenitude & Power risente della diminuzione dei prezzi delle commodity energetiche che hanno fatto diminuire il valore nominale dei crediti.

Al 31 dicembre 2023 sono state poste in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti essenzialmente commerciali con scadenza 2024 dal valore nominale di €1.745 milioni (€2.212 milioni nell'esercizio 2022 con scadenza 2023). Le cessioni 2023 hanno riguardato crediti relativi al settore Enilive, Refining e Chimica per €1.291 milioni, al settore Global Gas & LNG Portfolio per €297 milioni e al settore Plenitude & Power per €157 milioni.

La maggiore esposizione per crediti alla data di bilancio relativi a forniture di idrocarburi riguarda le società petrolifere di stato dell'Egitto verso le quali sono presenti crediti commerciali netti pari a €1.156 milioni in parte scaduti. Tali importi sono relativi prevalentemente ad una quota parte delle forniture di gas naturale derivanti dalle produzioni equity Eni. L'aumento della esposizione ha avuto un'accelerazione nella seconda metà dell'esercizio in relazione al rapido deterioramento del quadro economico e finanziario del Paese, acuito dalla crisi del Medio Oriente, che ha determinato la contrazione delle riserve valutarie e conseguentemente un parziale rallentamento dei pagamenti alle società petrolifere operanti nel Paese. Sulla base degli impegni presi dalle autorità del Paese per regolarizzare l'esposizione debitoria verso Eni è stata stimata una perdita attesa che considera le previsioni temporali d'incasso.

Al 31 dicembre 2023 è outstanding un credito commerciale scaduto per forniture di gas naturale al cliente Acciaierie d'Italia (ex ILVA) dell'ammontare di €75 milioni (€373 milioni al 31 dicembre 2022). Il credito è assistito da parent company guarantee rilasciate dagli azionisti che coprono l'intero ammontare.

L'esposizione per crediti vantati nei confronti del joint operator in Nigeria nell'ambito di iniziative petrolifere operate da Eni si è modificata per effetto dell'operazione di dismissione in corso della controllata nigeriana NAOC, le cui attività, comprendenti crediti netti scaduti verso la controparte della trattativa pari a €236 milioni al

31 dicembre 2023, sono state riclassificate ad attività destinate alla vendita (nota n. 25 - Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili). Inoltre, sono stati riclassificati ad attività destinate alla vendita crediti netti scaduti verso la società di Stato NNPC di €472 milioni alla data di bilancio (€475 milioni al 31 dicembre 2022); tale ammontare riguarda per circa l'85% i crediti netti maturati per cash call non pagate, per i quali è stata stimata una perdita attesa che considera i tempi medi di rientro degli scaduti delle società di Stato, mentre la restante parte si riferisce a crediti pregressi, il cui incasso è avvenuto attraverso un piano di rientro che ha riconosciuto ad Eni l'attribuzione della quota di produzione di spettanza della società di Stato in iniziative di sviluppo "rig-less" a ridotto rischio minerario. Il piano è previsto esaurirsi entro il 2024. Il credito residuo a fine esercizio è stato attualizzato al WACC paese.

I crediti verso altri comprendono: (i) per €600 milioni (€566 milioni al 31 dicembre 2022) il valore recuperabile di crediti scaduti nei confronti della società di Stato del Venezuela PDVSA per le forniture di gas prodotto dalla joint venture Cardón IV, partecipata pariteticamente da Eni e Repsol, ceduti dalla venture ai soci. I crediti sono esposti al netto di un fondo svalutazione calcolato con un tasso di expected credit loss ritenuto idoneo a scontare il rischio della controparte di Stato e la dilazione dei tempi d'incasso dei fatturati di gas naturale. A fronte del benessere delle Autorità USA nell'ambito del quadro sanzionatorio nei confronti del Venezuela, anche nel 2023 sono state effettuate operazioni di compensazione del credito mediante ritiri di olio di PDVSA per 5,6 milioni di barili, per effetto dei quali è stato limitato l'incremento dello scaduto; (ii) per €358 milioni (€278 milioni al 31 dicembre 2022) gli acconti per servizi e verso fornitori; (iii) per €231 milioni (€239 milioni al 31 dicembre 2022) gli importi da ricevere da clienti a seguito dell'attivazione della clausola take-or-pay dei contratti di somministrazione long-term di gas naturale; (iv) i crediti verso distributori di gas e di energia elettrica derivanti principalmente dal cosiddetto "bonus sociale" di €309 milioni al 31 dicembre 2022 si sono azzerati a seguito del venir meno della riduzione degli oneri di sistema; (v) per €6 milioni (€193 milioni al 31 dicembre 2022) i crediti verso società di factoring.

I crediti commerciali e altri crediti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €9.915 milioni e €6.041 milioni.



88441/535

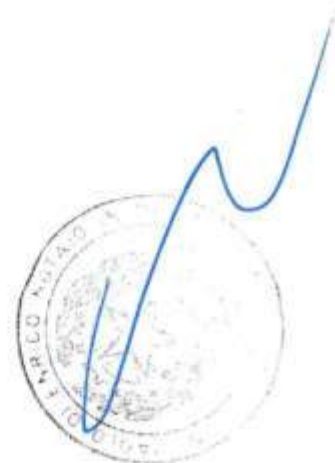
L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti sono state elaborate sulla base di rating interni come segue:

(€ milioni)	Crediti in bonis			Crediti in default	Clienti Plenitude	Totale
	Rischio basso	Rischio medio	Rischio alto			
31.12.2023						
Clienti business	3.577	5.303	331	909		10.120
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	215	634	168	2.438		3.455
Altre controparti	1.103	616	10	590	2.995	5.314
Valore lordo	4.895	6.553	509	3.937	2.995	18.889
Fondo svalutazione	(19)	(72)	(23)	(1.668)	(556)	(2.338)
Valore netto	4.876	6.481	486	2.269	2.439	16.551
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,4	1,1	4,5	42,4	18,6	12,4
31.12.2022						
Clienti business	4.815	7.970	378	1.583		14.746
National Oil Company e Pubbliche Amministrazioni	215	852		2.248		3.315
Altre controparti	1.673	725	13	122	3.200	5.733
Valore lordo	6.703	9.547	391	3.953	3.200	23.794
Fondo svalutazione	(23)	(169)	(15)	(2.176)	(571)	(2.954)
Valore netto	6.680	9.378	376	1.777	2.629	20.840
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	0,4	1,8	3,8	55,0	17,8	12,4

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

Le valutazioni di recuperabilità dei crediti commerciali per la fornitura di idrocarburi, prodotti ed energia elettrica alla clientela retail,

business e national oil companies e per chiamate fondi nei confronti dei joint operator della Exploration & Production (national oil companies, operatori locali privati o international oil companies) sono riviste periodicamente per riflettere l'andamento dello scenario e i trend correnti di business, nonché eventuali maggiori rischi controparte.





88441/536

L'esposizione al rischio di credito e le perdite attese relative alla clientela di Plenitude sono state stimate sulla base di una provision matrix come segue:

(€ milioni)	Non scaduti	Scaduti				Totale
		da 0 a 3 mesi	da 3 a 6 mesi	da 6 a 12 mesi	oltre 12 mesi	
31.12.2023						
Clienti Plenitude						
- Retail	1.477	107	45	93	207	1.929
- Middle	716	39	7	11	134	907
- Altri	149	4	1	4	1	159
Valore lordo	2.342	150	53	108	342	2.995
Fondo svalutazione	(72)	(40)	(38)	(76)	(330)	(556)
Valore netto	2.270	110	15	32	12	2.439
Expected loss (%)	3,1	26,7	71,7	70,4	96,5	18,6
31.12.2022						
Clienti Plenitude						
- Retail	1.508	74	35	63	203	1.883
- Middle	657	33	11	7	162	870
- Altri	436	1	5	4	1	447
Valore lordo	2.601	108	51	74	366	3.200
Fondo svalutazione	(83)	(31)	(31)	(66)	(360)	(571)
Valore netto	2.518	77	20	8	6	2.629
Expected loss (%)	3,2	28,7	60,8	89,2	98,4	17,8

Il fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti si analizza come segue:

(€ milioni)	2023	2022
Fondo svalutazione iniziale	2.954	3.313
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in bonis	160	166
Accantonamenti su crediti commerciali e altri crediti in default	342	253
Rilasci su crediti commerciali e altri crediti in bonis	(140)	(37)
Rilasci su crediti commerciali e altri crediti in default	(485)	(758)
Altre variazioni	(493)	17
Fondo svalutazione finale	2.338	2.954

Il fondo svalutazione è stato stanziato tenendo conto di fattori di mitigazione del rischio controparte di €3.493 milioni (€5.744 milioni al 31 dicembre 2022), che includono depositi, polizze assicurative, fidejussioni e garanzie bancarie.

Gli accantonamenti a fronte di perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti in bonis sono riferiti: (i) alla linea di business Plenitude per €78 milioni (€61 milioni nel 2022) e riguardano principalmente la clientela retail; (ii) al settore Global Gas & LNG Portfolio per €23 milioni (€70 milioni nel 2022) e riguardano la clientela business.

Gli accantonamenti a fronte di perdite attese relative a crediti commerciali e altri crediti in default sono riferiti: (i) al settore Exploration

& Production per €238 milioni (€122 milioni nel 2022) e riguardano principalmente i crediti per le forniture d'idrocarburi a società di Stato e chiamate fondi nei confronti dei joint operator in progetti petroliferi operati da Eni; (ii) alla linea di business Plenitude per €90 milioni (€99 milioni nel 2022).

I rilasci del fondo svalutazione crediti commerciali e altri crediti in bonis e in default per complessivi €625 milioni sono riferiti: (i) al settore Global Gas & LNG Portfolio per €160 milioni sostanzialmente a seguito della riduzione delle esposizioni creditizie per le mutate condizioni di mercato; (ii) alla linea di business Plenitude per €182 milioni, principalmente per utilizzo a fronte oneri per €126 milioni; (iii) al settore Exploration & Production per €90 milioni, di cui per €59



88441537

milioni rilasci per esubero del fondo svalutazione crediti verso la società di Stato del Venezuela PDVSA a fronte delle operazioni di compensazione del credito effettuate nel corso dell'esercizio.

Le altre variazioni comprendono €662 milioni relativi al fondo svalu-

tazione crediti della controllata NAOC le cui attività nette sono destinate alla vendita.

Le riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	2023	2022	2021
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:			
Accantonamenti al fondo svalutazione	(502)	(419)	(550)
Perdite nette su crediti	(98)	(81)	(66)
Rilasci per esubero	351	547	337
	(249)	47	(279)

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

9 Rimanenze e rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Materie prime, sussidiarie e di consumo	1.292	1.228
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	1.628	1.515
Prodotti semilavorati, finiti e merci	3.260	4.962
Altre	6	4
Totale rimanenze correnti	6.186	7.709

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo riguardano le cariche petrolifere e altri materiali di consumo nelle attività di raffinazione e chimica.

I materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture sono riferite al settore Exploration & Production per €1.490 milioni (€1.387 milioni al 31 dicembre 2022).

I prodotti semilavorati, finiti e merci riguardano le scorte di gas naturale e prodotti petroliferi per €2.376 milioni (€3.818 milioni al 31 dicembre 2022) e prodotti chimici per €666 milioni (€790 milioni al 31 dicembre 2022).

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €583 milioni (€672 milioni al 31 dicembre 2022).

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.576 milioni (€1.786 milioni al 31 dicembre 2022) sono possedute da società italiane per €1.555 milioni (€1.764 milioni al 31 dicembre 2022) e riguardano le quantità minime di greggio e prodotti petroliferi che le società sono obbligate a detenere sulla base di norme di legge.

Il decremento delle rimanenze e delle rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo è dovuto essenzialmente alla flessione dei prezzi del petrolio e dei prodotti petroliferi.





8844 1/538

10 Attività e passività per imposte sul reddito

(€ milioni)	31.12.2023				31.12.2022			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Imposte sul reddito	460	142	1.685	38	317	114	2.108	253

Le imposte sul reddito sono analizzate alla nota n. 33 - Imposte sul reddito. Le passività per imposte sul reddito correnti comprendono la quota una tantum di €455 milioni relativa al Contributo di Solidarietà 2023, approvato con la legge di bilancio 2023, il cui pagamento è stato differito al 2024 per effetto di provvedimenti normativi.

Le passività per imposte sul reddito non correnti includono gli oneri di probabile sostenimento per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore relativi alle consociate estere del settore Exploration & Production per €33 milioni (€206 milioni al 31 dicembre 2022).

11 Altre attività e passività

(€ milioni)	31.12.2023				31.12.2022			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	3.323	46	2.414	153	11.076	129	9.042	286
Passività da contratti con la clientela			437	691			1.145	706
Attività e passività relative ad altre imposte	915	137	1.811	16	807	157	1.463	34
Altre	1.399	3.210	917	3.236	938	1.950	823	2.208
	5.637	3.393	5.579	4.096	12.821	2.236	12.473	3.234

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

Le attività relative ad altre imposte comprendono crediti Iva per €755 milioni, di cui €637 correnti determinati dal versamento in acconto effettuato nel mese di dicembre (€569 milioni al 31 dicembre 2022, di cui €432 milioni correnti).

Le altre attività comprendono: (i) i crediti acquistati relativi a detrazioni fiscali, bonus, efficientamento energetico e simili per €812 milioni correnti (€366 milioni al 31 dicembre 2022) e €2.247 milioni non correnti (€903 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) il costo d'iscrizione del gas prepagato per effetto della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term, i cui volumi sottostanti Eni prevede di ritirare oltre i 12 mesi per €307 milioni (€357 milioni oltre i 12 mesi e €41 milioni entro i 12 mesi al 31 dicembre 2022); (iii) le posizioni di underlifting correnti del settore Exploration & Production di €295 milioni (€239 milioni al 31 dicembre 2022); (iv) crediti non correnti per attività di disinvestimento per €205 milioni (€23 milioni al 31 dicembre 2022).

Le passività da contratti con la clientela comprendono: (i) gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture di trasporto del greggio dai giacimenti in Val d'Agri alla raffineria di Taranto per €469 milioni (€430 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) buoni carburanti elettronici prepagati per €292 milioni (€338 milioni al 31 dicembre 2022); (iii) gli anticipi incassati dal cliente Engie SA (ex Suez) a fronte di forniture di lungo termine di gas ed energia elettrica per €275 milioni (€333 milioni al 31 dicembre 2022), di cui correnti per €56 milioni (€58 milioni al 31 di-

cembre 2022); (iv) acconti e anticipi ricevuti da clienti a fronte di future forniture di gas per €10 milioni (€538 milioni al 31 dicembre 2022).

I ricavi rilevati nell'esercizio a fronte di passività da contratti con la clientela in essere al 31 dicembre 2023 sono indicati alla nota n. 29 - Ricavi.

Le passività relative ad altre imposte correnti riguardano accise e imposte di consumo per €1.034 milioni (€613 milioni al 31 dicembre 2022) e passività per Iva per €326 milioni (€332 milioni al 31 dicembre 2022).

Le altre passività comprendono: (i) debiti non correnti verso le società di factoring connessi alla cessione del credito d'imposta maturato in base ai provvedimenti Ecobonus e Superbonus per €2.040 milioni (€758 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) 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 per €391 milioni (€443 milioni al 31 dicembre 2022) i cui volumi sottostanti si prevede siano ritirati entro i prossimi 12 mesi per €131 milioni (€85 milioni al 31 dicembre 2022); (iii) passività per ricavi e proventi anticipati per €343 milioni, di cui correnti per €134 milioni (€104 milioni al 31 dicembre 2022); (iv) passività per posizioni di overlifting del settore Exploration & Production per €312 milioni (€479 milioni al 31 dicembre 2022); (v) depositi cauzionali per €286 milioni (€305 milioni al 31 dicembre 2022), di cui ricevuti da clienti retail per la fornitura di gas ed energia elettrica per €213 milioni (€222 milioni al 31 dicembre 2022); (vi) passività per attività d'investimento per €101 milioni (€83 milioni al 31 dicembre 2022).

I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.



88441 | 539

12 Immobili, impianti e macchinari

(€ milioni)	Terreni e fabbricati	Pozzi, impianti e macchinari E&P	Altre attività materiali	Attività esplorativa e di appraisal E&P	Immobilitazioni in corso E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
2023							
Valore iniziale netto	1.088	40.492	4.280	1.345	7.494	1.633	56.332
Investimenti	22		407	764	6.294	1.252	8.739
Capitalizzazione ammortamenti				20	184	1	205
Ammortamenti ^(a)	(47)	(5.699)	(610)				(6.356)
Svalutazioni	(30)	(1.164)	(366)		(226)	(390)	(2.176)
Riprese di valore		109	42		257	36	444
Radiazioni			(2)	(420)	(25)		(447)
Differenze di cambio da conversione	1	(1.223)	(39)	(46)	(268)	(3)	(1.578)
Rilevazione iniziale e variazione stima	3	698	16	17	14		748
Variazione dell'area di consolidamento - Società entrate	48	521	298		131	77	1.075
Variazione dell'area di consolidamento - Società uscite			(1)				(1)
Trasferimenti	37	5.592	595	(70)	(5.522)	(632)	
Altre variazioni	(11)	(1.905)	(32)	(42)	1.349	(45)	(686)
Valore finale netto	1.111	37.421	4.588	1.568	9.682	1.929	56.299
Valore finale lordo	4.354	139.856	32.121	1.568	13.670	4.308	195.887
Fondo ammortamento e svalutazione	3.243	102.445	27.533		3.988	2.379	139.588
2022							
Valore iniziale netto	1.071	42.342	3.850	1.244	6.497	1.295	56.299
Investimenti	22	132	456	655	5.361	1.074	7.700
Capitalizzazione ammortamenti				11	179		190
Ammortamenti ^(a)	(51)	(5.466)	(555)				(6.072)
Svalutazioni	(21)	(313)	(485)		(149)	(414)	(1.382)
Riprese di valore	3	40	191		141	38	413
Radiazioni	(1)		(2)	(365)	(218)		(586)
Differenze di cambio da conversione	2	2.422	55	74	368	5	2.926
Rilevazione iniziale e variazione stima		(173)	2	(7)	98		(80)
Variazione dell'area di consolidamento - Società entrate	9	650	695			118	1.472
Variazione dell'area di consolidamento - Società uscite	(1)	(3.687)	(6)	(119)	(546)		(4.359)
Trasferimenti	41	4.402	426	(149)	(4.253)	(467)	
Altre variazioni	14	143	(347)	1	16	(16)	(189)
Valore finale netto	1.088	40.492	4.280	1.345	7.494	1.633	56.332
Valore finale lordo	4.255	143.432	31.328	1.345	11.654	3.798	195.812
Fondo ammortamento e svalutazione	3.167	102.940	27.048		4.160	2.165	139.480

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

Gli investimenti comprendono la capitalizzazione di oneri finanziari per €94 milioni (€38 milioni nel 2022), riferiti al settore Exploration & Production per €64 milioni (€22 milioni nel 2022), determinati utilizzando un tasso d'interesse medio del 3,0% (2,1% al 31 dicembre 2022).

Gli investimenti sono riferiti al settore Exploration & Production per €7.105 milioni (€6.185 milioni nel 2022).

Gli investimenti per l'acquisto di immobili, impianti e macchinari da fornitori con i quali sono state negoziate dilazioni dei termini di pagamento che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario sono stati rilevati tra le Altre variazioni (€966 milioni).

Gli investimenti sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.



8844 1/540

Gli ammortamenti diversi da quelli degli impianti Oil & Gas, relativi alle bioraffinerie, impianti petrolchimici, centrali termoelettriche, sistemi fotovoltaici o eolici e altre attività ausiliarie sono calcolati a

quote costanti, in base alla vita economico-tecnica. I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e sono rimasti invariati rispetto all'esercizio 2022:

(%)	
Fabbricati	2 - 10
Impianti di raffinazione e petrolchimici	3 - 17
Gasdotti e centrali di compressione	4 - 12
Impianti di produzione di energia elettrica	3 - 5
Altri impianti e macchinari	6 - 12
Attrezzature industriali e commerciali	5 - 25
Altri beni	10 - 20

Gli impianti impiegati nell'estrazione e trattamento degli idrocarburi sono ammortizzati secondo la metodologia UOP, utilizzando come base di calcolo le riserve certe stimate secondo i criteri della U.S. Securities & Exchange Commission "SEC" (v. nota n. 1 - Principi contabili, stime contabili e giudizi significativi, sezione Criteri di valutazione - Attività mineraria - Ammortamento UOP). I piani di produzione associati agli asset esistenti comportano il progressivo esaurimento delle riserve certe SEC iscritte alla data di bilancio, che si prevede saranno prodotte entro circa dieci anni.

Le svalutazioni nette delle attività materiali hanno riguardato: (i) proprietà Oil & Gas (€1.025 milioni), in relazione a revisioni negative delle riserve (asset in Alaska, Golfo del Messico, Turkmenistan e Australia) e al deterioramento dello scenario del gas naturale (asset in Italia), al netto della ripresa di valore di un giacimento petrolifero in Congo; (ii) 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 (€345 milioni); (iii) impianti chimici per la produzione di intermedi, stirenici e, in misura minore, elastomeri (€367 milioni) in funzione della previsione di minori flussi di cassa dovuti al peggioramento dello scenario petrolchimico. Maggiori informazioni relative alle svalutazioni e riprese di valore del settore Oil & Gas sono indicate alla nota n. 15 - Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali e immateriali e diritti di utilizzo beni in leasing. Variabilità dei risultati agli scenari di decarbonizzazione.

Le differenze di cambio da conversione sono riferite ad imprese consolidate con moneta funzionale dollaro USA per €1.572 milioni.

La rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'incremento dell'asset retirement cost delle attività materiali del settore Exploration & Production per effetto dell'incremento delle stime dei costi di

abbandono, dell'avvio di nuovi progetti e del decremento dei tassi di attualizzazione.

La variazione dell'area di consolidamento è riferita: (i) per €548 milioni all'acquisizione del business di bp in Algeria, che include due concessioni produttive principalmente a gas "In Amenas" (Eni In Amenas Ltd) e "In Salah" (Eni In Salah Ltd), operate congiuntamente con Sonatrach ed Equinor; (ii) per €255 milioni all'acquisizione del controllo del gruppo Novamont, già partecipata al 36%, attiva nella produzione di bioplastiche; (iii) per €168 milioni le acquisizioni effettuate nell'ambito delle attività renewables di Plenitude e sono riferite in particolare alle due società spagnole HLS Bonete PV SLU e HLS Bonete Topco SLU; (iv) per €104 milioni all'acquisizione da Chevron delle società ora denominate Eni Ganai Deepwater Ltd ed Eni Rapak Deepwater Ltd che detengono una quota del 62% rispettivamente nei blocchi Ganai e Rapak già partecipati con il 20% da Eni oltre alla società ora denominata Eni Makassar Ltd che detiene una quota del 72% nel blocco Makassar. Le altre variazioni comprendono la riclassifica ad attività destinate alla vendita degli asset nigeriani onshore relativi all'accordo di cessione con la società Oando PLC per €914 milioni e di alcuni permessi petroliferi in Congo per €355 milioni.

I trasferimenti da immobilizzazioni in corso E&P a immobilizzazioni in esercizio hanno riguardato per €5.355 milioni la messa in servizio di pozzi, impianti e macchinari principalmente in Costa d'Avorio, Italia, Congo, Egitto, Iraq, Messico, Stati Uniti e Algeria.

Nell'ambito delle attività esplorative e di appraisal nel corso dell'esercizio sono state rilevate radiazioni per €420 milioni riguardanti i costi dei pozzi esplorativi in corso e completati in attesa di esito che nell'esercizio sono risultati/valutati d'insuccesso, relativi in particolare ad iniziative in Egitto, Messico, Mozambico, Marocco, Emirati Arabi e Libano.



88441/564

L'attività esplorativa e di appraisal è relativa per €1.391 milioni ai costi dei pozzi esplorativi sospesi in attesa d'esito e per €177 milioni ai

costi dei pozzi in corso a fine esercizio. Di seguito i movimenti relativi ai pozzi sospesi in attesa d'esito:

(€ milioni)	2023	2022	2021
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio esercizio	1.085	1.101	1.268
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe	834	547	288
Ammontari precedentemente capitalizzati e spesi nell'esercizio	(388)	(374)	(286)
Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe	(72)	(147)	(43)
Cessioni	(3)	(2)	(3)
Variazione dell'area di consolidamento		(114)	(199)
Differenze cambio da conversione	(40)	65	100
Altre variazioni	(25)	9	(24)
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine esercizio	1.391	1.085	1.101

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing"):

	2023		2022		2021
	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa					
- fino a 1 anno	417	7,9	216	5,0	175
- da 1 a 3 anni	347	6,1	246	4,9	269
- oltre 3 anni	627	14,5	623	13,9	657
	1.391	28,5	1.085	23,8	1.101
Costi capitalizzati di pozzi sospesi					
- progetti con pozzi perforati negli ultimi 12 mesi	417	7,9	204	4,5	175
- progetti per i quali l'attività di delineazione è in corso	804	14,0	579	11,3	567
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	170	6,6	302	8,0	359
	1.391	28,5	1.085	23,8	1.101

I progetti che procedono verso il sanzionamento (€170 milioni) si riferiscono a iniziative nei principali Paesi di presenza (Egitto, Nigeria e Congo). Gli unproved mineral interest, compresi nelle immobilizzazioni in corso

del settore Exploration & Production, accolgono il costo attribuito alle riserve unproved a seguito di business combination o il costo sostenuto in occasione dell'acquisto di titoli minerari e si analizzano come segue:

(€ milioni)	Congo	Nigeria	Turkmenistan	USA	Algeria	Egitto	Emirati Arabi Uniti	Italia	Indonesia	Totale
2023										
Valore iniziale	198	958	95	16	211	3	520	2		2.003
Investimenti					61				92	153
Riprese di valore (svalutazioni) nette	243		(93)	8						158
Riclassifica a Proved Mineral Interest		(1)			(51)	(1)	(28)			(81)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	(12)	(33)	(2)	(1)	(6)		(17)		(3)	(74)
Valore finale	429	924		23	215	2	475	2		2.159
2022										
Valore iniziale	218	892	3	68	114	16	508			1.819
Investimenti		11			110	(2)				121
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(28)		93	(56)						9
Riclassifica a Proved Mineral Interest	(6)				(19)	(12)	(19)			(56)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	14	55	(1)	4	6	1	31			110
Valore finale	198	958	95	16	211	3	520	2		2.003



8844 1/542

Gli unproved mineral interest comprendono il titolo minerario del giacimento offshore del Blocco 245 in Nigeria (OPL 245) il cui periodo esplorativo è scaduto l'11 maggio 2021 del valore iniziale di €888 milioni corrispondente al prezzo riconosciuto nel 2011 al Governo nigeriano per l'acquisizione del 50% di tale titolo. Considerando i costi di ricerca e pre-sviluppo successivamente capitalizzati, il valore di libro complessivo si ridetermina in €1.208 milioni. La complessa vicenda giudiziaria penale presso la Corte di Milano connessa a presunti reati di corruzione internazionale in merito all'assegnazione della licenza si è risolta definitivamente nel corso del 2022 in modo favorevole a Eni, mentre nel 2023 la Repubblica Federale della Nigeria ha rinunciato a proseguire l'azione in sede civile per ottenere un risarcimento di presunti danni (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi - Contenziosi). È pendente la domanda di conversione della licenza in Oil Mining Lease (OML) presso le competenti Autorità nigeriane per poter avviare le attività di sviluppo delle riserve. Considerata l'inazione delle Autorità nigeriane, Eni ha avviato da alcuni anni un arbitrato presso l'ICSID, il Centro internazionale per il regolamento delle controversie in materia di investimenti, per tute-

lare il valore dell'asset. Indipendentemente dall'esito dell'arbitrato, la stima del valore recuperabile dell'asset nella prospettiva di utilizzo economico e con attualizzazione dei flussi di cassa attesi al WACC paese (8%) ne conferma la tenuta.

Il fondo svalutazione attività materiali ammonta a €22.650 milioni (€21.715 milioni al 31 dicembre 2022).

Gli immobili, impianti e macchinari comprendono attività concesse in leasing operativo per €347 milioni riferiti, essenzialmente, a stazioni di servizio della linea di business Enilive e Refining.

Sugli immobili, impianti e macchinari sono costituite garanzie reali per un valore nominale di €24 milioni (stesso ammontare al 31 dicembre 2022) rilasciate a copertura del pagamento di accise.

I contributi portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €91 milioni (€115 milioni al 31 dicembre 2022).

Gli impegni contrattuali in essere per l'acquisto di attività materiali sono indicati alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi - Rischio di liquidità.

Le attività materiali operate in regime di concessione sono commentate alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi.

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

(€ milioni)	Mezzi navali di produzione e stoccaggio (FPSO)	Mezzi navali di perforazione (Drilling rig)	Mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas	Concessioni autostradali e locazione stazioni di servizio	Strutture di logistica per la distribuzione Oil & Gas	Immobili per uffici	Autoveicoli	Altre tipologie	Totale
2023									
Valore iniziale netto	2.142	148	682	457	19	595	42	361	4.446
Incrementi	14	570	402	133	19	110	14	322	1.584
Ammortamenti ^(a)	(145)	(219)	(315)	(74)	(18)	(125)	(12)	(65)	(973)
Svalutazioni			(3)		(2)			(36)	(41)
Riprese di valore			3					2	5
Differenze di cambio da conversione	(71)	(8)	(5)	4		(2)		(7)	(89)
Variazione dell'area di consolidamento						3		10	13
Altre variazioni	37	(42)	(40)	(28)	(1)	(1)	(27)	(9)	(111)
Valore finale netto	1.977	449	724	492	17	580	17	578	4.834
Valore finale lordo	2.409	985	1.593	822	81	1.039	47	826	7.802
Fondo ammortamento e svalutazione	432	536	869	330	64	459	30	248	2.968
2022									
Valore iniziale netto	2.667	183	575	454	14	618	48	262	4.821
Incrementi	1.342	189	530	76	28	108	21	110	2.404
Ammortamenti ^(a)	(226)	(197)	(303)	(70)	(13)	(130)	(21)	(53)	(1.013)
Svalutazioni			(5)		(5)		(1)	(7)	(18)
Riprese di valore			14						14
Differenze di cambio da conversione	239	12	10	3		3			267
Variazione dell'area di consolidamento	(1.878)	(34)	(39)			(1)		73	(1.879)
Altre variazioni	(2)	(5)	(100)	(6)	(5)	(3)	(5)	(24)	(150)
Valore finale netto	2.142	148	682	457	19	595	42	361	4.446
Valore finale lordo	2.507	516	1.360	734	87	1.010	86	562	6.862
Fondo ammortamento e svalutazione	365	368	678	277	68	415	44	201	2.416

(a) Gli ammortamenti sono al lordo della quota oggetto di capitalizzazione su attività materiali.



88441/543

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" di €4.834 milioni è riferito principalmente: (i) al settore Exploration & Production per €2.959 milioni (€2.653 milioni al 31 dicembre 2022) e riguarda principalmente i leasing di unità navali FPSO utilizzate nello sviluppo dei progetti offshore OCTP in Ghana e Area 1 in Messico della durata compresa tra 13 e 17 anni comprensiva dell'opzione di rinnovo, nonché il noleggio pluriennale di impianti di perforazione offshore ("rig") in relazione alla sola lease component; (ii) al settore Enilive, Refining e Chimica per €965 milioni (€800 milioni al 31 dicembre 2022) e riguarda le concessioni autostradali, le locazioni di terreni, le locazioni di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi, nonché le locazioni di mezzi navali per le attività di shipping e il parco auto dedicato al business car sharing; (iii) al settore Corporate e Altre attività per €519 milioni (€548 milioni al 31 dicembre 2022) e riguarda principalmente i contratti di affitto degli immobili.

Gli incrementi sono riferiti: (i) al settore Exploration & Production per €1.023 milioni e riguardano in particolare il noleggio di "rig" di perforazione per €570 milioni e mezzi navali e relative basi logistiche per trasporto Oil & Gas per €167 milioni; (ii) alla linea di business Enilive e Refining per €408 milioni e riguardano in particolare la locazione di

mezzi navali per le attività di shipping e stoccaggio della Eni Trade & Biofuels SpA per €220 milioni, nuovi contratti ed estensione di contratti esistenti relativi a concessioni autostradali, locazione terreni, locazione stazioni di servizio e al parco auto dedicato al business car sharing per €146 milioni; (iii) al settore Corporate e Altre attività per €63 milioni e riguardano in particolare la locazione di beni per le attività di staff per €44 milioni (informatica e immobili).

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 comprensivo dell'opzione di proroga per ulteriori 6 anni; (ii) contratti di capacità di stoccaggio e di noleggio navi time charter per €131 milioni.

I principali esborsi futuri potenzialmente dovuti che non sono riflessi nella determinazione della passività per leasing sono relativi a: (i) opzioni di proroga o risoluzione di contratti di locazione di immobili ad uso uffici per €1.177 milioni; (ii) opzioni di proroga relativi a contratti di asset a servizio del business upstream per €545 milioni; (iii) opzioni di proroga relative alla locazione di stazioni di servizio per le attività di commercializzazione dei prodotti petroliferi per €133 milioni.

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

(€ milioni)	Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totale
2023			
Valore iniziale	884	4.067	4.951
Incrementi		1.584	1.584
Decrementi	(949)	(14)	(963)
Differenze di cambio da conversione	(16)	(81)	(97)
Variazione dell'area di consolidamento	1	12	13
Altre variazioni	1.208	(1.360)	(152)
Valore finale	1.128	4.208	5.336
2022			
Valore iniziale	948	4.389	5.337
Incrementi		2.401	2.401
Decrementi	(980)	(14)	(994)
Differenze di cambio da conversione	43	242	285
Variazione dell'area di consolidamento	(299)	(1.654)	(1.953)
Altre variazioni	1.172	(1.297)	(125)
Valore finale	884	4.067	4.951

La passività per beni in leasing è riferibile per €480 milioni (€494 milioni al 31 dicembre 2022) alla quota delle passività di competenza di joint operator nei progetti a guida Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.

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 per €963 milioni; (ii) gli interessi passivi pagati per €255 milioni.

La passività per beni in leasing è denominata in dollari USA per €3.573 milioni e in euro per €1.608 milioni.

Le altre variazioni relative al diritto di utilizzo beni in leasing e alle passività per beni in leasing riguardano essenzialmente la chiusura anticipata o la rinegoziazione di contratti di leasing.

I debiti per beni in leasing verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.



8844 1/544

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	2023	2022	2021
Altri ricavi e proventi			
- proventi da remeasurement delle passività per beni in leasing	17	6	18
	17	6	18
Acquisti, prestazioni e costi diversi			
- leasing di breve durata	59	113	85
- leasing di modico valore	37	27	31
- canoni di leasing variabili non inclusi nelle passività per beni in leasing	20	14	14
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(5)	(5)	(4)
	111	149	126
Ammortamenti e svalutazioni			
- ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing	973	1.013	928
- capitalizzazioni ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(199)	(186)	(110)
- svalutazioni diritto di utilizzo beni in leasing	41	18	59
- riprese di valore diritto di utilizzo beni in leasing	(5)	(14)	
	810	831	877
Proventi (oneri) finanziari			
- interessi passivi su passività per beni in leasing	(267)	(315)	(304)
- oneri finanziari su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali	11	8	5
- differenze di cambio nette su passività per beni in leasing	19	(4)	(34)
	(237)	(311)	(333)



88441565

14 Attività immateriali

(€ milioni)	Diritti e potenziale esplorativo	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzo delle opere dell'ingegno	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Goodwill	Altre attività a vita utile indefinita	Totale
2023							
Valore iniziale netto	793	176	1.394	2.363	3.138	24	5.525
Investimenti	20	41	415	476			476
Ammortamenti	(8)	(92)	(255)	(355)			(355)
Svalutazioni	(22)		(17)	(39)	(6)		(45)
Riprese di valore	11			11			11
Radiazioni	(85)		(3)	(88)			(88)
Variazione dell'area di consolidamento		291	461	752	25	2	779
Differenze di cambio da conversione	(19)		(1)	(20)			(20)
Altre variazioni	(27)	34	113	120	(24)		96
Valore finale netto	663	450	2.107	3.220	3.133	26	6.379
Valore finale lordo	1.295	2.119	4.674	8.088			
Fondo ammortamento e svalutazione	632	1.669	2.567	4.868			
2022							
Valore iniziale netto	913	155	845	1.913	2.862	24	4.799
Investimenti	53	28	275	356			356
Ammortamenti	(12)	(74)	(224)	(310)			(310)
Svalutazioni			(14)	(14)	(153)		(167)
Radiazioni	(13)			(13)			(13)
Variazione dell'area di consolidamento	(200)		391	191	482		673
Differenze di cambio da conversione	54		1	55	11		66
Altre variazioni	(2)	67	120	185	(64)		121
Valore finale netto	793	176	1.394	2.363	3.138	24	5.525
Valore finale lordo	1.428	1.806	3.705	6.939			
Fondo ammortamento e svalutazione	635	1.630	2.311	4.576			





8844 1/546

I diritti e potenziale esplorativo riguardano il valore di libro residuo dei bonus di firma e dei costi di acquisizione di licenze esplorative relativi ad aree con riserve proved, oggetto di ammortamento in base al criterio UOP e di impairment test, e aree con riserve unproved i cui costi sono sospesi in attesa dell'esito dell'attività esplorativa o fintan-

toché è confermato il commitment del management nell'iniziativa. Gli investimenti dell'anno riguardano bonus di firma relativi a nuovi acreage esplorativi principalmente in Egitto.

L'analisi dei diritti e potenziale esplorativo per tipologia di attività è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Diritti esplorativi proved	91	104
Diritti esplorativi unproved	572	689
	663	793

I diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno riguardano essenzialmente costi di acquisizione e di sviluppo interno di software, diritti di utilizzazione di processi produttivi e diritti di utilizzazione di software.

Le radiazioni dei diritti e potenziale esplorativo di €85 milioni sono riferite all'abbandono delle iniziative sottostanti.

La variazione dell'area di consolidamento relativa alle attività immateriali a vita utile definita riguarda: (i) per €515 milioni l'acquisizione del controllo del gruppo Novamont; (ii) per €237 milioni le acquisizioni effettuate nell'ambito delle attività rinnovabili di Plenitude e sono riferite in particolare alle società spagnole.

Le altre variazioni relative alle attività immateriali a vita utile definita riguardano: (i) per €58 milioni l'allocazione definitiva di alcune acquisizioni effettuate nel 2022 la cui allocazione del prezzo era stata effettuata su basi provvisorie (maggiori informazioni sono riportate

alla nota n. 27 - Altre informazioni); (ii) per €25 milioni il decremento relativo alla riclassifica ad attività destinate alla vendita dei diritti e potenziale esplorativo unproved della società Nigerian Agip Oil Co Ltd (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 25 - Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili).

Le altre attività immateriali riguardano: (i) concessioni, licenze e marchi e diritti simili per €1.148 milioni (€692 milioni al 31 dicembre 2022) di cui €879 milioni relativi alla linea di business Plenitude essenzialmente per attività connesse a fonti di energia rinnovabili; (ii) attività per acquisizione di clientela della linea di business Plenitude di €393 milioni (€358 milioni al 31 dicembre 2022); (iii) customer relationship per €92 milioni rilevati a seguito dell'acquisizione del gruppo Finproject (€101 milioni al 31 dicembre 2022).

I principali coefficienti di ammortamento adottati sono compresi nei seguenti intervalli e sono rimasti invariati rispetto all'esercizio 2022:

(%)	
Diritti e potenziale esplorativo	UOP
Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	3 - 33
Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	20 - 33
Attività per acquisizione della clientela	17 - 33
Altre immobilizzazioni immateriali	3 - 20

Il saldo finale della voce goodwill è al netto di svalutazioni cumulate per un totale di €2.656 milioni. Il goodwill per settore di attività e linea di business si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Plenitude	2.909	2.927
Enliven e Refining	102	102
Chimica	112	93
Corporate e Altre attività	10	16
	3.133	3.138



8844 1/547

La variazione dell'area di consolidamento relativa al goodwill è riferita: (i) per €19 milioni all'acquisizione del controllo del gruppo Novamont; (ii) per €6 milioni all'acquisizione effettuata nell'ambito delle attività renewables di Plenitude.

Le altre variazioni negative relative al goodwill di €24 milioni riguardano l'allocazione definitiva di alcune acquisizioni effettuate nel 2022 la cui allocazione del prezzo era stata effettuata su basi provvisorie (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 27 - Altre informazioni).

I contributi portati a decremento delle attività immateriali ammontano a €28 milioni.

Le informazioni sulle allocazioni del goodwill derivanti dalle operazioni di business combination sono fornite alla nota n. 5 - Business combination e altre transazioni significative.

Il goodwill rilevato a seguito di business combination è attribuito alle cash generating unit ("CGU") che beneficiano delle sinergie derivanti dall'acquisizione.

La linea di business Plenitude è attiva nella commercializzazione retail di gas naturale ed energia elettrica, nella generazione di energia elettrica da fonti rinnovabili e nella gestione di una rete di punti di ricarica per veicoli elettrici. Plenitude ha fatto diverse acquisizioni in ciascuna delle suddette attività che hanno portato alla rilevazione di valori significativi di goodwill negli esercizi precedenti e nel 2023 come descritto alla nota n. 5 - Business combination e altre transazioni significative.

L'avviamento allocato al business retail di gas naturale ed energia elettrica è pari a €1.215 milioni ed è stato sottoposto a test di recuperabilità creando un'unica CGU che copre tutti i mercati europei in cui Plenitude svolge le proprie attività retail, considerando l'esistenza di sinergie cross-market e da integrazione geografica. In sede di impairment test la CGU Retail conferma la tenuta del valore di libro del goodwill.

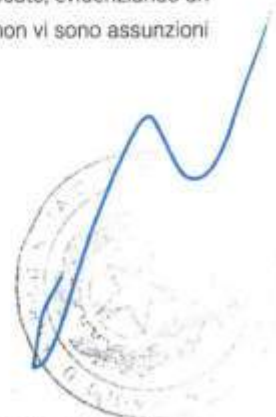
La recuperabilità del valore di libro della CGU Retail⁽²⁹⁾, compreso l'ammontare del goodwill allocato, è stata verificata mediante confronto con il valore d'uso stimato sulla base dei flussi di cassa del piano quadriennale approvato dal management e di un valore terminale calcolato con il metodo della perpetuity dell'ultimo anno del piano assumendo un tasso di crescita nominale di lungo periodo pari a zero, invariato rispetto al 2022. I flussi di cassa sono stati attualizzati al WACC post-tax dell'attività retail rettificato per

il rischio dei Paesi di operatività, compresi in un intorno del 5%. Non vi sono ipotesi razionali di variazione del tasso di sconto, del tasso di crescita, della redditività o dei volumi che comportino l'azzeramento dell'headroom di circa €6,4 miliardi del valore d'uso della CGU Retail rispetto al valore di libro, compreso il goodwill ad essa allocato.

La linea di business Plenitude relativa alle energie rinnovabili comprende un goodwill pari a €976 milioni relativo alle operazioni di business combination eseguite in Italia e nei principali mercati europei di operatività (Spagna, Francia e Grecia) nel 2023 e negli anni precedenti. Ai fini del test di recuperabilità le attività sono state raggruppate per CGU omogenee, corrispondenti ad aree geografiche, avuto riguardo ad aspetti tecnici, economici e contrattuali. La recuperabilità del goodwill è stata valutata con riferimento al complesso delle CGU. I flussi di cassa comprendono sia quelli relativi agli asset esistenti sia quelli connessi al processo di repowering. L'impairment test per la verifica di recuperabilità dei valori di libro compreso il goodwill allocato è stato eseguito sulla base del metodo dei flussi di cassa scontati che comprendono per i primi quattro anni di proiezione il piano aziendale approvato dal management; per gli anni successivi la proiezione coincide con la vita economico-tecnica degli impianti utilizzando flussi di cassa normalizzati. I flussi di cassa sono stati attualizzati a WACC compresi tra il 5,5% e il 6,1%. Tale test conferma la recuperabilità dei valori di libro compreso il goodwill allocato. L'headroom di circa €130 milioni si azzerava in caso di incremento medio di 0,3% del WACC o di una riduzione dei prezzi dell'energia elettrica di circa il 4%.

Il goodwill della linea di business Plenitude relativo all'attività mobilità elettrica pari a €718 milioni è riferito all'acquisizione avvenuta nel 2021 del 100% di Be Power SpA che tramite la controllata Be Charge è il secondo operatore italiano nel segmento delle infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica ed è stato valutato aggiornando il modello di valutazione dell'operazione.

Tale goodwill è stato testato ai fini della recuperabilità sulla base dei flussi di cassa attesi del business basati sul piano quadriennale approvato e sulla perpetuity dell'ultimo anno di piano con un tasso di crescita del 4,6% che riflette le previsioni di vendita di veicoli elettrici scontati al WACC del 10,8%. Tale test conferma la recuperabilità dei valori di libro compreso il goodwill allocato, evidenziando un headroom di circa €400 milioni per il quale non vi sono assunzioni razionali che ne comportino l'azzeramento.



(29) All'interno della CGU Retail, l'impairment test per la verifica di recuperabilità dei valori di libro della CGU di 1° livello Plenitude Energy Services è stato eseguito sulla base del metodo dei flussi di cassa scontati al 2050 che comprendono per i primi quattro anni di proiezione il piano aziendale approvato dal management.



88441/548

15 Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing. Variabilità dei risultati agli scenari di decarbonizzazione

La recuperabilità dei valori d'iscrizione delle cash generating unit (CGU) Oil & Gas è la più importante delle stime contabili critiche del bilancio Eni in ragione del peso del capitale investito nel settore sul totale dell'attivo consolidato. La determinazione dei flussi di cassa attesi associati all'uso delle CGU Oil & Gas è funzione del giudizio e delle valutazioni soggettive del management in relazione al futuro andamento di variabili caratterizzate da un'elevata alea d'incertezza quali i prezzi degli idrocarburi, le vite utili degli asset, le proiezioni di costi operativi e di sviluppo, compreso gli oneri di CO₂ relativamente alle geografie dove vi sono obblighi legali, i volumi di riserve che saranno effettivamente recuperati, il timing e i costi di decommissioning. La previsione dei prezzi degli idrocarburi viene effettuata nell'ambito dell'elaborazione dello scenario Eni. Questo

riflette le previsioni macroeconomiche e di settore, nonché le politiche, normative e tecnologie, in essere o ragionevolmente prevedibili per il futuro, fornendo all'azienda un quadro di riferimento unitario e coerente per le variabili economiche ed energetiche di interesse. Tali previsioni incorporano la migliore stima del management dei fondamentali dei diversi mercati energetici, tenendo conto del mutevole contesto di mercato anche per le sfide legate alla transizione energetica. Lo scenario Eni, inoltre, è oggetto di costante benchmark con le view di banche d'affari e dei consulenti energetici.

Di seguito le principali assunzioni di prezzo per la valutazione di recuperabilità degli asset Oil & Gas, in moneta reale 2022 per comparabilità con lo scenario IEA:

	2024	2027	2030	2040	2050
Petrolio Brent \$/bbl	73	68	68	58	48
Prezzo del gas naturale TTF \$/mmBTU	8,7	9,9	6,8	6,8	6,2

Tale scenario non si discosta in misura significativa rispetto a quello adottato nel bilancio precedente, ad eccezione della previsione di minori prezzi del gas naturale nel breve termine. I prezzi effettivi utilizzati nella determinazione dei ricavi futuri delle proprietà Oil & Gas nella verifica di recuperabilità sono derivati dai principali benchmark applicando appropriati differenziali di prezzo stimati dal management per considerare fattori quali le differenti qualità dei greggi, gli specifici meccanismi di indicizzazione e andamenti regionali dei prezzi.

Il tasso di attualizzazione dei flussi di cassa futuri delle CGU è stato stimato come media ponderata del costo del capitale proprio (Ke) e del capitale di debito, in base alla metodologia del Capital Asset Pricing Model. Nello specifico, il Ke considera sia il premio per il rischio mercato non diversificabile misurato sulla base dei rendimenti di lungo termine dello S&P500, sia un premio addizionale che considera l'esposizione ai rischi operativi dei Paesi di attività e i rischi della transizione energetica. Per le valutazioni del 2023, è stato stimato un costo del capitale di Gruppo di circa il 7%, sostanzialmente invariato rispetto al 2022 per effetto di un minore costo dell'equity dovuto alla riduzione del rischio finanziario della Società, che ha compensato l'aumento dei tassi risk-free. Tale tasso è declinato nei diversi Paesi di conduzione delle attività Oil & Gas aggiungendo un premio differenziale rispetto al medio di portafoglio che sconta gli specifici rischi operativi di ciascuna geografia (WACC adjusted).

Sulla base dello scenario prezzi descritto e del WACC paese così determinati, si registra la sostanziale tenuta dei valori d'iscrizione

delle proprietà, ad eccezione di alcuni asset che sono stati allineati ai minori valori recuperabili per effetto di revisioni negative delle riserve e della riduzione attesa dei prezzi del gas naturale, rilevando circa €1 miliardo di svalutazioni nette. Le geografie interessate sono state principalmente Alaska, Golfo del Messico, Turkmenistan ed Australia in relazione alla revisione delle riserve e asset a gas in Italia in relazione al prezzo. I tassi di attualizzazione post-tax dei flussi sono compresi in un range 6,0%-7,5%; i tassi di attualizzazione pre-tax per le principali svalutazioni si rideterminano in 5,1% in Italia e 20,3% in Alaska.

Nel complesso il valore d'uso delle proprietà Oil & Gas, stimato allo scenario e ai tassi di attualizzazione Eni, esprime un headroom (differenza tra il valore d'uso e i valori di libro) pari a circa l'80% del valore di libro degli asset. L'headroom del portafoglio complessivo sconta i costi attesi che il Gruppo ha pianificato per l'acquisto di crediti di carbonio nell'ambito della strategia di compensazione delle emissioni delle attività Oil & Gas, attraverso crediti di carbonio generati da "natural and technological based solutions". Nel calcolo sono inclusi gli asset di tutte le società consolidate, delle joint ventures e collegate, esclusa la Vår Energi ASA e Azule Energy Holdings Ltd. Considerata la soggettività delle assunzioni sottostanti la stima del valore d'uso, il management ha elaborato le seguenti analisi di sensitività dei valori degli asset Oil & Gas a differenti scenari rispetto al caso base: (i) taglio lineare del -10% dei prezzi degli idrocarburi in tutti gli anni delle proiezioni di flussi di cassa; (ii) incremento di un punto percentuale del WACC adjusted in ciascun Paese di attività;



88441/549

(iii) assunzione delle proiezioni di prezzi degli idrocarburi e di costi della CO₂ dello scenario di decarbonizzazione Net Zero Emission 2050 (NZE 2050) elaborato dalla IEA. Il valore d'uso complessivo delle proprietà Oil & Gas calcolato utilizzando i vari scenari di stress test evidenzia un margine "headroom" rispet-

to ai valori di libro; sono comunque possibili delle svalutazioni come riportato nella tabella successiva.

Di seguito i risultati in termini di variazione dell'headroom e di potenziali impatti di conto economico pre-tax:

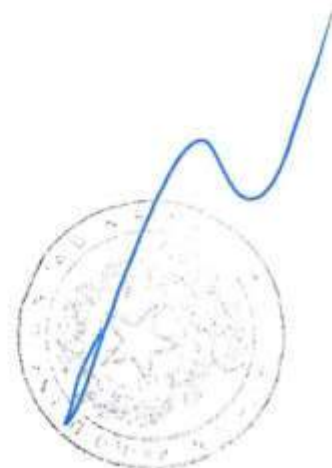
	Headroom valore d'uso delle CGU O&G Vs Valori di libro		Possibili svalutazioni € miliardi	Assunzioni al 2050 in termini reali USD 2022		
	Costi CO ₂ deducibili	Costi CO ₂ non deducibili		Prezzo Brent	Prezzo gas europeo	Costo CO ₂
Scenario Eni	77%	-		48 \$/bbl	6,2 \$/mmBTU	Proiezioni costi CO ₂ EU/ETS + previsione costi di forestry
Halcut del 10% prezzi scenario Eni	56%	-	(1,0)			Proiezioni costi CO ₂ EU/ETS + previsione costi di forestry
Scenario Eni con incremento WACC +1%	67%	-	(0,2)			Proiezioni costi CO ₂ EU/ETS + previsione costi di forestry
Scenario IEA NZE 2050	28%	23%	(3,2) - (4,3)	25 \$/bbl	4,1 \$/mmBTU	250-180\$ per tonnellata di CO ₂ (*)

(*) Range di valori a seconda di economie avanzate, emergenti con e senza impegni net zero. Per le economie minori previsto un costo inferiore.

Queste sensitivity non considerano possibili azioni di recupero di valore, quali riprogrammazione e/o cancellazione di attività di sviluppo pianificate, rinegoziazioni contrattuali, effetto sui costi o azioni volte ad accelerare il pay-back period.

La sensitivity non è stata applicata alle linee di business Chimica e

Generazione elettrica da gas a motivo dei valori contabili poco significativi delle immobilizzazioni materiali (rispettivamente €581 milioni e €766 milioni) e della vita economico-tecnica residua, mentre nessun impatto può essere associato alle raffinerie considerando che i loro valori contabili sono pari a zero.





8844 1/550

16 Partecipazioni

PARTECIPAZIONI VALUTATE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	2023				2022			
	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in imprese collegate	Totale	Partecipazioni in imprese controllate	Partecipazioni in joint venture	Partecipazioni in imprese collegate	Totale
Valore iniziale	50	7.065	4.977	12.092	44	2.057	3.786	5.887
Acquisizioni e sottoscrizioni	3	1.024	186	1.213	21	900	686	1.607
Cessioni e rimborsi					(2)	(1)	(477)	(480)
Plusvalenze da valutazione al patrimonio netto	4	818	800	1.622	5	474	1.684	2.163
Minusvalenze da valutazione al patrimonio netto	(3)	(149)	(129)	(281)	(6)	(197)	(82)	(285)
Decremento per dividendi	(1)	(939)	(1.060)	(2.000)	(3)	(483)	(708)	(1.194)
Variazione dell'area di consolidamento	3	13	(227)	(211)	5	(710)	(1.122)	(1.827)
Differenze di cambio da conversione	(2)	(244)	(166)	(412)	2	(231)	230	1
Altre variazioni	(1)	662	(54)	607	(16)	5.256	980	6.220
Valore finale	53	8.250	4.327	12.630	50	7.065	4.977	12.092

Le acquisizioni e sottoscrizioni riguardano: (i) per €882 milioni l'acquisizione da PBF Energy Inc del 50% del capitale di St. Bernard Renewables Llc che opera la bioraffineria presso l'hub di Chalmette, in Louisiana (Stati Uniti d'America) la cui produzione è stata avviata nel secondo semestre. L'allocatione del prezzo alle attività nette acquisite è stata effettuata su base provvisoria con rilevazione di un goodwill di €45 milioni; (ii) per €154 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di QatarEnergy LNG NFE (5) (ex Qatar Liquefied Gas Company Limited (9)) (Eni 25%) che partecipa con una quota del 12,5% nel progetto North Field East (NFE) assicurando ad Eni una quota del 3,125% nel megaprogetto del Qatar per lo sviluppo dell'LNG; (iii) per €42 milioni la sottoscrizione dell'aumento di capitale di Vårgrønn AS, la joint venture (Eni 65%) che possiede la quota del 20% nei progetti eolici offshore Doggerbank A, B e C nel Regno Unito. Le plusvalenze da valutazione al patrimonio netto sono riferite essenzialmente a: (i) Azule Energy Holdings Ltd per €653 milioni; (ii) Vår Energi ASA per €356 milioni; (iii) Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) per €296 milioni; (iv) ADNOC Global Trading Ltd per €120 milioni; (v) Saipem SpA per €56 milioni; (vi) SeaCorridor Srl per

€49 milioni; (vii) Mozambique Rovuma Venture SpA per €47 milioni. Le minusvalenze da valutazione al patrimonio netto sono riferite a: (i) Vårgrønn AS per €50 milioni; (ii) St. Bernard Renewables Llc per €42 milioni; (iii) Coral FLNG SA per €40 milioni.

Il decremento per dividendi è riferito a: (i) Azule Energy Holdings Ltd per €829 milioni; (ii) Vår Energi ASA per €640 milioni; (iii) Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER) per €277 milioni; (iv) ADNOC Global Trading Ltd per €129 milioni; (v) SeaCorridor Srl per €95 milioni. La variazione dell'area di consolidamento è riferita per €227 milioni all'acquisizione del controllo di Novamont SpA. Le business combination sono commentate alla nota n. 5 - Business combination e altre transazioni significative.

Le altre variazioni comprendono la rilevazione iniziale a fair value della joint venture SeaCorridor Srl (quota Eni 50,1%) per €580 milioni, superiore di €414 milioni rispetto al valore di libro della corrispondente quota mantenuta, a seguito della business combination che ha comportato la cessione a Snam del 49,9% delle società Eni attive nella gestione del trasporto del gas naturale dall'Algeria mediante i gasdotti TTPC e TMPC.



88441/55A

Il valore netto delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto riguarda le seguenti imprese:

(€ milioni)	31.12.2023		31.12.2022	
	Valore contabile	% di partecipazione	Valore contabile	% di partecipazione
Imprese controllate:				
- Altre	53		50	
	53		50	
Imprese in joint venture:				
- Azule Energy Holdings Ltd	4.750	50,00	5.073	50,00
- St. Bernard Renewables Llc	829	50,00		
- Saipem SpA	722	31,20	645	31,20
- SeaCorridor Srl	530	50,10		
- Cardón IV SA	443	50,00	433	50,00
- Mozambique Rovuma Venture SpA	343	35,71	308	35,71
- Vårgrønn AS	336	65,00	370	65,00
- GreenIT SpA	92	51,00	74	51,00
- Lotte Versalis Elastomers Co Ltd.	43	50,00	41	50,00
- Heigo Renewables SpA	32	65,00	33	65,00
- LabAnalysis Environmental Scienze Srl	25	30,00		
- Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	21	70,00	29	70,00
- Altre	84		59	
	8.250		7.065	
Imprese collegate:				
- Abu Dhabi Oil Refining Company (Takreer)	2.434	20,00	2.497	20,00
- Vår Energi ASA	447	63,04	763	63,08
- QatarEnergy LNG NFE (5)	439	25,00	302	25,00
- Coral FLNG SA	239	25,00	330	25,00
- ADNOC Global Trading Ltd	145	20,00	158	20,00
- United Gas Derivatives Co	81	33,33	72	33,33
- Novis Renewables Holdings Llc	70	49,00	74	49,00
- Bluebell Solar Class A Holdings II Llc	70	99,00	73	99,00
- Novamont SpA			255	35,00
- Altre	402		453	
	4.327		4.977	
	12.638		12.092	

Le partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto sono analizzate per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Al 31 dicembre 2023 i valori di libro e di mercato della Saipem SpA e della Vår Energi ASA, società quotate in borsa partecipate da Eni e valutate ad equity, sono i seguenti:

	Saipem SpA	Vår Energi ASA
Numero di azioni ordinarie	622.476.192	1.573.713.749
% di partecipazione	31,20	63,04
Prezzo delle azioni (€)	1.470,00	2.862,87
Valore di mercato (€ milioni)	915	4.506
Valore di libro (€ milioni)	722	447



8844 1/552

Al 31 dicembre 2023 la capitalizzazione di borsa del titolo Saipem è superiore al valore di libro della partecipazione di €193 milioni; il valore di carico è allineato alla corrispondente frazione del patrimonio netto contabile della partecipata, al netto della quota ascrivibile all'emissione di obbligazioni convertibili.

Al 31 dicembre 2023 la capitalizzazione di borsa del titolo Vår Energi ASA per la quota Eni è superiore di €4.058 milioni rispetto al valore di libro della partecipazione.

Le ulteriori informazioni richieste sulle partecipazioni sono indicate alla nota n. 37 - Altre informazioni sulle partecipazioni.

Altre partecipazioni

(€ milioni)	2023	2022
Valore iniziale	1.202	1.294
Acquisizioni e sottoscrizioni	102	68
Valutazione al fair value con effetto a OCI	45	56
Differenze di cambio da conversione	(28)	42
Altre variazioni	(65)	(258)
Valore finale	1.256	1.202

La valutazione del fair value delle principali partecipazioni minoritarie non quotate, rientrante nel livello 3 della gerarchia del fair value, è stata determinata adottando principalmente, quale tecnica di valutazione, un approccio che tiene conto del patrimonio netto contabile e del valore attuale degli extra redditi attesi (cd. residual income approach). Tale tecnica di valutazione considera, tra l'altro, i seguenti input: (i) gli utili netti attesi, considerati rappresentativi della futura profittabilità delle partecipate, determinati sulla base dei piani aziendali e rettificati, ove opportuno, per tener conto delle ipotesi che sarebbero considerate da operatori di mercato; (ii) il costo del capitale, rettificato per tener conto del rischio Paese specifico in cui si svolgono le attività intraprese dalle partecipate. Variazioni dell'1% del costo del capitale conside-

rato nella valutazione non producono significative modifiche alla valutazione del fair value.

I dividendi distribuiti dalle altre partecipazioni minoritarie sono commentati alla nota n. 32 - Proventi (oneri) su partecipazioni.

Il valore di libro delle partecipazioni al 31 dicembre 2023 include: (i) la Nigeria LNG Ltd per €642 milioni (€668 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) la Saudi European Petrochemical Co "IBN ZAHR" per €121 milioni (€108 milioni al 31 dicembre 2022); (iii) la Darwin LNG Pty Ltd per €78 milioni (€71 milioni al 31 dicembre 2022).

Le partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto, collegate e rilevanti al 31 dicembre 2023 sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2023" che costituisce parte integrante delle presenti note.

17 Altre attività finanziarie

(€ milioni)	31.12.2023		31.12.2022	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a lungo termine	34	2.240	11	1.911
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa a breve termine	7		8	
	41	2.240	19	1.911
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	855		1.485	
	896	2.240	1.504	1.911
Titoli strumentali all'attività operativa		61		56
	896	2.301	1.504	1.967



88441553

I crediti finanziari sono esposti al netto del fondo svalutazione che si analizza come segue:

(€ milioni)	2023	2022
Valore iniziale	391	403
Accantonamenti	15	13
Rilasci	(9)	(43)
Differenze di cambio da conversione	(13)	21
Altre variazioni	(1)	(3)
Valore finale	363	391

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano finanziamenti concessi principalmente dal settore Exploration & Production (€2.173 milioni) a società collegate e joint agreement per l'esecuzione di progetti industriali di interesse Eni. Tali crediti sono espressione di interessenze di lungo termine nelle iniziative finanziate. L'esposizione maggiore è nei confronti: (i) della Mozambique Rovuma Venture SpA (Eni 35,71%) per €1.339 milioni (€1.187 milioni al 31 dicembre 2022), impegnata nello sviluppo delle riserve di gas naturale della scoperta Mamba nell'Area 4 dell'offshore del Mozambico, (ii) della Coral FLNG SA (Eni 25%) per €453 milioni (€356 milioni al 31 dicembre 2022).

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €149 milioni (€164 milioni al 31 dicembre 2022). Il fair value dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa non correnti ammonta a €2.285 milioni ed è stimato sulla base del valore

attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 1,9% e 5,2% (1,8% e 5,1% al 31 dicembre 2022).

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 non strumentali all'attività operativa riguardano per €712 milioni (€1.266 milioni al 31 dicembre 2022) depositi vincolati a garanzia di operazioni su contratti derivati riferiti essenzialmente al settore Global Gas & LNG Portfolio.

I crediti finanziari sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €630 milioni e €2.503 milioni.

Titoli per €19 milioni (€20 milioni al 31 dicembre 2022) sono vincolati a garanzia del cauzioneamento bombole del gas sulla base di norme di legge italiane.

L'analisi dei titoli per emittente è la seguente:

	Costo Ammortizzato (€ milioni)	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Tasso di rendimento nominale %	Anno di scadenza	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Stati Sovrani							
Tasso fisso							
Italia	19	19	17	da 0 a 2,65	dal 2024 al 2031	Baa3	BBB
Altri ^(a)	25	25	25	da 0,1 a 5,0	dal 2024 al 2027	da Aa1 a Baa2	da AA+ a BBB-
Tasso variabile							
Italia	12	12	12	da 4,62 a 5,07	dal 2024 al 2026	Baa3	BBB
Totale Stati Sovrani	56	56	54				
Altri istituti finanziari							
Banca Europea per gli investimenti	5	5	5	3,98	dal 2023 al 2024	Aaa	AAA
Totale	61	61	59				

(a) Di importo unitario inferiore a €10 milioni.

I titoli in portafoglio che scadono entro cinque anni ammontano a €55 milioni.

Il fair value dei titoli è determinato sulla base delle quotazioni di mercato.

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.





8844 1/554

18 Debiti commerciali e altri debiti

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Debiti commerciali	14.231	19.527
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	717	606
Debiti verso fornitori per attività di investimento	2.335	2.561
Debiti verso partner per attività di esplorazione e produzione	1.215	1.235
Debiti verso altri	2.156	1.780
	20.654	25.709

Il decremento dei debiti commerciali di €5.296 milioni è riferito al settore Global Gas & LNG Portfolio per €5.711 milioni e risente della diminuzione dei prezzi delle commodity energetiche che hanno fatto diminuire il valore nominale dei debiti e, in aumento, al settore Enilive, Refining e Chimica per €493 milioni.

I debiti verso altri comprendono: (i) debiti verso società di factoring connessi alla cessione del credito d'imposta maturato in base ai provvedimenti Ecobonus e Superbonus per €728 milioni (€246 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) debiti verso il personale per €287 milioni (€255 milioni al 31 dicembre 2022); (iii) gli importi ancora dovuti per l'attivazione della

clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term di €187 milioni (€284 milioni al 31 dicembre 2022); (iv) debiti verso istituti di previdenza e sicurezza sociale per €110 milioni (€100 milioni al 31 dicembre 2022). I debiti commerciali e altri debiti sono denominati in euro e in dollari USA rispettivamente per €10.200 milioni e €10.421 milioni.

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. 36 - Rapporti con parti correlate.

19 Passività finanziarie

(€ milioni)	31.12.2023				31.12.2022			
	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	2.810	600	1.116	4.526	3.645	851	1.999	6.495
Obbligazioni ordinarie		1.956	19.535	21.491		2.142	17.368	19.510
Obbligazioni convertibili sustainability-linked		9	917	926				
Altri finanziatori	1.282	356	148	1.786	801	104	7	912
	4.092	2.921	21.716	28.729	4.446	3.097	19.374	26.917

L'incremento delle passività finanziarie di €1.812 milioni è dettagliato nella tabella "Variazioni delle passività finanziarie derivanti da attività di finanziamento" riportata alla fine della presente nota. Al 31 dicembre 2023 le passività finanziarie con banche comprendono per €701 milioni contratti di finanziamento sustainability-linked, che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità, che sono indicati nel commento dei prestiti obbligazionari.

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 2023 e al 31 dicembre 2022 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano rispettivamente a €732 milioni e a €862 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate. 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 2023 il programma risulta utilizzato per €16,8 miliardi.



88441 | 555

L'analisi delle obbligazioni ordinarie per emittente e per valuta con l'indicazione della scadenza e del tasso di interesse è la seguente:

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Società emittente						
<i>Euro Medium-Term Notes</i>						
Eni SpA	1.250	22	1.272	EUR	2033	4,250
Eni SpA	1.200	14	1.214	EUR	2025	3,750
Eni SpA	1.000	31	1.031	EUR	2029	3,625
Eni SpA	1.000	12	1.012	EUR	2026	1,500
Eni SpA	1.000	4	1.004	EUR	2030	0,625
Eni SpA	1.000	4	1.004	EUR	2026	1,250
Eni SpA	1.000	10	1.010	EUR	2031	2,000
Eni SpA	900	1	901	EUR	2024	0,625
Eni SpA	800	3	803	EUR	2028	1,625
Eni SpA	750	13	763	EUR	2024	1,750
Eni SpA	750	8	758	EUR	2027	1,500
Eni SpA	750	(3)	747	EUR	2034	1,000
Eni SpA	679	10	689	USD	2027	variabile
Eni SpA	650	5	655	EUR	2025	1,000
Eni SpA	600	(2)	598	EUR	2028	1,125
Eni SpA	500	3	503	EUR	2025	1,275
Eni SpA	452		452	USD	2026	variabile
Eni SpA	452	(1)	451	USD	2026	variabile
Eni SpA	100	4	104	EUR	2028	5,441
Eni SpA	75	2	77	EUR	2043	3,875
Eni SpA	70	1	71	EUR	2032	4,000
Eni SpA	50	(1)	49	EUR	2031	4,800
Eni SpA - Sustainability-linked	1.000	(1)	999	EUR	2028	0,375
Eni SpA - Sustainability-linked	750	14	764	EUR	2027	3,625
	16.778	153	16.931			
<i>Altri prestiti obbligazionari</i>						
Eni SpA	905	7	912	USD	2028	4,750
Eni SpA	905	1	906	USD	2029	4,250
Eni USA Inc	362	1	363	USD	2027	7,300
Eni SpA	317	1	318	USD	2040	5,700
Eni Plenitude Wind 2022 SpA	17		17	EUR	2031	variabile
Eni SpA - Sustainability-linked - Retail	2.000	44	2.044	EUR	2028	4,300
	4.506	54	4.560			
	21.284	207	21.491			

Nell'anno sono stati emessi complessivamente prestiti obbligazionari ordinari per €4.000 milioni. Le nuove emissioni hanno riguardato, in particolare, un prestito obbligazionario di €1.250 milioni all'interno del programma Euro Medium Term Notes e due prestiti obbligazionari collegati al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità, il primo destinato ad un pubblico retail di €2.000 milioni e il secondo nell'ambito del programma Euro Medium Term Notes di €750 milioni. I parametri di sostenibilità sono: (i) Net Carbon Footprint upstream (Scope 1 e 2) pari o inferiore a 5,2 milioni di tonnellate di CO₂ equivalenti

al 31 dicembre 2025; (ii) capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili pari o superiore a 5 GW al 31 dicembre 2025. Nel caso di mancato raggiungimento di uno dei due obiettivi gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse.

Eni SpA nell'ambito del programma Euro Medium-Term Notes ha in essere, inoltre, un sustainability-linked bond per un ammontare nominale complessivo di €1.000 milioni le cui obbligazioni sono collegate al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità, che riguardano: (i) Net Carbon Footprint upstream (emissioni GHG Scope 1 +



88441/556

Scope 2) inferiori o uguali a 7,4 milioni di tonnellate di CO₂ equivalenti entro il 2024; (ii) capacità installata da fonti rinnovabili di 5 GW entro il 2025. 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 €2.821 milioni. Le informazioni relative alle obbligazioni convertibili senior unsecured sustainability-linked sono le seguenti:

(€ milioni)	Importo	Disaggio di emissione e rateo di interesse	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso (%)
Società emittente						
Eni SpA - Obbligazioni convertibili senior unsecured sustainability-linked	1.000	5	1.005	EUR	2030	2,950
di cui: componente passività finanziaria	920	6	926			
di cui: componente di patrimonio netto	80	(1)	79			

Nel corso del 2023 Eni SpA ha emesso un prestito obbligazionario convertibile senior unsecured sustainability-linked per un valore nominale complessivo di €1.000 milioni. Le obbligazioni saranno convertibili in azioni ordinarie Eni acquistate nell'ambito del piano di acquisto di azioni proprie approvato dalla Assemblea degli Azionisti del 10 maggio 2023 e avranno una durata di 7 anni, saranno emesse ad un prezzo pari al 100% del loro valore nominale e pagheranno una cedola annuale del 2,95%. Il prezzo di conversione sarà di €17,5513, rappresentante un premio del 20% sopra il prezzo di riferimento di €14,6261, determinato come prezzo medio ponderato (Volume Weighted Average Price

o VWAP) delle azioni ordinarie Eni rilevato sul mercato regolamentato di Borsa Italiana nella giornata del 7 settembre 2023 tra il momento di avvio delle contrattazioni e la fissazione dei termini economici del collocamento. Le obbligazioni saranno collegate al conseguimento dei target di sostenibilità relativi a emissioni nette di gas serra (Scope 1 e Scope 2) associate alle operazioni Upstream e alla capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, secondo le modalità previste nei termini e condizioni delle obbligazioni.

Le passività finanziarie sono di seguito analizzate nella valuta in cui sono denominate e con l'indicazione del tasso medio ponderato di riferimento.

	31.12.2023				31.12.2022			
	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	Tasso medio ponderato (%)	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni)	Tasso medio ponderato (%)	Passività finanziarie a breve termine (€ milioni)	Tasso medio ponderato (%)	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine (€ milioni)	Tasso medio ponderato (%)
Euro	3.469	3,3	20.293	2,4	3.994	0,9	17.171	1,8
Dollaro USA	614	5,5	4.342	5,9	337	2,2	5.298	5,1
Altre valute	9	2,5	2	5,9	115		2	2,4
Totale	4.092		24.637		4.446		22.471	

Al 31 dicembre 2023 Eni dispone di linee di credito committed di €9.120 milioni (€8.298 milioni al 31 dicembre 2022). Questi contratti prevedono

interessi e commissioni di mancato utilizzo in linea con le normali condizioni di mercato. Le linee di credito committed si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Linee di credito sustainability-linked a lungo comprensive delle quote a breve non utilizzate	9.000	8.100
Altre linee di credito a lungo non utilizzate	12	2
Altre linee di credito a lungo comprensive delle quote a breve utilizzate	3	70
Linee di credito a lungo termine	9.015	8.172
Linee di credito a breve non utilizzate	38	43
Linee di credito a breve utilizzate	67	83
Linee di credito a breve termine	105	126
	9.120	8.298



88441/557

Al 31 dicembre 2023 non risultano inadempimenti di clausole contrattuali connesse a contratti di finanziamento.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Obbligazioni ordinarie e Obbligazioni Sustainability-Linked	21.025	18.167
Obbligazioni convertibili sustainability-linked	1.061	
Banche	1.652	2.733
Altri finanziatori	505	111
	24.243	21.011

Il fair value dei debiti finanziari è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri con tassi di sconto compresi tra 1,9% e 5,2% (1,8% e 5,1% al 31 dicembre 2022).

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 e la sua scadenza e le condizioni di remunerazione.

VARIAZIONI DELLE PASSIVITÀ FINANZIARIE DERIVANTI DA ATTIVITÀ DI FINANZIAMENTO

(€ milioni)	Debiti finanziari a lungo termine e quote a breve di debiti finanziari a lungo termine	Debiti finanziari a breve termine	Passività per beni in leasing a lungo termine e quote a breve di passività per leasing a lungo termine	Totale
Valore al 31.12.2022	22.471	4.446	4.951	31.868
Variazioni monetarie	1.810	(1.495)	(963)	(648)
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	(144)	182	(116)	(78)
Variazione area di consolidamento	38	352	13	403
Altre variazioni non monetarie	462	607	1.451	2.520
Valore al 31.12.2023	24.637	4.092	5.336	34.065
Valore al 31.12.2021	25.495	2.299	5.337	33.131
Variazioni monetarie	(3.944)	1.375	(994)	(3.563)
Differenze di cambio da conversione e da allineamento	208	547	289	1.044
Variazione area di consolidamento	477	(95)	(1.953)	(1.571)
Altre variazioni non monetarie	235	320	2.272	2.827
Valore al 31.12.2022	22.471	4.446	4.951	31.868

La variazione dell'area di consolidamento è riferita all'acquisizione del controllo del gruppo Novamont per €211 milioni e alle acquisizioni effettuate nell'ambito delle attività rinnovabili di Plenitude per €33 milioni. Le altre variazioni non monetarie comprendono €1.584 milioni di assunzioni di passività per beni in leasing e €1.047 milioni di debiti verso fornitori con i quali sono state negoziate dilazioni dei termini di pagamento

che hanno comportato la classificazione del debito come finanziario. Le passività per beni in leasing sono commentate alla nota n. 13 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

I debiti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.





88441/558

20 Analisi dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
A. Disponibilità liquide	3.731	3.351
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	6.462	6.804
C. Altre attività finanziarie correnti	7.637	9.736
D. Liquidità (A+B+C)	17.830	19.891
E. Debito finanziario corrente	6.057	6.588
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	2.084	1.839
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	8.141	8.427
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	(9.689)	(11.464)
I. Debito finanziario non corrente	5.472	6.073
J. Strumenti di debito	20.452	17.368
K. Debiti commerciali e altri debiti non correnti		
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	25.924	23.441
M. Totale indebitamento finanziario (H+L)	16.235	11.977

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono €205 milioni (€97 milioni al 31 dicembre 2022) 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 effetto a conto economico che sono commentate alla nota n. 7 - Attività finanziarie valutate al fair value con effetto a conto economico; (ii) crediti finanziari che sono commentati alla nota n. 17 - Altre attività finanziarie.

La composizione delle voci relative ai debiti finanziari correnti e non correnti è indicata alla nota n. 19 - Passività finanziarie.

La quota corrente del debito finanziario non corrente e il debito finanziario non corrente comprendono passività per beni in leasing rispettivamente per €1.128 milioni e €4.208 milioni (rispettivamente €884 milioni e €4.067 milioni al 31 dicembre 2022) di cui €480 milioni (€494 milioni al 31 dicembre 2022) relativi alla quota delle passività di competenza dei joint operator nei progetti a guida Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call. Maggiori informazioni sulle passività per beni in leasing sono riportate alla nota n. 13 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

21 Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Fondo abbandono e ripristino siti e social project	Fondo rischi ambientali	Fondo rischi per contenziosi	Fondo per imposte non sul reddito	Fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione	Fondo copertura perdite di imprese partecipate	Fondo mutua assicurazione Everen (ex Oil)	Altri fondi	Totale
Valore al 31.12.2022	9.322	3.503	947	219	327	189	97	663	15.267
Accantonamenti	310	783	132	16	97	20	3	574	1.935
Rilevazione iniziale e variazione stima	748								748
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	284	57							341
Utilizzi a fronte oneri	(731)	(476)	(202)	(16)	(161)			(75)	(1.661)
Rilasci per esuberanza	(5)	(224)	(219)	(8)		(15)	(4)	(41)	(516)
Differenze cambio da conversione	(156)	(2)	(11)	(4)		(1)		(4)	(178)
Variazione area di consolidamento	88								88
Altre variazioni	(390)	(28)	34	(24)	(18)	15	9	(89)	(491)
Valore al 31.12.2023	9.470	3.613	681	183	245	208	105	1.028	15.533



88441/559

Il fondo abbandono e ripristino siti e social project accoglie: (i) per €8.027 milioni la stima dei costi che saranno sostenuti al termine dell'attività di produzione di idrocarburi per la chiusura mineraria dei pozzi, la rimozione delle strutture e il ripristino dei siti; (ii) per €817 milioni la stima degli oneri per social project del settore Exploration & Production riferiti per €442 milioni agli oneri da sostenere a fronte degli impegni assunti tra Eni SpA e la Regione Basilicata in relazione al programma di sviluppo petrolifero nell'area della concessione Val d'Agri; (iii) per €547 milioni la stima dei costi di abbandono di linee produttive e strutture logistiche ausiliarie della business Enilive e Refining. Gli accantonamenti al fondo abbandono e ripristino siti riguardano: (i) per €185 milioni la revisione stima dei costi di abbandono di asset Oil & Gas completamente ammortizzati o non produttivi; (ii) per €92 milioni la demolizione e la rimozione di linee produttive e strutture logistiche ausiliarie di raffinazione per le quali il management ha valutato l'assenza di prospettive economiche nell'attuale scenario dei prodotti raffinati, nonché la non percorribilità di opzioni di riconversione o di riutilizzo in processi di decarbonizzazione, in linea con la strategia Eni di progressivo disimpegno dal settore; (iii) per €33 milioni lo smantellamento di un impianto petrolchimico e il conseguente ripristino del sito. La rilevazione iniziale e variazione stima comprende l'aggiornamento delle stime dei costi di smantellamento/ripristino (principalmente in UK, Italia, USA e Libia) e l'effetto incrementativo dell'attualizzazione in relazione al ridimensionamento della curva dei tassi d'interesse dell'area Euro. Gli oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo rilevati a conto economico sono stati determinati con tassi di attualizzazione compresi tra il 2,2% e il 5,4% (-0,3% e 6,1% al 31 dicembre 2022). La variazione dell'area di consolidamento è riferita al settore Exploration & Production per €87 milioni. Gli esborsi connessi agli interventi di smantellamento e di ripristino saranno sostenuti in un arco temporale che copre i prossimi 50 anni, con inizio degli utilizzi essenzialmente oltre i 12 mesi.

Il fondo rischi ambientali accoglie la stima degli oneri relativi a interventi di bonifica ambientale e di ripristino dello stato dei suoli e delle falde delle aree di proprietà o in concessione di siti prevalentemente dismessi, chiusi e smantellati o in fase di ristrutturazione per i quali sussiste, alla data di bilancio, un'obbligazione legale o "constructive" di Eni all'esecuzione degli interventi, compresi gli oneri da "strict liability" cioè connessi agli obblighi di ripristino di siti contaminati che rispettavano i parametri di legge al tempo in cui si verificarono gli episodi di inquinamento o a causa della responsabilità di terzi operatori ai quali Eni è subentrato nella gestione del sito. Il presupposto per la rilevazione di tali costi ambientali è la valutazione della probabilità di sostenimento e la possibilità di stimarli in modo attendibile. Gli accantonamenti riguardano: (i) per

€283 milioni le attività di bonifica presso i siti industriali dismessi in Italia e i costi relativi al trattamento delle acque di falda; (ii) per circa €200 milioni impianti di raffinazione, depositi, distribuzione carburanti e oleodotti; (iii) per €58 milioni le attività di bonifica presso gli impianti petrolchimici. Alla data di bilancio, la consistenza del fondo è riferita alla Eni Rewind SpA per €2.391 milioni e alla linea di business Enilive e Refining per €739 milioni.

Il fondo rischi per contenziosi 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 è stato stanziato sulla base della miglior stima della passività esistente alla data di bilancio ed è riferito al settore Exploration & Production per €290 milioni.

Il fondo per imposte non sul reddito riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contenziosi e contestazioni pendenti con le Autorità fiscali in relazione alle incertezze applicative delle norme in vigore ed è riferito al settore Exploration & Production per €154 milioni. In particolare, gli oneri sono relativi principalmente al contenzioso in materia di potere impositivo delle amministrazioni locali italiane sulle piattaforme offshore Eni localizzate nelle acque territoriali comunali.

Il fondo riserva sinistri e premi compagnie di assicurazione accoglie gli oneri verso terzi previsti a fronte dei sinistri assicurati dalla compagnia di assicurazione di Gruppo Eni Insurance DAC. A fronte di tale passività sono iscritti all'attivo di bilancio €38 milioni di crediti verso compagnie di assicurazione presso le quali sono stati riassicurati parte dei suddetti rischi.

Il fondo copertura perdite di imprese partecipate accoglie gli stanziamenti effettuati in sede di valutazione delle partecipazioni a fronte di perdite eccedenti il patrimonio netto delle imprese partecipate e riguarda in particolare Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione) per €168 milioni.

Il fondo mutua assicurazione Everen (ex OIL) accoglie gli oneri relativi ai premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi 5 anni alla Mutua Assicurazione a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere.

Sulla base delle previsioni di esborso in relazione all'avanzamento delle attività di bonifica e di decommissioning di asset petroliferi esauriti, la quota a breve termine dei fondi rischi ammonta a circa €1,3 miliardi.





88441/560

22 Fondi per benefici ai dipendenti

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Piani a benefici definiti:		
- TFR	156	177
- Piani esteri a benefici definiti	121	142
- Fidej, altri piani medici esteri e altri	118	126
	395	445
Altri fondi per benefici ai dipendenti	353	341
	748	786

La passività relativa 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 riguardano gli incentivi monetari differiti per €120 milioni, il contratto di espansione per

€118 milioni, i piani isopensione di Eni Plenitude SpA Società Benefit per €77 milioni, i premi di anzianità per €26 milioni e gli altri piani a lungo termine per €12 milioni.

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

(€ milioni)	2023						2022					
	TFR	piani esteri a benefici definiti	Fidej, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale	TFR	piani esteri a benefici definiti	Fidej, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	177	644	126	947	341	1.288	227	761	162	1.150	301	1.451
Costo corrente	1	10	2	13	51	64	1	11	3	15	52	67
Interessi passivi	6	29	4	39	10	49	2	24	2	28	1	29
Rivalutazioni:	5	24	1	30	(2)	28	(26)	(118)	(33)	(177)	(22)	(199)
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	1	1		2	(1)	1		9		9	(2)	7
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	4	8	2	14	1	15	(34)	(144)	(35)	(213)	(15)	(228)
- Effetto dell'esperienza passata		15	(1)	14	(2)	12	8	17	2	27	(5)	22
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione	2	(13)	4	(7)	91	84					127	127
Contributi al piano:		1		1		1		1		1		1
- Contributi dei dipendenti		1		1		1		1		1		1
Benefici pagati	(37)	(39)	(9)	(85)	(97)	(182)	(28)	(30)	(8)	(66)	(87)	(153)
Riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(147)	(6)	(153)	(2)	(155)		(2)	(2)	(4)		(4)
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni	2	(129)	(4)	(131)	(39)	(170)	1	(3)	2		(31)	(31)
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	156	380	118	654	353	1.007	177	644	126	947	341	1.288
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		503		503		503		633		633		633
Interessi attivi		19		19		19		18		18		18
Rendimento delle attività a servizio del piano								(117)		(117)		(117)
Spese amministrative pagate								(1)		(1)		(1)
Contributi al piano:		25		25		25		14		14		14
- Contributi dei dipendenti		1		1		1		1		1		1
- Contributi del datore di lavoro		24		24		24		13		13		13
Benefici pagati		(31)		(31)		(31)		(21)		(21)		(21)
Riclassifica a passività direttamente associabili ad attività destinate alla vendita		(123)		(123)		(123)						
Differenze di cambio da conversione e altre variazioni		(132)		(132)		(132)		(23)		(23)		(23)
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)	261			261		261		503		503		503
Massimale di attività all'inizio dell'esercizio	1			1		1		1		1		1
Modifiche nel massimale di attività		1		1		1						
Massimale di attività alla fine dell'esercizio (c)	2			2		2		1		1		1
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	156	121	118	395	353	748	177	142	126	445	341	786



88441/562

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	Fiside, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2023						
Costo corrente	1	10	2	13	51	64
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione	2	(13)	4	(7)	91	84
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	6	29	4	39	10	49
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(19)		(19)		(19)
Totale interessi passivi (attivi) netti	6	10	4	20	10	30
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"					10	10
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	6	10	4	20		20
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					(2)	(2)
Spese amministrative pagate						
Totale	9	7	10	26	150	176
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"	3	(3)	6	6	150	156
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	6	10	4	20		20
2022						
Costo corrente	1	11	3	15	52	67
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione					127	127
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	2	24	2	28	1	29
- Interessi attivi sulle attività a servizio del piano		(18)		(18)		(18)
Totale interessi passivi (attivi) netti	2	6	2	10	1	11
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"					1	1
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	2	6	2	10		10
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					(22)	(22)
Spese amministrative pagate		1		1		1
Totale	3	18	5	26	158	184
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"	1	12	3	16	158	174
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	2	6	2	10		10

I costi per piani a benefici definiti rilevati tra le altre componenti dell'utile complessivo si analizzano come segue:

	2023				2022			
(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fiside, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fiside, altri piani medici esteri e altri	Totale piani a benefici definiti
Rivalutazioni:								
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche	1	1		2	9			9
- (Utili) perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	4	8	2	14	(34)	(144)	(35)	(213)
- Effetto dell'esperienza passata		15	(1)	14	8	17	2	27
- Rendimento delle attività a servizio del piano						117		117
- Modifiche nel massimale di attività		1		1				
	5	25	1	31	(26)	(1)	(33)	(60)



88441/562

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	Disponibilità liquide ed equivalenti	Strumenti rappresentativi di capitale	Strumenti rappresentativi di debito	Immobili	Derivati	Fondi comuni di investimento	Attività detenute da compagnie di assicurazione	Altre attività	Totale
31.12.2023									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	4	24	121	11	55		5	15	235
- con prezzi non quotati in mercati attivi							26		26
	4	24	121	11	55		31	15	261
31.12.2022									
Attività a servizio del piano:									
- con prezzi quotati in mercati attivi	23	25	260	11	4	4	26	146	499
- con prezzi non quotati in mercati attivi							4		4
	23	25	260	11	4	4	30	146	503

Le principali ipotesi attuariali adottate per valutare le passività alla fine dell'esercizio e per determinare il costo dell'esercizio successivo sono di seguito indicate:

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2023					
Tasso di sconto	(%)	3,1	1,4-25,9	3,1	3,1-3,3
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,0	1,9-20,0		
Tasso d'inflazione	(%)	2,0	1,2-15,5	2,0	2,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		14-23	24	
2022					
Tasso di sconto	(%)	3,7	2,2-15,4	3,7	3,4-3,7
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	3,4	1,9-12,5		
Tasso d'inflazione	(%)	2,4	1,2-11,5	2,4	2,4
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)		13-24	24	



88441/563

Le principali ipotesi attuariali adottate per i piani esteri a benefici definiti più rilevanti si analizzano per area geografica come segue:

		Eurozona	Resto Europa	Africa	Resto del Mondo	Piani esteri a benefici definiti
2023						
Tasso di sconto	(%)	3,2-3,3	1,4-4,5	3,2-25,9	6,9	1,4-25,9
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,9-3,0	3,0	5,0-20,0	5,0	1,9-20,0
Tasso d'inflazione	(%)	1,9-2,1	1,2-3,4	3,1-15,5	3,5	1,2-15,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-23	23	14-18		14-23
2022						
Tasso di sconto	(%)	3,5-3,8	2,2-4,8	3,8-15,4	7,0	2,2-15,4
Tasso tendenziale di crescita dei salari	(%)	1,9-3,0	3,0-4,0	1,9-12,5	5,0	1,9-12,5
Tasso d'inflazione	(%)	1,9-2,2	1,2-3,5	3,0-11,5	3,0	1,2-11,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	(anni)	21-22	23-24	13-17		13-24

Gli effetti derivanti da modifiche ragionevolmente possibili delle principali ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio sono irrilevanti. L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a

€147 milioni, di cui €40 milioni relativi ai piani a benefici definiti. Il profilo di scadenza e la durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici ai dipendenti sono di seguito indicate:

(€ milioni)	TFR	Piani esteri a benefici definiti	Fisde, altri piani medici esteri e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti	
31.12.2023					
2024	14	24	9	107	
2025	13	22	9	103	
2026	14	23	7	86	
2027	16	22	7	30	
2028	18	23	7	14	
Oltre	81	7	79	13	
Durata media ponderata	(anni)	6,8	13,6	10,8	2,3
31.12.2022					
2023	14	29	7	94	
2024	13	28	7	95	
2025	14	26	7	85	
2026	17	35	7	30	
2027	15	31	7	16	
Oltre	104	(7)	91	21	
Durata media ponderata	(anni)	7,5	13,2	11,5	2,5



88441/564

23 Passività per imposte differite e attività per imposte anticipate

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Passività per imposte differite lorde	8.461	9.315
Attività per imposte anticipate compensabili	(3.759)	(4.221)
Passività per imposte differite	4.702	5.094
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	8.241	8.790
Passività per imposte differite compensabili	(3.759)	(4.221)
Attività per imposte anticipate	4.482	4.569

La natura delle differenze temporanee più significative che hanno determinato le passività per imposte differite e attività per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Passività per imposte differite lorde		
- ammortamenti eccedenti	6.028	6.707
- contratti derivati	451	788
- differenza tra fair value e valore contabile degli asset acquisiti	305	288
- abbandono e ripristino siti (attività materiali)	265	276
- contratti di leasing IFRS 16	150	162
- applicazione del costo medio ponderato per le rimanenze	47	52
- altre	1.215	1.042
	8.461	9.315
Attività per imposte anticipate lorde		
- perdite fiscali portate a nuovo	(5.677)	(6.752)
- abbandono e ripristino siti (fondi per rischi e oneri)	(1.802)	(1.986)
- ammortamenti deducibili in futuri esercizi	(1.567)	(1.710)
- svalutazioni delle immobilizzazioni non deducibili	(1.517)	(1.490)
- accantonamenti per svalutazione crediti e fondi rischi e oneri non deducibili	(1.279)	(1.246)
- contratti di leasing IFRS 16	(198)	(182)
- benefici ai dipendenti	(168)	(161)
- utili infragruppo	(57)	(68)
- contratti derivati	(236)	(60)
- over/under lifting	(124)	(59)
- altre	(1.284)	(1.246)
	(13.909)	(14.960)
Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	5.668	6.170
Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione	(8.241)	(8.790)



88441/565

La movimentazione delle passività per imposte differite e delle attività per imposte anticipate si analizza come segue:

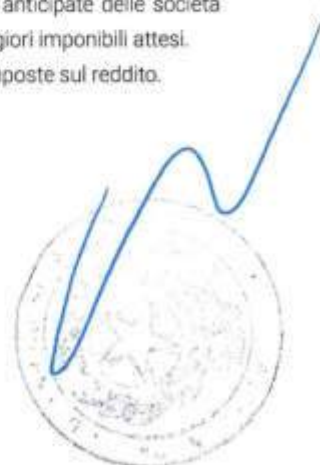
(€ milioni)	Passività per imposte differite lorde	Attività per imposte anticipate lorde	Fondo svalutazione attività per imposte anticipate	Attività per imposte anticipate al netto del fondo svalutazione
Valore al 31.12.2022	9.315	(14.960)	6.170	(8.790)
Incrementi	654	(2.161)	639	(1.522)
Decrementi	(1.099)	2.565	(861)	1.704
Variazioni con effetto ad OCI	(69)	223		223
Differenze di cambio da conversione	(247)	213	(68)	145
Variazione area di consolidamento	348	(183)	13	(170)
Altre variazioni	(441)	394	(225)	169
Valore al 31.12.2023	8.461	(13.909)	5.668	(8.241)
Valore al 31.12.2021	10.668	(17.150)	8.604	(8.546)
Incrementi	1.176	(2.215)	464	(1.751)
Decrementi	(1.351)	2.532	(2.409)	123
Variazioni con effetto ad OCI	382	(147)		(147)
Differenze di cambio da conversione	611	(610)	165	(445)
Variazione area di consolidamento	(1.951)	2.279	(549)	1.730
Altre variazioni	(220)	351	(105)	246
Valore al 31.12.2022	9.315	(14.960)	6.170	(8.790)

Le perdite fiscali ammontano a €21.896 milioni e sono utilizzabili illimitatamente per €17.319 milioni. Le perdite fiscali sono riferite a società italiane per €12.063 milioni e a società estere per €9.833 milioni; le relative attività per imposte anticipate al lordo del fondo svalutazione ammontano rispettivamente a €2.895 milioni e €2.782 milioni.

Secondo la normativa fiscale italiana le perdite fiscali possono essere portate a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali delle imprese estere sono riportabili a nuovo in un periodo mediamente supe-

riore a cinque esercizi con una parte rilevante riportabile a nuovo illimitatamente. Le perdite fiscali sono recuperabili con l'aliquota del 24% per le imprese italiane e con un'aliquota media del 28,3% per le imprese estere.

Il fondo svalutazione attività per imposte anticipate è riferito a società italiane per €3.975 milioni e a società estere per €1.693 milioni. Sono state ripristinate attività per imposte anticipate delle società italiane per €538 milioni in relazione ai maggiori imponibili attesi. Le imposte sono indicate alla nota n. 33 - Imposte sul reddito.





88441/66

24 Strumenti finanziari derivati e hedge accounting

(€ milioni)	31.12.2023			31.12.2022		
	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello	Fair value attivo	Fair value passivo	Gerarchia del fair value - Livello
Contratti derivati non di copertura						
Contratti su valute						
- Currency swap	70	168	2	110	132	2
- Interest currency swap		84	2	1	144	2
- Outright				3	12	2
	70	252		114	288	
Contratti su interessi						
- Interest rate swap	62	34	2	137	58	2
	62	34		137	58	
Contratti su merci						
- Over the counter	2.902	2.103	2	9.571	8.663	2
- Future	3.027	2.905	1	6.886	5.764	1
- Opzioni	106	114	2		2	1
- Altro	11		2		80	2
	6.046	5.122		16.457	14.509	
	6.178	5.408		16.708	14.855	
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su merci						
- Over the counter	80	13	2			
- Future				339	192	1
	80	13		339	192	
Contratti su interessi						
- Interest rate swap	6		1	21		2
	6			21		
	86	13		360	192	
Opzioni						
- Altre opzioni		41	2		144	3
		41			144	
Totale contratti derivati lordi	6.264	5.462		17.068	15.191	
Compensazione	(2.895)	(2.895)		(5.863)	(5.863)	
Totale contratti derivati netti	3.369	2.567		11.205	9.328	
Di cui:						
- correnti	3.323	2.414		11.076	9.042	
- non correnti	46	153		129	286	



8844 1/567

Eni è esposta al rischio mercato, cioè al rischio che variazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di cambio e dei tassi d'interesse possano ridurre i cash flow attesi o il fair value degli asset. Eni stipula contratti derivati finanziari e fisici in mercati organizzati, MTF, OTF o negoziati nei circuiti Over the Counter (in particolare contratti swap, forward, Contracts for Differences e opzioni su commodity) per ridurre o gestire tali rischi con sottostante commodity, valute o tassi, nonché in misura limitata e nel rispetto di soglie autorizzative interne, con finalità speculative cioè per trarre profitto da andamenti attesi di mercato.

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.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati non di copertura riguarda essenzialmente vendite a termine di gas naturale per le quali è prevista la consegna fisica, non oggetto di applicazione della own use exemption, nonché operazioni di trading proprietario.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda essenzialmente operazioni in derivati su commodity poste in essere nel settore Global Gas & LNG Portfolio con l'obiettivo di minimizzare il rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a operazioni commerciali con elevata probabilità o a operazioni commerciali già contrattate derivanti dalla differente indicizzazione dei contratti di somministrazione rispetto ai contratti di approvvigionamento. La medesima logica è utilizzata nell'ambito delle strategie di riduzione del rischio di cambio. Ai fini della qualificazione di tali strumenti come di copertura è verificata l'esistenza di una relazione economica con l'oggetto coperto in modo da compensare le 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.

Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alla nota n. 26 - Patrimonio netto. Le informazioni relative ai rischi oggetto di copertura e alle politiche di hedging sono indicate alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

Eni ha in essere interest rate swap sustainability-linked con primari istituti bancari che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità. Al 31 dicembre 2023 il fair value di tali contratti è attivo per €15 milioni.

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€2.562 milioni) compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è gestita utilizzando quale strumento di copertura, in una relazione fair value hedge, le differenze di cambio (positive di €75 milioni nel corso del 2023) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€2.135 milioni).

La compensazione degli strumenti finanziari derivati è riferita principalmente a Eni Global Energy Markets SpA.

Nel corso dell'esercizio 2023 non vi sono stati trasferimenti tra i diversi livelli della gerarchia del fair value.

Gli strumenti finanziari di copertura si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2023			31.12.2022		
	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace
Contratti derivati cash flow hedge						
<i>Contratti su commodity</i>						
- Over the counter	310	147	6	83	(4)	
- Future		(23)		1.350	(3.912)	275
- Altri					9	
	310	124	6	1.433	(3.907)	275
<i>Contratti su interessi</i>						
- Interest rate swap	128	(19)		127	24	
	128	(19)		127	24	
	438	105	6	1.560	(3.883)	275





88441568

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

(€ milioni)	31.12.2023			31.12.2022		
	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	(169)	56	(436)	4.059	(499)	(4.666)
	(169)	56	(436)	4.059	(499)	(4.666)
Contratti su interessi						
- Flussi su ammontari coperti	(19)	(6)		(15)	16	(11)
	(19)	(6)		(15)	16	(11)
	(188)	50	(436)	4.044	(483)	(4.677)

Maggiori informazioni sono fornite alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi finanziari.

EFFETTI RILEVATI TRA GLI ALTRI PROVENTI (ONERI) OPERATIVI

Gli altri proventi (oneri) operativi relativi a strumenti finanziari derivati su commodity si analizzano come segue:

(€ milioni)	2023	2022	2021
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	6	275	(51)
Proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati	472	(2.011)	954
	478	(1.736)	903

I proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguardano la quota inefficace del fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity.

I proventi (oneri) netti su altri strumenti finanziari derivati riguardano

gli effetti da regolamento e valutazione a fair value degli strumenti finanziari derivati su merci privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS, di trading sui prezzi delle commodity e per attività di trading proprietario.

EFFETTI RILEVATI TRA I PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2023	2022	2021
- Strumenti finanziari derivati su valute	(63)	(70)	(322)
- Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	2	81	16
- Opzioni		2	
	(61)	13	(306)

I proventi finanziari netti su strumenti finanziari derivati comprendono la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi e su tassi d'interesse e, pertanto, non sono

riferibili a specifiche transazioni commerciali o finanziarie. Gli strumenti finanziari derivati su cambi comprendono la gestione del rischio di cambio economico implicito nelle formule prezzo delle commodity. I rapporti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.



88441/569

25 Attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Le attività destinate alla vendita di €2.609 milioni (€264 milioni al 31 dicembre 2022) e passività direttamente associabili €1.862 milioni (€108 milioni al 31 dicembre 2022) riguardano principalmente l'accordo di cessione degli asset onshore in Nigeria e di alcuni permessi petroliferi in Congo. I valori di iscrizione delle attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili ammontano rispettivamente a €2.597 milioni (di cui attività

correnti €846 milioni) e a €1.862 milioni (di cui passività correnti €681 milioni).

Nel corso dell'esercizio sono state cedute le attività destinate alla vendita indicate nel bilancio 2022 relative alle attività di trasporto del gas naturale dall'Algeria e alle attività esplorative in Gabon come descritto alla nota n. 5 - Business combination e altre transazioni significative.

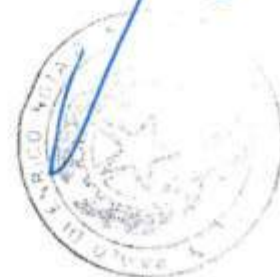
26 Patrimonio netto

INTERESSENZE DI TERZI

(€ milioni)	Risultato netto		Patrimonio netto	
	2023	2022	31.12.2023	31.12.2022
Gruppo Enipower	86	54	406	373
Gruppo Eni Plenitude	3	20	54	97
Altre				1
	89	74	460	471

PATRIMONIO NETTO DI ENI

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Capitale sociale	4.005	4.005
Utile relativi a esercizi precedenti	32.988	23.455
Riserva per differenze cambio da conversione	5.238	7.564
Altre riserve e strumenti rappresentativi di capitale:		
- Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	5.000
- Riserva legale	959	959
- Riserva per acquisto di azioni proprie	2.333	2.937
- Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge	36	(342)
- Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti	(88)	(58)
- Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto	98	46
- Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value	98	53
- Riserva emissione prestito obbligazionario convertibile	79	
- Altre riserve		190
Azioni proprie	(2.333)	(2.937)
Utile (perdita) dell'esercizio	4.771	13.887
	53.184	54.159





8844 1/540

CAPITALE SOCIALE

Al 31 dicembre 2023, il capitale sociale di Eni SpA, interamente versato, ammonta a €4.005.358.876 (stesso ammontare al 31 dicembre 2022) ed è rappresentato da n. 3.375.937.893 azioni ordinarie prive di indicazione del valore nominale (3.571.487.977 azioni ordinarie al 31 dicembre 2022).

Il 10 maggio 2023, l'Assemblea Ordinaria e Straordinaria degli Azionisti di Eni SpA ha deliberato: (i) la possibilità di utilizzare le riserve disponibili di Eni SpA a titolo e in luogo del pagamento del dividendo dell'esercizio 2023, stabilito in €0,94 per azione da regolarsi in 4 tranches, nei mesi di settembre 2023 (€0,24 per azione), novembre 2023 (€0,23 per azione), marzo 2024 (€0,24 per azione) e maggio 2024 (€0,23 per azione); (ii) l'annullamento di n. 195.550.084 azioni proprie, mantenendo invariato l'ammontare del capitale sociale e procedendo alla riduzione della relativa riserva per un importo di €2.400 milioni (pari al valore di carico delle azioni annullate); (iii) l'autorizzazione al Consiglio d'Amministrazione – ai sensi e per gli effetti dell'art. 2357 del Codice civile – a procedere all'acquisto di azioni della Società per l'esborso complessivo fino a €3,5 miliardi o fino a un massimo di n. 337.000.000 di azioni ordinarie, entro il termine del 30 aprile 2024, di cui: a) fino a massimo di n. 275.000.000 azioni per l'acquisto di azioni proprie finalizzato alla remunerazione degli Azionisti; b) fino a massimo di n. 62.000.000 azioni per la costituzione del cd. magazzino titoli. In esecuzione di detta delibera al 31 dicembre 2023 sono state acquistate n. 128.894.264 azioni proprie per un controvalore complessivo di €1.837 milioni.

RISERVA PER DIFFERENZE CAMBIO

La riserva per differenze cambio riguarda le differenze cambio da conversione in euro dei bilanci delle imprese operanti in valute diverse dall'euro.

OBBLIGAZIONI SUBORDINATE PERPETUE

Le obbligazioni ibride sono regolate dalla legge inglese e sono negoziate alla Borsa del Lussemburgo e ammontano complessivamente a €5 miliardi (stesso ammontare al 31 dicembre 2022). 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, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 ottobre 2034 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a 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.

RISERVA LEGALE

La riserva legale di Eni SpA rappresenta la parte di utili che, secondo quanto disposto dall'art. 2430 del Codice civile, non può essere distribuita a titolo di dividendo. La riserva ha raggiunto l'ammontare massimo richiesto dalla legge.

RISERVA PER ACQUISTO DI AZIONI PROPRIE

La riserva per acquisto di azioni proprie riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti.



88441/572

RISERVE PER UTILE (PERDITA) COMPLESSIVO

(€ milioni)	Riserva OCI strumenti finanziari derivati cash flow hedge			Riserva OCI piani a benefici definiti per i dipendenti			Riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto ^(a)	Riserva OCI partecipazioni valutate al fair value
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta		
Riserva al 31.12.2022	(483)	141	(342)	(20)	(38)	(58)	46	53
Variazione dell'esercizio	105	(32)	73	(31)	10	(21)	52	45
Differenze cambio				(43)	34	(9)		
Rigiro a rettifica Rimanenze	(8)	3	(5)					
Riclassifica a riporto utili								
Variazione dell'area di consolidamento								
Rigiro a conto economico	436	(126)	310					
Riserva al 31.12.2023	50	(14)	36	(94)	6	(88)	98	98
Riserva al 31.12.2021	(1.269)	373	(896)	(84)	(33)	(117)	54	141
Variazione dell'esercizio	(3.883)	1.133	(2.750)	60	(5)	55	92	56
Differenze cambio				1		1		
Rigiro a rettifica Rimanenze	(8)	2	(6)					
Riclassifica a riporto utili								(144)
Variazione dell'area di consolidamento				3		3	1	
Rigiro a conto economico	4.677	(1.367)	3.310				(101)	
Riserva al 31.12.2022	(483)	141	(342)	(20)	(38)	(58)	46	53

(a) La riserva OCI partecipazioni valutate al patrimonio netto al 31 dicembre 2023 comprende riserve negative pari a €1 milione relative ai piani a benefici definiti per i dipendenti (€1 milione al 31 dicembre 2022).

AZIONI PROPRIE

Le azioni proprie ammontano a €2.333 milioni (€2.937 milioni al 31 dicembre 2022) e sono rappresentate da n. 157.115.336 azioni ordinarie Eni (226.097.834 azioni ordinarie Eni al 31 dicembre 2022) possedute da Eni SpA.

Nell'esercizio 2023, sono state acquistate n. 128.894.264 azioni proprie per un controvalore complessivo di €1.837 milioni, sono state cancellate n. 195.550.084 azioni proprie per un controvalore complessivo

di €2.400 milioni e sono state assegnate a titolo gratuito ai dirigenti Eni n. 2.326.678 azioni proprie, a seguito della conclusione del Periodo di Vesting come previsto dal "Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022" approvato dall'Assemblea di Eni del 13 maggio 2020.

RISERVE DISTRIBUIBILI

Il patrimonio netto di Eni al 31 dicembre 2023 comprende riserve distribuibili per circa €43 miliardi.

PROSPETTO DI RACCORDO DEL RISULTATO DELL'ESERCIZIO E DEL PATRIMONIO NETTO DI ENI SPA CON QUELLI CONSOLIDATI

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2023	2022	31.12.2023	31.12.2022
Come da bilancio di esercizio di Eni SpA	3.272	5.403	51.019	52.520
Eccedenza dei patrimoni netti dei bilanci di esercizio, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in imprese consolidate	3.202	7.375	(814)	(1.302)
Rettifiche effettuate in sede di consolidamento per:				
- differenza tra prezzo di acquisto e corrispondente patrimonio netto contabile			153	153
- rettifiche per uniformità dei principi contabili	(2.266)	797	3.774	4.468
- eliminazione di utili infragruppo	86	124	(937)	(533)
- imposte sul reddito differite e anticipate	566	262	(51)	(76)
	4.860	13.961	3.544	55.230
Interessenze di terzi	(89)	(74)	(460)	(471)
Come da bilancio consolidato	4.771	13.887	53.184	54.759



8844 1/542

27 Altre informazioni

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI DEL RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	2023	2022	2021
Analisi degli investimenti in imprese consolidate e in rami d'azienda acquisiti			
Attività correnti	408	147	262
Attività non correnti	1.985	1.981	1.124
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(91)	(541)	(486)
Passività correnti e non correnti	(622)	(366)	(349)
Effetto netto degli investimenti	1.680	1.221	551
Goodwill	25	482	1.574
Valore corrente della quota della partecipazione posseduta prima dell'acquisizione del controllo	(271)	(21)	(99)
Interessenze di terzi	(2)	(15)	(4)
Totale prezzo di acquisto	1.432	1.667	2.022
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(155)	(31)	(121)
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite	1.277	1.636	1.901
Analisi dei disinvestimenti di imprese consolidate e di rami d'azienda ceduti			
Attività correnti	130	1.377	2
Attività non correnti	153	8.618	
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	180	(2.085)	
Passività correnti e non correnti	(124)	(2.351)	
Effetto netto dei disinvestimenti	339	5.559	2
Valore corrente della quota di partecipazioni mantenute per business combination	(580)	(5.726)	
Riclassifica a conto economico delle altre componenti dell'utile complessivo	(7)	(918)	
Plusvalenza per business combination e disinvestimenti	427	2.704	
Fair value della quota di partecipazione mantenuta dopo la cessione del controllo	414		
Crediti per disinvestimenti	(173)	(1.609)	
Totale prezzo di vendita	420	10	2
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti	(25)	(70)	
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	395	(60)	2
Business combination Unión Fenosa Gas			
Partecipazione Unión Fenosa Gas ceduta			232
a dedurre:			
Partecipazioni e rami d'azienda acquistati			
Attività correnti			370
Attività non correnti			378
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)			(128)
Passività correnti e non correnti			(420)
Totale partecipazioni e rami d'azienda acquistati			200
Totale disinvestimenti netti			32
a dedurre:			
Disponibilità liquide ed equivalenti			42
Business combination Unión Fenosa Gas al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti acquisite			74
Imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide ed equivalenti cedute	395	(60)	76



88441/573

Gli investimenti e i disinvestimenti del 2023 sono commentati alla nota n. 5 - Business Combination e altre transazioni significative.

Gli investimenti del 2022 hanno riguardato: (i) l'acquisizione del 100% della società SKGR Energy Single Member SA (ora Eni Plenitude Renewables Hellas Single Member SA), titolare di una piattaforma per lo sviluppo di impianti fotovoltaici in Grecia con una pipeline di progetti di circa 800 MW; (ii) l'acquisizione dell'impianto fotovoltaico in esercizio Corazon I da circa 266 MW situato in Texas (USA) e del progetto di stoccaggio Guajillo; (iii) l'acquisizione del 100% della società Energía Eólica Boreas SLU con una capacità di generazione di 104,5 MW; (iv) l'acquisizione del 100% della società Export LNG Ltd che detiene l'impianto di liquefazione galleggiante Tango FLNG; (v) l'acquisizione delle società PLT Energía Srl (ora Eni Plenitude Wind & Energy Srl) e SEF Srl (ora Eni Plenitude Solar & Miniwind Italia Srl).

I disinvestimenti del 2022 hanno riguardato: (i) la creazione con bp della joint venture paritetica upstream Azure Energy Holdings Ltd attraverso il conferimento e la perdita del controllo di Eni Angola SpA, Eni Angola Exploration BV e Eni Angola Production BV in cambio della partecipazione del 50% nella neocostituita entità; (ii) il conferimento del 100% della società consolidata Eni North Sea Wind Ltd titolare della quota del 20% nei progetti Doggerbank A, B e C nel Regno Unito alla joint venture norvegese Vårgrønn AS (Eni 65%); (iii) la cessione delle quote nelle attività di esplorazione e produzione in Pakistan.

Gli investimenti del 2021 hanno riguardato: (i) l'acquisizione del 100% di Aldro Energía y Soluciones SLU (ora Eni Plenitude Iberia SLU) at-

tiva nel mercato della vendita retail di energia elettrica, gas e servizi; (ii) l'acquisizione del 100% della società FRI-EL Biogas Holding (ora EniBioCh4in SpA) attiva nel settore della produzione di bioenergia; (iii) l'acquisizione da Glenmont Partners e PGGM Infrastructure Fund di un portafoglio di tredici campi eolici onshore in esercizio, della capacità complessiva di 315 MW; (iv) l'acquisizione di Dhamma Energy Group; (v) l'acquisizione da Azora Capital di un portafoglio di nove progetti di energia rinnovabile composto da tre impianti eolici in esercizio e uno in costruzione per un totale di 234 MW e da cinque progetti fotovoltaici in avanzato stadio di sviluppo per circa 0,9 GW; (vi) l'acquisizione del controllo di Finproject esercitando l'opzione di acquisto sulla rimanente quota del 60% del capitale sociale, dopo l'investimento iniziale del 40% fatto nel 2020; (vii) l'acquisizione da Zouk Capital e Aretex del 100% di Be Power, società attiva nel segmento delle infrastrutture di ricarica per la mobilità elettrica.

I disinvestimenti del 2021 hanno riguardato la ristrutturazione della joint venture Unión Fenosa Gas SA a seguito degli accordi con le autorità della Repubblica Araba d'Egitto (ARE) e il partner spagnolo Naturgy per la risoluzione di tutte le questioni pendenti della joint venture Unión Fenosa Gas con i partner egiziani che ha comportato nel complesso un conguaglio di cassa a beneficio Eni, rappresentato nelle dismissioni.

BUSINESS COMBINATION

L'allocazione provvisoria e definitiva del prezzo delle attività nette acquisite nel 2022 è di seguito rappresentata:

(€ milioni)	Energía Eólica Boreas SLU (Allocazione provvisoria)	Energía Eólica Boreas SLU (Allocazione definitiva)	PLT (PLT Energía Srl e SEF Srl) (Allocazione provvisoria)	PLT (PLT Energía Srl e SEF Srl) (Allocazione definitiva)
Attività correnti	1	1	145	145
Immobili, impianti e macchinari	100	100	532	532
Goodwill	18	16	412	390
Altre attività non correnti	157	160	288	337
Disponibilità finanziarie nette (indebitamento finanziario netto)	(59)	(59)	(390)	(390)
Passività correnti e non correnti	(114)	(115)	(237)	(264)
Effetto netto degli investimenti	103	103	750	750
Acconti versati nel 2021	(16)	(16)		
Totale prezzo di acquisto	87	87	750	750

A seguito dell'allocazione definitiva delle Business Combination 2022 gli schemi di bilancio non sono stati rideterminati tenuto conto della irrilevanza delle variazioni.





8844 1/576

28 Garanzie, impegni e rischi

GARANZIE

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Imprese consolidate	7.772	7.082
Imprese controllate non consolidate	196	202
Imprese in joint venture e collegate	9.294	9.802
Altri	398	477
	17.660	17.563

Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese consolidate riguardano principalmente: (i) contratti autonomi rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €3.783 milioni (€3.282 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) contratti autonomi rilasciati dal settore Exploration & Production principalmente in relazione ad attività Oil & Gas per €1.096 milioni (€1.098 milioni al 31 dicembre 2022); (iii) contratti autonomi a copertura della vendita di gas stoccato, del trasporto di gas e dell'esposizione potenziale verso il sistema gas in Italia per €385 milioni (€388 milioni al 31 dicembre 2022); (iv) garanzie rilasciate a enti previdenziali a fronte degli accordi di incentivazione all'esodo dei dipendenti per €375 milioni (€205 milioni al 31 dicembre 2022); (v) garanzie rilasciate all'Amministrazione finanziaria per rimborsi di crediti IVA per €258 milioni (€47 milioni al 31 dicembre 2022). L'impegno effettivo ammonta a €7.662 milioni (€7.003 milioni al 31 dicembre 2022).

Le garanzie rilasciate nell'interesse di imprese in joint venture e collegate riguardano principalmente: (i) contratti autonomi per €3.055 milioni rilasciati al gruppo Azule a fronte di contratti di leasing di navi FPSO da utilizzare nell'ambito dei progetti di sviluppo in Angola (€3.164 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) garanzie rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti da Vår Energi ASA in relazione ad attività Oil & Gas per €2.013 milioni (€2.151 milioni al 31 dicembre 2022); (iii) contratti autonomi ed altre garanzie personali rilasciati a terzi a fronte di partecipazioni a gare d'appalto e rispetto degli accordi contrattuali per €1.397 milioni (€1.613 milioni al 31 dicembre 2022), di cui €1.327 milioni (€1.378 milioni al 31 dicembre 2022) a beneficio del consorzio delle società appaltatrici del contratto di costruzione della nave Floating Liquefied Natural Gas (FLNG) per lo sviluppo della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico; (iv) contratti autonomi rilasciati a banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito per €1.448 milioni (€1.499 milioni al 31 dicembre 2022) a beneficio del consorzio di finanziatori con i quali è stato strutturato il project financing dello sviluppo delle riserve gas della scoperta di Coral nell'offshore del Mozambico; (v) contratti

autonomi rilasciati a terzi a fronte della partecipazione nel progetto eolico offshore Dogger Bank per €1.272 milioni (€1.259 milioni al 31 dicembre 2022). L'impegno effettivo ammonta a €6.077 milioni (€6.859 milioni al 31 dicembre 2022).

In base a quanto previsto dal contratto petrolifero che regola le attività di ricerca e produzione di idrocarburi dell'Area 4 del Mozambico, Eni SpA in qualità di Parent Company dell'operatore ha emesso contestualmente all'approvazione del piano di sviluppo delle riserve del permesso di esclusiva pertinenza dell'area, una garanzia irrevocabile a beneficio del Governo del Mozambico e di terze parti a copertura di eventuali danni o violazioni contrattuali derivanti dalle attività petrolifere eseguite nell'area contrattuale, comprese le attività svolte da società di scopo quali la Coral FLNG SA. La garanzia a favore del Governo del Mozambico è di ammontare illimitato (impegno non quantificabile), mentre per la parte a copertura di claims di parti terze prevede un massimale di €1.357 milioni. La garanzia avrà efficacia fino al completamento delle attività di decommissioning relative sia al piano di sviluppo Coral sia ad altri progetti dell'Area 4 (quali in particolare Mamba). In concomitanza all'emissione di tale garanzia al 100% sono state emesse a favore di Eni SpA delle controgaranzie da parte degli altri Concessionari di Area 4 (Kogas, Galp, ed ENH) e degli altri due soci della joint venture Mozambique Rovuma Venture SpA (CNPC e ExxonMobil) in proporzione al participating interest in Area 4.

Le garanzie rilasciate nell'interesse di altri riguardano: (i) la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service Ltd a copertura degli impegni relativi al pagamento delle fee di rigassificazione per €184 milioni (€190 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) per €161 milioni (€167 milioni al 31 dicembre 2022) la quota di spettanza della società petrolifera di Stato del Mozambico ENH delle garanzie rilasciate a beneficio del consorzio di finanziatori con i quali è stato strutturato il project financing per lo sviluppo delle riserve gas della scoperta di Coral. L'impegno effettivo ammonta a €296 milioni (€323 milioni al 31 dicembre 2022).



88441575

IMPEGNI E RISCHI

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Impegni	79.513	77.481
Rischi	1.140	1.228
	80.653	78.709

Gli impegni riguardano principalmente: (i) le parent company guarantees rilasciate a fronte degli impegni contrattuali assunti dal settore Exploration & Production per l'attività di esplorazione e produzione di idrocarburi quantificabili, sulla base degli investimenti ancora da eseguire, in €73.615 milioni (€73.334 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) la parent company guarantees per un ammontare complessivo di €3.619 milioni (€3.748 milioni al 31 dicembre 2022) rilasciata nell'interesse di Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV a seguito 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 parent company guarantee rimarrà in essere fino a quando sarà mantenuta la partecipazione azionaria; (iii) gli impegni del settore Exploration & Production per l'acquisto di Neptune Energy Group Limited ("Neptune") per circa €2 miliardi; (iv) gli impegni della linea di business Plenitude per l'acquisto di progetti nel campo delle energie rinnovabili in Spagna, Stati Uniti e Italia per €107 milioni (€210 milioni al 31 dicembre 2022).

I rischi riguardano: (i) indennizzi relativi a impegni assunti per la cessione di partecipazioni e rami aziendali per €250 milioni (€262 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) rischi di custodia di beni di terzi per €879 milioni (€957 milioni al 31 dicembre 2022).

ALTRI IMPEGNI E RISCHI

Gli altri impegni e rischi includono la Parent Company Guarantee rilasciata nell'interesse della società a controllo congiunto Cardón IV SA (Eni 50%), titolare della concessione del giacimento Perla in Venezuela, per la fornitura a PDVSA GAS del gas estratto fino all'anno 2036, termine della concessione mineraria. In caso di inadempimento dell'obbligo di consegna il valore della garanzia sarà determinato secondo la legislazione locale. Il valore complessivo della fornitura in quota Eni (50%) pari a circa €11,4 miliardi, pur non costituendo un riferimento valido per valorizzare la garanzia prestata, rappresenta il valore teorico massimo del rischio. Analoga garanzia è stata prestata ad Eni da PDVSA per l'adempimento degli obblighi di ritiro da parte di PDVSA GAS. Gli altri impegni includono 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.

In data 5 febbraio 2021 è stato stipulato da EniServizi SpA per conto di Eni SpA un addendum al contratto di locazione di un immobile da costruire, sottoscritto a luglio 2017 tra Eni e la Società di gestione del fondo di investimento immobiliare proprietario del nuovo complesso in costruzione a 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. Successivamente in data 16 giugno 2023, le parti si sono accordate per avviare le procedure di consegna pur in assenza del completamento (previsto per aprile 2024) di uno dei parcheggi adiacenti il complesso immobiliare. I sopralluoghi e le verifiche propedeutiche alla consegna hanno comportato una serie di attività di rimedio di vizi e difformità sostanziali da parte della Proprietà da svolgersi prima della consegna e tuttora in corso di completamento, con conseguente mancato perfezionamento della stessa entro il 31 dicembre 2023. Eni ha, pertanto, applicato alla Proprietà le penali per ritardata consegna previste dal Contratto, assistite da fidejussioni a prima richiesta per l'importo di €16,86 milioni, in misura pari a circa €30 milioni. Inoltre, a seguito della cessione di partecipazioni e di rami aziendali o di operazioni di perdita del controllo, Eni ha assunto rischi non quantificabili per eventuali indennizzi a fronte di sopravvenienze passive di carattere generale, fiscale, contributivo e ambientale correlabili al periodo durante il quale tali attività erano operate da Eni o anche a seguito del deconsolidamento di controllate. Eni ritiene che tali rischi non comporteranno effetti negativi rilevanti sul bilancio consolidato. Nell'ambito dei rapporti di fornitura di gas naturale di lungo termine con la società russa Gazprom, nel corso dell'esercizio 2023 le forniture a Eni, che ha regolarmente nominato le quantità minime contrattuali, si sono di fatto azzerate nell'ambito di varie controversie commerciali tra le parti. Eni, avendo adempiuto ai propri impegni contrattuali, prevede che tale situazione si protrarrà anche nel 2024 data anche l'invarianza del contesto esterno.

GESTIONE DEI RISCHI FINANZIARI

Di seguito è fornita la descrizione dei rischi finanziari e della relativa gestione. Con riferimento al rischio di credito i parametri adottati per la determinazione delle expected loss sono stati aggiornati per tener conto della crisi energetica in atto e degli impatti connessi al conflitto tra Russia e Ucraina e alla guerra in Medio Oriente. Al 31 dicembre 2023 la Società dispone di riserve di liquidità che il management reputa sufficienti a far fronte alle obbligazioni finanziarie in scadenza nei prossimi diciotto mesi.



88441/576

Rischi finanziari

La gestione dei rischi finanziari si basa su linee di indirizzo emanate dal Consiglio di Amministrazione 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 sopraindicate "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 – incorporata in Eni SpA a dicembre 2023 – e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk") nonché su Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare, Finanza Eni Corporate (con Eni Finance International SA fino al giorno della sua incorporazione) garantisce, per le società Eni la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari, le operazioni in cambi e in derivati finanziari non commodity di Eni mentre Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA assicurano la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA (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 SpA e Eni Global Energy Markets SpA 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. L'attività di trading proprietario è segregata ex ante dalle altre attività in appositi portafogli di Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA e la relativa esposizione è soggetta a specifici controlli, sia in termini di VaR e Stop Loss, sia in termini di nozionale lordo. Il nozionale lordo delle attività di trading proprietario, a livello di Eni, è confrontato con i limiti imposti dalle normative internazionali rilevanti. 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 Stop Loss, ossia della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e di Soglie di revisione strategia, ossia del livello di Profit & Loss che, se superato, attiva un processo di revisione della strategia utilizzata, e in termini di 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 che 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 prudenziale 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 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, di Stop Loss e di volumi con riferimento all'esposizione di natura commerciale e di trading proprietario, consentita in via esclusiva a Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA. 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 SpA e Eni Global Energy Markets SpA, 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 Consiglio di Amministrazione, 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



88441/577

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 i seguenti 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); sul bilancio il risultato economico e patrimonio netto per effetto della conversione di attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro. In generale, un apprezzamento del dollaro USA rispetto all'euro ha un effetto positivo sull'utile operativo di Eni e viceversa. 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; il rischio derivante dalla maturazione del reddito d'esercizio in divisa oppure dalla conversione delle attività e passività di aziende che redigono il bilancio con moneta funzionale diversa dall'euro non è di norma oggetto di copertura, salvo diversa valutazione specifica.

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 accentrata, raccolgono i fabbisogni finanziari Eni e gestiscono le posizioni rilevanti, 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 esposizione: (i) esposizione strategica: esposizioni identificate direttamente dal Consiglio di Amministrazione 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 stoccaggi di lungo periodo funzionali alle connesse attività logistico-industriali; (ii) 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; (iii) esposizione di trading proprietario: operazioni attuate in conto proprio in ottica opportunistica nel breve termine e normalmente non finalizzate.



8844 1/578

zate alla delivery con l'intenzione di sfruttare movimenti favorevoli di prezzi, spread e/o volatilità attuate in conto proprio 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 Consiglio di Amministrazione. Sempre previa autorizzazione da parte del Consiglio di Amministrazione, 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 delle unità di Trading (Eni Trade & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA) 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 commodity) con sottostante greggio, gas, prodotti petroliferi, energia elettrica e certificati di emissione. Per quanto attiene alla valorizzazione a 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 Linee di Business 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. Al 31 dicembre 2023 il rating del portafoglio complessivo di Liquidità Strategica è pari a A/A+, in linea rispetto a quello di fine 2022. Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2023 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2022) per quanto attiene ai rischi tasso di interesse e di cambio, nella prima parte, 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.



88441/519

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

(€ milioni)	2023				2022			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	7,26	0,90	2,30	1,32	9,05	2,61	5,19	3,22
Tasso di cambio ^(a)	0,62	0,04	0,21	0,33	0,95	0,09	0,29	0,34

(a) I valori relativi al VaR di Tasso di Interesse e di cambio comprendono le seguenti strutture di Finanza operativa: Finanza Operativa Eni Corporate, Eni Finance International SA (incorporata in Eni SpA a dicembre 2023) e Banque Eni SA.

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

(€ milioni)	2023				2022			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portfolio Management Esposizioni Commerciali ^(a)	257,89	6,38	55,35	6,71	800,39	30,65	261,41	30,65
Trading ^(b)	1,53	0,05	0,43	0,21	1,63	0,01	0,36	0,04

(a) Il perimetro consiste nell'area di business Global Gas & LNG Portfolio, Power Generation & Marketing, EE-REVT, Plenitude, Eni Trading & Biofuels, Eni Global Energy Markets (portafogli commerciali). 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 i derivati finanziari di copertura di competenza. Di conseguenza l'andamento del VaR di GGP, Power GMM, EE-REVT e di Plenitude nel corso dell'anno risulta decrescente per il graduale consuntivarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

(b) L'attività di trading proprietario cross-commodity, mediante strumenti finanziari, fa capo a Eni Trading & Biofuels SpA e Eni Global Energy Markets SpA (Londra-Bruelles-Singapore) e a Eni Trading & Shipping Inc (Houston).

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

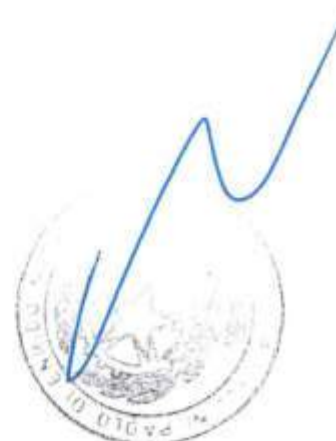
(€ milioni)	2023				2022			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio euro ^(a)	0,22	0,13	0,18	0,19	0,30	0,16	0,23	0,16

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

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

(\$ milioni)	2023				2022			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica Portafoglio dollaro USA ^(a)	0,12	0,04	0,08	0,11	0,13	0,04	0,08	0,04

(a) L'operatività della gestione del portafoglio di liquidità strategica in dollari USA è iniziata nell'agosto 2017.





8844 1/580

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 accentrata prescelto. Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio di credito basato sulla valutazione dell'Expected Credit Loss. L'Expected Credit 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 di 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 del business di Eni ed esposizioni di natura finanziaria relative agli strumenti finanziari utilizzati da Eni, quali depositi, derivati e investimenti in titoli mobiliari.

Rischio di 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 per l'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 Probabilità di Default, essenzialmente la probabilità di un ritardato pagamento, è determinata utilizzando, quale dato di input, i Country Risk Premium adottati ai fini della determinazione del WACC per l'impairment degli asset non finanziari. Infine, per le posizioni retail, in assenza di rating specifici, la rischiosità è determinata differenziando la clientela per cluster omogenei di rischio sulla base delle serie storiche dei dati relativi agli incassi, periodicamente aggiornate.

Rischio di 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 SpA, da Eni Trade & Biofuels SpA e da Eni Trading & Shipping 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 Credit 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 insolvibilità 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 progetti di sviluppo dell'azienda. A tal fine Eni mantiene una riserva di liquidità strategica costituita prevalentemente da strumenti finanziari a breve termine e ad 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, a un'ampia gamma di tipologie di finanziamento. A fronte del perdurare della volatilità dei mercati delle commodity e del connesso impegno finanziario legato alla marginazione dei derivati in commodity, Eni ha consolidato la maggiore flessibilità finanziaria raggiunta lo scorso esercizio, tramite l'attivazione di liquidity swap in aggiunta alle nuove linee di credito acquisite. 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 2023 il programma risulta utilizzato per €16,8 miliardi. Standard & Poor's assegna ad Eni il rating A- con outlook Stabile per il debito



88441/584

a lungo termine e A-2 per il debito a breve; Moody's assegna ad Eni il rating Baa1 con outlook Stabile 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 2023 Moody's ha rivisto l'outlook di Eni da Negativo a Stabile in virtù del miglioramento dell'outlook italiano. Nel corso del 2023 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 €3,0 miliardi. Al 31 dicembre 2023 il valore complessivo delle linee di credito committed disponibili è pari a €9,1 miliardi.

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI PASSIVITÀ FINANZIARIE, DEBITI COMMERCIALI E ALTRI DEBITI

Nella tabella che segue sono rappresentati gli ammontari di pagamenti contrattualmente dovuti relativi ai debiti finanziari e alle passività per beni in leasing compresi i pagamenti per interessi, alle passività per strumenti finanziari derivati.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2024	2025	2026	2027	2028	Oltre	
31.12.2023							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	3.340	2.689	3.219	2.611	5.520	7.780	25.159
Passività finanziarie a breve termine	4.092						4.092
Passività per beni in leasing	1.120	691	476	399	364	2.270	5.320
Passività per strumenti finanziari derivati	2.414	21	40	5	37	50	2.567
	10.966	3.401	3.735	3.015	5.921	10.100	37.138
Interessi su debiti finanziari	738	676	572	496	389	804	3.675
Interessi su passività per beni in leasing	269	221	188	167	148	668	1.661
	1.007	897	760	663	537	1.472	5.336
Garanzie finanziarie	1.114						1.114

	Anni di scadenza					Oltre	Totale
	2023	2024	2025	2026	2027		
31.12.2022							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	2.883	2.339	2.640	3.298	1.927	9.246	22.333
Passività finanziarie a breve termine	4.446						4.446
Passività per beni in leasing	851	584	445	365	347	2.312	4.904
Passività per strumenti finanziari derivati	9.042	1	51	54		180	9.328
	17.222	2.924	3.136	3.717	2.274	11.738	41.011
Interessi su debiti finanziari	590	494	459	365	284	716	2.908
Interessi su passività per beni in leasing	235	209	184	165	147	685	1.625
	825	703	643	530	431	1.401	4.533
Garanzie finanziarie	1.668						1.668

Le passività per beni in leasing, comprensive della quota interessi sono riferibili per €741 milioni (€760 milioni a 31 dicembre 2022) alla quota di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni che sarà recuperata attraverso il meccanismo di riaddebito delle cash call.





88441/582

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

(€ milioni)	Anni di scadenza			
	2024	2025-2028	Oltre	Totale
31.12.2023				
Debiti commerciali	14.231			14.231
Altri debiti e anticipi	6.423	50	104	6.577
	20.654	50	104	20.808

(€ milioni)	Anni di scadenza			
	2023	2024-2027	Oltre	Totale
31.12.2022				
Debiti commerciali	19.527			19.527
Altri debiti e anticipi	6.182	77	110	6.369
	25.709	77	110	25.896

PAGAMENTI FUTURI A FRONTE DI OBBLIGAZIONI CONTRATTUALI³⁰

In aggiunta ai debiti finanziari, alle passività per beni in leasing e ai debiti commerciali e altri debiti rappresentati nello stato patrimoniale, Eni ha in essere obbligazioni contrattuali non annullabili o il cui annullamento comporta il pagamento di una penale, il cui adempimento comporterà esborsi negli esercizi futuri. Tali obbligazioni sono valorizzate in base al costo netto per l'impresa di terminazione del contratto, costituito dall'importo minimo tra i costi di adempimento dell'obbligazione contrattuale e l'ammontare dei risarcimenti/penalità contrattuali connesse al mancato adempimento.

Le principali obbligazioni contrattuali sono relative ai contratti take-or-pay 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. Gli importi che dovrebbero essere pagati nel 2024 per lo smantellamento degli asset Oil & Gas e per il risanamento ambientale si basano sulle stime della direzione e non rappresentano obblighi finanziari alla data di chiusura.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2024	2025	2026	2027	2028	Oltre	
Costi di abbandono e ripristino siti^(a)	679	497	468	482	968	10.912	14.006
Costi relativi a fondi ambientali	646	495	399	368	305	1.406	3.619
Impegni di acquisto^(b)	21.032	18.024	17.887	14.800	12.519	66.415	150.677
- Gas							
Take-or-pay	17.904	17.286	17.358	14.463	12.330	65.919	145.260
Ship-or-pay	750	540	475	327	186	469	2.747
- Altri impegni di acquisto	2.378	198	54	10	3	27	2.670
Altri impegni	4	14	2				20
- Memorandum di Intenti Val d'Agrè	4	14	2				20
Totale^(c)	22.361	19.030	18.756	15.650	13.792	78.733	168.322

(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. Per i contratti take-or-pay con Gazprom si rinvia alla sezione "Altri impegni e rischi".

(c) Il totale dei pagamenti futuri a fronte di obbligazioni contrattuali comprende le obbligazioni relative ai costi di abbandono e ripristino siti direttamente associabili ad attività destinate alla vendita per €552 milioni.

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



88441583

IMPEGNI PER INVESTIMENTI

Nel prossimo quadriennio Eni prevede di eseguire un programma d'investimenti tecnici e in partecipazioni di circa €35 miliardi. Nella tabella che segue sono rappresentati con riferimento alla data di bilancio gli investimenti a vita intera relativi ai progetti committed. 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.

Gli ammontari indicati comprendono impegni per progetti di investimenti ambientali.

(€ milioni)	Anni di scadenza					Totale
	2024	2025	2026	2027	Oltre	
Impegni per investimenti committed	7.655	7.023	3.562	2.075	7.048	27.363

ALTRE INFORMAZIONI SUGLI STRUMENTI FINANZIARI

(€ milioni)	2023			2022		
	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:						
- Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico ^(a)	6.782	284		8.251	(55)	
- Strumenti derivati non di copertura e di trading ^(b)	837	417		2.006	(1.723)	
Partecipazioni minoritarie valutate al fair value^(c)	1.256	255	45	1.282	351	56
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato:						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(d)	17.054	(285)		21.396	31	
- Crediti finanziari ^(e)	3.136	141		3.415	(16)	
- Titoli ^(f)	61	1		56		
- Debiti commerciali e altri debiti ^(g)	20.808	69		25.897	53	
- Debiti finanziari ^(h)	28.729	(734)		26.917	(692)	
Attività (passività) nette per contratti derivati di copertura⁽ⁱ⁾	(35)	(442)	541	(129)	(4.677)	794

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

(b) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €478 milioni di proventi (oneri per €1.736 milioni nel 2022) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €61 milioni di oneri (proventi per €13 milioni nel 2022).

(c) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) su partecipazioni - Dividendi".

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nelle "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti" per €249 milioni di svalutazioni nette (€47 milioni di riprese di valore nette nel 2022) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €36 milioni di oneri (oneri per €16 milioni nel 2022), comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso d'interesse effettivo per €15 milioni (stesso ammontare di interessi attivi nel 2022).

(e) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi attivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €144 milioni (€86 milioni nel 2022) e svalutazioni nette per €6 milioni (€111 milioni di svalutazioni nette nel 2022).

(f) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Proventi (oneri) finanziari", comprensivi di interessi passivi calcolati in base al tasso di interesse effettivo per €743 milioni (€568 milioni nel 2022).

(g) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica" e negli "Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi".



8844 1/584

INFORMAZIONI SULLA COMPENSAZIONE DI STRUMENTI FINANZIARI

(€ milioni)	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie	Ammontare lordo delle attività e passività finanziarie compensate	Ammontare netto delle attività e passività finanziarie rilevate nello schema di stato patrimoniale
31.12.2023			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	19.936	3.385	16.551
Altre attività correnti	8.525	2.888	5.637
Altre attività non correnti	3.400	7	3.393
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	24.039	3.385	20.654
Altre passività correnti	8.467	2.888	5.579
Altre passività non correnti	4.103	7	4.096
31.12.2022			
Attività finanziarie			
Crediti commerciali e altri crediti	23.546	2.706	20.840
Altre attività correnti	18.684	5.863	12.821
Altre attività non correnti	2.236		2.236
Passività finanziarie			
Debiti commerciali e altri debiti	28.415	2.706	25.709
Altre passività correnti	18.336	5.863	12.473
Altre passività non correnti	3.234		3.234

La compensazione di attività e passività finanziarie riguarda: (i) crediti e debiti verso enti di Stato del settore Exploration & Production per €3.385 milioni (€2.651 milioni al 31 dicembre 2022) e crediti e debiti commer-

ciali di Eni Trading & Shipping Inc per €55 milioni al 31 dicembre 2022; (ii) altre attività e passività correnti e non correnti relative a strumenti finanziari derivati per €2.895 milioni (€5.863 milioni al 31 dicembre 2022).



88441/585

Contenziosi

Eni SpA è parte in procedimenti civili e amministrativi e in azioni legali collegati al normale svolgimento delle sue attività. Sulla base delle informazioni attualmente disponibili, tenuto conto dei fondi stanziati e rappresentando che in alcuni casi non è possibile una stima attendibile dell'onere eventuale, Eni ritiene che verosimilmente da tali procedimenti ed azioni non deriveranno effetti negativi rilevanti. Oltre a quanto indicato nella nota n. 21 - Fondi per rischi e oneri, di seguito sono sintetizzati i procedimenti più significativi per i quali, generalmente e salvo diversa indicazione, non è stato effettuato uno stanziamento al fondo rischi in quanto un esito sfavorevole è giudicato improbabile o l'entità dello stanziamento non è stimabile in modo attendibile.

1. Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente

1.1 Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura penale

i) **Eni Rewind SpA – Crotone Omessa Bonifica.** Nell'aprile del 2017 la Procura di Crotone ha avviato un procedimento penale sulle attività di bonifica del sito di Crotone nel suo complesso. Nel frattempo il nuovo progetto di bonifica presentato dalla Società POB fase 2 è stato approvato da parte del Ministero dell'Ambiente. Con ordinanza del 10 gennaio 2022 il GIP di Crotone ha disposto l'esecuzione da parte della Procura di una CTU integrativa all'esito della quale è stato accertato come Eni Rewind abbia eseguito le attività ambientali nelle aree di sua proprietà in coerenza con i decreti autorizzativi delle medesime. Si rimane in attesa della determinazione del Pubblico Ministero conseguente al deposito di questa consulenza integrativa.

ii) **Eni Rewind SpA – Discarica di Minciaredda, sito di Porto Torres.** Nel 2015 la Procura di Sassari ha avviato un procedimento penale per presunti reati di gestione di discarica non autorizzata e disastro ambientale, avente a oggetto l'area di discarica interna allo stabilimento di Porto Torres denominata "Minciaredda", gestita da Eni Rewind SpA, alla quale è stato contestato il corrispondente illecito amministrativo ai sensi del D.lgs. 231/01. Con riferimento all'iter di bonifica dell'area Minciaredda, nel luglio 2018 è stato decretato il progetto di bonifica dei suoli e delle falde cd. Nuraghe Fase 1. All'esito delle indagini preliminari è stata presentata richiesta di rinvio a giudizio. In udienza preliminare gli enti territoriali e alcune associazioni ambientaliste si sono costituite parte civile. Sono state ammesse la Regione Sardegna, il Comune di Sassari, il Comune di Porto Torres, il WWF e l'Ente Parco Asinara. Il Giudice ha autorizzato la citazione

del responsabile civile Eni Rewind SpA. All'esito dell'udienza preliminare il GUP ha disposto il rinvio a giudizio degli imputati e della Società davanti al Tribunale di Sassari ammettendo la costituzione di parte civile del MITE, della Regione Sardegna e di altri enti e soggetti privati. Successivamente Eni Rewind è stata prosciolta per improcedibilità dell'azione ai sensi del D.lgs. 231/01 nei suoi confronti e definitivamente estromessa dal processo penale. Nell'ambito del procedimento penale a carico dei dirigenti di Eni Rewind, invece, in data 13 novembre 2022, il Tribunale di Sassari ha pronunciato sentenza di assoluzione per insussistenza del fatto. Il PM e le parti civili hanno depositato atto di appello avverso la sentenza di primo grado, si resta in attesa di fissazione del giudizio di appello.

iii) **Raffineria di Gela SpA – Eni Mediterranea Idrocarburi (Eni-Med) SpA – Disastro innominato.** Procedimento penale pendente a carico di dirigenti della Raffineria di Gela e della EniMed per i reati di disastro innominato, gestione illecita di rifiuti e scarico di acque reflue industriali senza autorizzazione. Alla Raffineria di Gela è contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del D.lgs. 231/01. Questo procedimento penale aveva inizialmente ad oggetto l'accertamento del presunto inquinamento del sottosuolo derivante da perdite di prodotto da 14 serbatoi di stoccaggio della Raffineria di Gela non ancora dotati di doppio fondo, nonché fenomeni di contaminazione nelle aree marine costiere adiacenti lo stabilimento in ragione della mancata tenuta del sistema di barrieramento realizzato nell'ambito del procedimento di bonifica del sito. In occasione della chiusura delle indagini preliminari, il Giudice ha riunito in questo procedimento altre indagini aventi ad oggetto episodi inquinanti collegati all'esercizio di altri impianti della Raffineria di Gela e ad alcuni fenomeni di perdita di idrocarburi dalle condotte di pertinenza della società EniMed. Il procedimento è tuttora in corso nella fase dibattimentale.

iv) **Eni SpA – Indagine Val d'Agri.** A valle delle indagini condotte per accertare la sussistenza di un traffico illecito di rifiuti prodotti dal Centro Olio Val d'Agri (COVA) di Viggiano e smaltiti in impianti di depurazione su territorio nazionale, nel marzo 2016 la Procura di Potenza ha disposto gli arresti domiciliari per cinque dipendenti Eni e posto sotto sequestro alcuni impianti funzionali all'attività produttiva in Val d'Agri che conseguentemente è stata interrotta. La difesa ha condotto degli accertamenti tecnici indipendenti avvalendosi di esperti di livello internazionale, i quali hanno accertato la rispondenza dell'impianto alle Best Available Technologies e alle Best Practice internazionali. Parallelamente, la Società ha individuato una soluzione tecnica consistente in



88441/586

modifiche non sostanziali all'impianto, per il convogliamento delle acque risultanti dal processo di trattamento delle linee gas, con la finalità di eliminare l'azione di "miscelazione" nei termini contestati. Tale soluzione è stata approvata dalla Procura, consentendo a Eni di riavviare la produzione e la reiniezione in giacimento nel pozzo Costa Molina 2 nell'agosto 2016. Su richiesta della Regione è stato aperto l'iter amministrativo di riesame dell'AIA. Nell'ambito del procedimento penale, la Procura ha richiesto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati per le ipotesi di traffico illecito di rifiuti, violazione del divieto di miscelazione di rifiuti, gestione non autorizzata di rifiuti e falso ideologico in atto pubblico, e la persona giuridica Eni ai sensi del D.lgs. 231/2001. A seguito dell'udienza preliminare, il processo si è aperto nel novembre 2017. All'esito dell'istruttoria dibattimentale, il Tribunale di Potenza, in data 10 marzo 2021, ha emesso il dispositivo di sentenza con cui, in relazione alla contestazione di falso ideologico in atto pubblico, ha assolto tutti gli imputati; in relazione alle contravvenzioni in contestazione, ha dichiarato non doversi procedere per intervenuta prescrizione; infine, in relazione all'ipotesi di traffico illecito di rifiuti, ha assolto due ex dipendenti del Distretto Meridionale per non avere commesso il fatto, ha condannato sei ex funzionari del medesimo Distretto con sospensione della pena ed ha correlativamente condannato Eni ai sensi del D.lgs. 231/01 alla sanzione di €700.000, disponendo la confisca di una somma quantificata in €44.248.071 ritenuta costituire l'ingiusto profitto conseguito dal reato, da cui detrarre l'ammontare dei costi sostenuti da Eni per le modifiche all'impianto eseguite nel 2016. A seguito del deposito delle motivazioni da parte del Tribunale, è stato prontamente formulato ricorso in Appello avverso tutti i profili di condanna. Il giudizio di appello è in corso di svolgimento.

- v) **Eni SpA – Procedimento penale Val d'Agri – Spill Serbatoio.** Nel febbraio 2017, a seguito dell'individuazione di una perdita di petrolio da parte di uno dei serbatoi del Centro Olio Val d'Agri (COVA), era stata aperta un'indagine penale per i presunti reati di disastro ambientale nei confronti dei precedenti Responsabili del COVA, degli Operation Manager in carica dal 2011 e del Responsabile HSE in carica al momento del fatto nonché nei confronti di Eni ai sensi del D.lgs. 231/01. Nell'aprile 2017 Eni ha, di propria iniziativa, sospeso l'attività industriale presso il COVA, anticipando quanto disposto dalla Delibera della Giunta Regionale. Nel luglio 2017 Eni ha riavviato l'attività petrolifera avendo ricevuto le necessarie autorizzazioni da parte della Regione una volta completati gli accertamenti e le verifiche, che hanno confermato l'integrità dell'impianto e la presenza delle condizioni di sicurezza. Nello stesso anno, Eni ha proceduto in

maniera tempestiva a dotare tutti i serbatoi del COVA del doppio fondo, ha dato esecuzione a tutte le prescrizioni degli enti eseguendo tutte le attività di bonifica e messa in sicurezza necessarie per il regolare svolgimento dell'attività petrolifera e ha provveduto a risarcire i danni ai privati proprietari delle aree limitrofe al COVA e impattate dall'evento. A conclusione delle indagini preliminari, la Procura della Repubblica ha chiesto il rinvio a giudizio nei confronti dei dipendenti e di Eni quale ente responsabile ai sensi del D.lgs. 231/2001. All'esito della conseguente udienza preliminare il GUP, con riferimento all'imputazione ad Eni ex D.lgs. 231/01 per i fatti sino al 2015, ha emesso sentenza di non luogo a procedere perché il fatto non è previsto dalla legge come reato presupposto dalla responsabilità amministrativa, mentre con riferimento all'imputazione ad Eni per i fatti successivi al 2015, ha accolto l'eccezione difensiva di nullità assoluta della richiesta di rinvio a giudizio, con restituzione degli atti alla Procura della Repubblica. Infine, il GUP ha disposto il rinvio a giudizio dei due dipendenti Eni davanti al Tribunale di Potenza, qualificando l'imputazione nei loro confronti nella fattispecie di reato di disastro inominato, non aderendo alla qualificazione giuridica richiesta dal Pubblico Ministero ai sensi della nuova fattispecie di disastro ambientale. Nel prosieguo, nell'ambito di detto procedimento, numerose parti hanno presentato istanza di costituzione di parte civile e, nelle more, di valutare le richieste di esclusione presentate dalle difese rispetto a quest'ultime, il Tribunale ha emesso Decreto di citazione di Eni, quale responsabile civile ed Eni si è ritualmente costituita. I due procedimenti a carico delle persone fisiche – ovvero il rito ordinario ed il rito immediato – sono stati poi riuniti dal Tribunale in un unico processo, attualmente pendente in fase di dibattimento. Per quanto concerne Eni SpA quale ente ex D.lgs. 231/01, la difesa di Eni SpA, considerata che è stata nuovamente respinta un'altra richiesta di citazione a giudizio avanzata dal Pubblico Ministero, ha depositato richiesta di archiviazione della contestazione. Il Pubblico Ministero, tuttavia, ha emesso una nuova richiesta di rinvio a giudizio ed è stata fissata udienza preliminare per il prossimo maggio 2024.

- vi) **Raffineria di Gela SpA/Eni Mediterranea Idrocarburi (Eni-Med) SpA – Gestione rifiuti discarica CAMASTRA.** Nel giugno 2018 la Procura di Palermo ha avviato nei confronti delle società Eni Raffineria di Gela e EniMed un procedimento penale che riguarda un presunto traffico illecito di rifiuti industriali provenienti da operazioni di bonifica di terreni, smaltiti presso una discarica di proprietà di una società terza. La Procura ha contestato tale reato agli Amministratori Delegati pro tempore delle due società Eni; alle società è



88441/587

contestato l'illecito amministrativo da reato di cui al D.lgs. 231/01. La condotta illecita deriverebbe dalla fraudolenta certificazione dei rifiuti ai fini della ricezione in discarica. A seguito delle attività difensive espletate, la posizione dell'AD della Raffineria di Gela SpA e della medesima società sono state oggetto di richiesta e decreto di archiviazione, mentre per la posizione dell'AD di EniMed e della società è stato chiesto e ottenuto il rinvio a giudizio. Il procedimento è in corso dinanzi al Tribunale di Agrigento al quale è stato trasferito per competenza territoriale.

vii) **Versalis SpA – Sequestro Preventivo presso lo stabilimento di Priolo Gargallo.** Nel febbraio 2019 il Tribunale di Siracusa, su richiesta della Procura, nell'ambito di un'indagine riguardante i reati di getto pericoloso di cose e di inquinamento ambientale, a carico dell'ex direttore dello stabilimento di Priolo, nonché di Versalis ai sensi del D.lgs. 231/2001 e delle altre industrie del Polo Industriale, relativa alle emissioni prodotte dal complesso industriale di Priolo Gargallo ha disposto il sequestro preventivo, consentendo la facoltà d'uso, degli impianti di Versalis che, sulla base dei rilievi tecnici formulati dai consulenti tecnici nominati dalla Procura, presentano punti di emissioni convogliate e diffuse non conformi alle Best Available Techniques (BAT). Il Tribunale del Riesame, valutati i miglioramenti impiantistici realizzati da Versalis prima ancora del sequestro nel marzo 2019 ha disposto l'annullamento del provvedimento. Nel marzo 2021 quindi è stato notificato avviso di conclusione delle indagini preliminari, con la formulazione da parte della Procura delle ipotesi di reato già ipotizzate in precedenza.

viii) **Versalis SpA. Sequestro dell'impianto di depurazione gestito da IAS SpA - Priolo Gargallo.** Nel febbraio 2022 la Procura della Repubblica di Siracusa ha avviato un procedimento per presunti reati di disastro ambientale (452 quater c.p.) e di violazione della normativa in materia di scarichi reflui industriali dell'impianto Versalis nel depuratore di Priolo gestito da IAS SpA a carico di due ex direttori dello stabilimento Versalis di Priolo, nonché di un dipendente di Versalis, avente allora un ruolo dirigenziale in Priolo Servizi. Contestazioni analoghe venivano ipotizzate a carico di altri dipendenti delle società coinsediate nel sito industriale di Priolo Gargallo nonché di IAS SpA, mentre le persone giuridiche Versalis, Priolo Servizi e le altre società coinsediate risultavano Enti indagati ai sensi del D.lgs. 231/01. In data 15 giugno 2022 il GIP del Tribunale di Siracusa disponeva il sequestro dell'impianto di depurazione e delle quote societarie di IAS SpA, con la nomina di un amministratore giudiziario dei beni sottoposti a sequestro. Successivamente, le

indagini sono state estese anche all'attuale Direttore dello Stabilimento Versalis e all'AD di Priolo Servizi, dipendente di Versalis SpA. Parallelamente, Versalis SpA ha impugnato dinanzi al TAR di Catania l'AIA rilasciata a IAS solo per la parte in cui il provvedimento venga interpretato nel senso di imporre nuovi e diversi limiti allo scarico rispetto a quelli contenuti nelle autorizzazioni in capo alla società. Nel frattempo, è stata sospesa dalla Regione Sicilia l'AIA rilasciata per la gestione, da parte di IAS, del depuratore. Versalis ha, quindi, impugnato davanti al TAR il provvedimento di avvio di riesame della sua AIA e, con separato ricorso, il provvedimento di sospensione dell'AIA di IAS da parte della Regione Sicilia. Al contempo, il GIP di Siracusa ha sollevato questione di legittimità alla Corte costituzionale dell'art. 104 bis Disp. att. c.p.p. con riferimento al decreto interministeriale del 12 settembre 2023 – ovverosia al c.d. decreto "Salva ISAB", volto alla salvaguardia della continuità dell'attività produttiva dei soci industriali del petrolchimico. Versalis si è, quindi, costituita in giudizio davanti alla Corte costituzionale, che ha fissato la relativa udienza a maggio 2024. Nel frattempo, il procedimento penale, è tuttora pendente in fase di indagini.

ix) **Eni SpA – Incidente mortale Piattaforma offshore Ancona.** Il 5 marzo 2019 sulla piattaforma Barbara F al largo di Ancona si è verificato un incidente mortale che ha provocato il decesso di un dipendente Eni e il ferimento di due contrattisti. Questi ultimi e la famiglia del dipendente Eni sono stati tutti interamente risarciti. Nell'evoluzione delle indagini, il Pubblico Ministero di Ancona ha disposto accertamenti tecnici irripetibili, nell'ambito dei quali è emerso che il procedimento ha visto l'iscrizione quali soggetti indagati di due dipendenti Eni nonché di Eni stessa quale persona giuridica ai sensi del D.lgs. 231/2001 e di due dipendenti della società contrattista impegnata nei lavori. All'esito dell'udienza preliminare, il Giudice, su richiesta del PM, ha disposto il rinvio a giudizio per tutti gli imputati ed Eni. Attualmente il procedimento pende in fase di istruttoria dibattimentale.

x) **Raffineria di Gela SpA e Eni Rewind SpA – Indagine inquinamento falda e iter di bonifica del sito di Gela.** A seguito di denunce effettuate da ex lavoratori dell'indotto, la Procura della Repubblica di Gela ha avviato un procedimento penale per presunti reati di inquinamento ambientale, omessa bonifica, lesioni personali colpose e gestione illecita di rifiuti nell'area della raffineria di Gela. I reati sono contestati in relazione alla gestione delle attività di bonifica dell'area oggi in capo a Eni Rewind SpA, anche per conto delle società Raffineria di Gela, Isaf e Versalis, ove sono ubicate le vecchie discariche, alle attività di decommissioning dell'impianto



88441/588

acido fosforico di proprietà della Isaf gestite sulla base di un contratto di mandato dalla Eni Rewind SpA, nonché alla gestione delle attività in corso di bonifica della falda (efficacia ed efficienza del sistema di barrieramento). L'Autorità giudiziaria ha eseguito vari accertamenti ed ispezioni e ha successivamente proceduto al sequestro preventivo degli impianti asserviti alla bonifica della falda del sito gestiti oggi da Eni Rewind, nonché alle aree di stabilimento destinate alla attuazione del progetto di bonifica delle acque di falda, nominando un Amministratore Giudiziario incaricato della relativa gestione. L'Amministratore Giudiziario ha depositato una prima relazione tecnica nella quale conferma che le attività di bonifica stanno proseguendo nel rispetto della normativa di riferimento e con una serie di miglioramenti di implementazione da parte della Società di concerto con gli enti pubblici preposti. Da ultimo, la Procura della Repubblica di Gela ha emesso il decreto di citazione a giudizio ed il procedimento pende ora nella fase dibattimentale.

- xi) Eni Rewind SpA e Versalis SpA – Mantova. Procedimento penale in materia di reati ambientali.** Con riguardo al sito di Mantova, ove la Società sta procedendo con tutte le opportune attività ambientali la Procura della Repubblica di Mantova ha notificato in agosto e in settembre 2020 avviso di conclusione delle indagini preliminari relativo al procedimento penale 778/18 RGNR in cui sono stati riuniti diversi fascicoli di indagine. Nell'atto di chiusura delle indagini preliminari emerge l'iscrizione nel registro degli indagati di dipendenti di Versalis SpA, Eni Rewind SpA ed Edison SpA nonché delle predette società (Versalis, Eni Rewind ed Edison) ai sensi del D.lgs. 231/2001. La Procura della Repubblica ipotizza, con riferimento ad alcune specifiche aree del SIN di Mantova, i reati di gestione di rifiuti non autorizzata, danneggiamento/inquinamento ambientale, omessa comunicazione agli Enti di contaminazione ambientale ed omessa bonifica. A seguito del deposito di memorie difensive indirizzate all'autorità inquirente, alcune posizioni soggettive sono state stralciate dal procedimento ed archiviate. Per le restanti posizioni, la Procura della Repubblica ha in seguito formulato richiesta di rinvio a giudizio, in cui sono state sostanzialmente confermate le ipotesi di reato di cui all'atto di chiusura delle indagini. In fase di instaurazione dell'udienza preliminare si sono costituiti quali parti civili il MITE, la Provincia di Mantova, il Comune di Mantova e il Parco Regionale del Mincio e le società Eni Rewind, Versalis ed Edison sono invece state citate in giudizio quali responsabili civili e si sono perciò costituite in giudizio. La fase dell'udienza preliminare si è chiusa con il provvedimento del GUP di Mantova che ha disposto il rinvio a giudizio di tutti gli imputati e delle società Versalis, Eni Rewind ed Edison,

ad eccezione di un ex dipendente di Versalis e di due dipendenti di Edison. Il procedimento è attualmente pendente in fase dibattimentale.

- xii) Eni SpA R&M Deposito di Civitavecchia – Procedimento penale inquinamento falda.** Nel periodo in cui ha gestito il Deposito di Civitavecchia (2008-2018) Eni ha provveduto, in attesa dell'approvazione del piano di caratterizzazione, ad adottare misure di messa in sicurezza delle acque sotterranee, in coordinamento con gli enti pubblici di controllo e a proseguire l'iter di bonifica fino a quando ha avuto la disponibilità del sito. La Procura di Civitavecchia contesta, tra gli altri, all'ex capo deposito carburanti Eni di Civitavecchia, l'ipotesi di reato di inquinamento ambientale. Eni risulta indagata ai sensi del D.lgs. 231/2001. Il procedimento a carico delle persone fisiche è pendente in fase di instaurazione del giudizio di primo grado.
- xiii) Eni SpA R&M Raffineria di Livorno – Procedimento penale infortunio sul lavoro.** In data 20 ottobre 2020 è stato notificato presso la Raffineria di Livorno un avviso per Eni quale ente sottoposto ad indagini preliminari nell'ambito di un procedimento penale pendente innanzi alla Procura della Repubblica presso il Tribunale di Livorno in relazione ad un infortunio sul lavoro occorso nell'estate del 2019 presso una cabina elettrica della Raffineria ed in seguito al quale due dipendenti hanno riportato ustioni di secondo e terzo grado. La Società ha provveduto al risarcimento del dipendente che ha subito le conseguenze dell'infortunio. Il reato presupposto per cui è stato aperto il procedimento è quello di lesioni personali aggravate mentre alla Società viene contestato l'illecito amministrativo da reato ai sensi del D.lgs. 231/2001. Nel settembre 2021 la Procura della Repubblica ha emesso avviso di conclusione delle indagini preliminari. In seguito, è stato notificato il decreto di citazione a giudizio. All'esito del primo grado di giudizio, in data 12 marzo 2024 il Tribunale ha emesso sentenza di assoluzione delle persone fisiche imputate e di Eni SpA ai sensi del D.lgs. 231/2001. Si è in attesa del deposito delle motivazioni della sentenza.
- xiv) Eni SpA R&M Deposito di Genova Pegli – Procedimento penale sversamento greggio – settembre 2022.** A seguito di una fuoriuscita di greggio verificatasi presso il deposito di Genova Pegli in data 27 settembre 2022, la Procura della Repubblica di Genova ha instaurato un procedimento penale per presunto reato di disastro ambientale colposo, contestato a carico di quattro dipendenti Eni mentre alla Società è contestato l'illecito amministrativo ex D.lgs. 231/01. Il procedimento pende nella fase delle indagini preliminari.



88441/589

xv) **Raffineria di Sannazzaro – Procedimento penale scarichi e inquinamento ambientale – Procura di Pavia.** È in corso un procedimento penale che vede indagati alcuni direttori pro tempore della Raffineria di Sannazzaro de' Burgondi per ipotesi di reati di inquinamento ambientale ed omessa bonifica nonché Eni SpA quale ente indagato ex D.lgs. n.231/2001, in relazione al reato presupposto di inquinamento ambientale, con sequestro probatorio dell'impianto di depurazione (TAE) della Raffineria e possibile allargamento dell'area interessata al possibile inquinamento oltre le barriere idrauliche del sito. Il 28 novembre 2023 l'impianto TAE è stato dissequestrato. Il procedimento, allo stato, pende in indagini preliminari, con tre accertamenti tecnici irripetibili in corso di svolgimento.

xvi) **Eni SpA – Deposito di Pomezia – Inquinamento ambientale colposo.** È in corso un procedimento penale avente ad oggetto un presunto reato di inquinamento colposo della falda idrica sottostante il deposito di carburanti di Pomezia, imputabile secondo l'impianto accusatorio a perdite di prodotto dai serbatoi. La Procura della Repubblica procedente ha incaricato dei propri consulenti di eseguire gli accertamenti tecnici in sito al fine di verificare lo stato di contaminazione delle matrici ambientali in corrispondenza dei serbatoi. A esito di tali verifiche sono stati iscritti nel registro degli indagati due dipendenti Eni per il reato contestato, nonché Eni per l'illecito amministrativo ai sensi del D.lgs. n. 231/01. Successivamente, il Pubblico Ministero ha emesso richiesta di rinvio a giudizio e il procedimento pende in fase di udienza preliminare.

1.2 Procedimenti in materia di salute, sicurezza e ambiente di natura civile o amministrativa

i) **Contenziosi in Kazakhstan.** Eni, congiuntamente ai suoi co-venturers è attualmente parte in numerose controversie con la Repubblica del Kazakhstan, che riguardano questioni ambientali, in relazione all'esito di un'ispezione sui permessi di emissione di zolfo, alcune pretese in relazione al recupero dei costi nell'ambito dei contratti di production sharing in essere e altre vertenze. Nel marzo 2023, la Repubblica del Kazakhstan ha nominato il proprio arbitro in ciascuna delle controversie, avviando formalmente il processo arbitrale. All'inizio di aprile 2024 la Repubblica del Kazakhstan ha depositato le proprie richieste di risarcimento. Eni sta valutando la fondatezza di tali pretese e pertanto, al momento, non è possibile stimare in modo attendibile l'esito.

ii) **Eni Rewind SpA – Versalis SpA – Eni SpA (R&M) – Rada di Augusta.** Il vasto contenzioso amministrativo prende le mosse nel settembre 2017 dall'atto di diffida e messa in mora da par-

te del Ministero dell'ambiente rivolto alle società facenti parte del polo petrolchimico di Priolo, comprese Eni Rewind, Polimeri Europa (ora Versalis) ed Eni (R&M), ad effettuare interventi di messa in sicurezza di emergenza con rimozione dei sedimenti della Rada di Augusta, sulla base di un asserito accertamento della responsabilità, sulla scorta della sentenza del TAR Catania del 2012. Il Ministero in varie occasioni ha ribadito la tesi degli Enti sulla responsabilità delle aziende coinsediate per la contaminazione della Rada e ha diffidato le stesse dall'eseguire attività di bonifica non concordate. Nel settembre 2020 Enirewind ha preso parte alla CdS Istruttoria con il MATTM e gli enti competenti ed ha esposto approfondimenti sullo stato ambientale della Rada che confermano la storicità della contaminazione e la sua non diffusione nell'ambiente circostante. Il TAR di Catania tra fine 2023 e inizio 2024 ha emesso sentenza su tutti i ricorsi presentati dagli operatori giudicandoli inammissibili in ragione della natura endoprocedimentale della diffida non quale atto idoneo a incidere - in via immediata e diretta - nella sfera giuridica dei ricorrenti. Il TAR non ha preso posizione sull'esistenza o meno di un giudicato della responsabilità circa la contaminazione della Rada, limitandosi ad evidenziare il fatto che l'amministrazione procedente la ritiene, invece, sussistente.

iii) **Eni SpA – Eni Rewind SpA – Priolo – Cause civili malformazioni.** A febbraio 2022 Eni Rewind è stata citata innanzi al Tribunale di Siracusa per risarcimento danni (€800.000 per ciascuno degli attori) da parte di due cittadini di Augusta (SR), i quali, espongono di essere nati con gravi malformazioni a causa di sversamenti di mercurio dall'impianto cloro-soda a celle di mercurio dello stabilimento di Priolo. Eni Rewind si è costituita in giudizio svolgendo domanda di chiamata in causa e manleva nei confronti di Edison, tenuto conto che l'impianto cloro-soda è pervenuto al gruppo Eni nell'ambito dell'operazione Enimont, dunque in epoca successiva alla asserita esposizione al mercurio da parte degli attori, avvenuta necessariamente tra gli anni di nascita 1972 e 1975. A seguito della costituzione di Edison SpA e della celebrazione delle rispettive udienze di comparizione, i due giudizi pendono attualmente in fase istruttoria.

iv) **Eni SpA – Eni Rewind SpA – Raffineria di Gela SpA – Ricorso per accertamento tecnico preventivo e giudizi di merito.** Nel febbraio 2012 è stato notificato a Raffineria di Gela, Eni Rewind SpA ed Eni un ricorso per accertamento tecnico preventivo ("ATP") da parte di genitori di bambini nati malformati a Gela tra il 1992 e il 2007, volto alla verifica dell'esistenza di un nesso di causalità tra le patologie malformative e lo stato di inquinamento delle matrici ambientali del sito di Gela (inquinamento che sarebbe derivato dalla presenza e operatività



8844 1/590

degli impianti industriali della Raffineria di Gela e di Eni Rewind SpA), nonché alla quantificazione dei danni asseritamente subiti e all'eventuale composizione conciliativa della lite. Il medesimo tema, peraltro, era stato oggetto di precedenti istruttorie, nell'ambito di differenti procedimenti penali, di cui una conclusasi senza accertamento di responsabilità a carico di Eni o sue controllate e una seconda tuttora pendente in fase di indagini preliminari. Dal dicembre 2015 sono stati notificati alle tre società interessate atti di citazione aventi ad oggetto complessivamente 30 casi di risarcimento danni in sede civile. Nel maggio 2018 è stata emessa la prima sentenza di primo grado avente ad oggetto un solo caso. Il Giudice ha rigettato la domanda risarcitoria, riconoscendo la bontà e fondatezza delle argomentazioni difensive delle società convenute in ordine alla insussistenza di prove circa l'esistenza di un nesso di causa tra la patologia e il presunto inquinamento di origine industriale. La sentenza di primo grado è stata impugnata dalla controparte innanzi alla Corte d'Appello di Caltanissetta. Nel giugno 2021 il Tribunale civile di Gela ha emesso una seconda sentenza di merito con la quale ha rigettato la domanda risarcitoria, riconoscendo la bontà e la fondatezza delle argomentazioni difensive delle società convenute in ordine alla insussistenza di prove circa l'esistenza di un nesso di causa tra la patologia ed il presunto inquinamento di origine industriale. Le controparti soccombenti hanno presentato appello. In relazione al primo appello promosso contro la prima sentenza di merito del Tribunale civile di Gela, la Corte d'appello di Caltanissetta ha rigettato l'appello proposto e accolto l'appello proposto in via incidentale dalle società del Gruppo Eni, concernente la regolamentazione delle spese di lite afferenti al giudizio di primo grado e la denunciata erroneità della compensazione ivi operata non ricorrendone i presupposti di legge. La controparte ha proposto ricorso per Cassazione.

- v) **Val d'Agri – Eni/Vibac.** A settembre 2019 è stato notificato un atto di citazione dinanzi al Tribunale di Potenza. Gli attori sono 80 persone, residenti in diversi comuni della Val d'Agri, i quali lamentano danni patrimoniali, non patrimoniali, danni biologici e morali, tutti derivanti dalla presenza di Eni sul territorio. Al Giudice adito si chiede di dichiarare la responsabilità di Eni per aver causato emissioni in atmosfera di sostanze inquinanti; si chiede altresì di ordinare l'interruzione delle attività inquinanti e subordinare la ripresa delle medesime all'avvenuta realizzazione di tutti gli interventi necessari ad eliminare le asserite situazioni di pericolo; infine, di condannare Eni al risarcimento dei danni. A esito della fase dibattimentale, il Giudice ha trasmesso alle parti proposta di definizione conciliativa ponendo un termine alle parti per valutare la stessa e per presentare ulteriori proposte in merito. Le parti non hanno aderito alla proposta conciliativa. Il giudizio è in corso.

- vi) **Eni SpA Eni Oil & Gas Inc. – Climate change.** Tra il 2017 e il 2018, presso le Corti dello Stato della California sono stati promossi, da parte di autorità governative locali e un'associazione di pescatori, sette contenziosi nei confronti di Eni SpA, di una controllata (Eni Oil & Gas Inc) e diverse altre compagnie, finalizzati all'ottenimento del risarcimento dei danni riconducibili all'incremento del livello e della temperatura del mare nonché al dissesto del ciclo idrogeologico. Detti procedimenti, inizialmente promossi di fronte alle Corti Statali, sono stati successivamente trasferiti alle Corti Federali su impulso dei convenuti, i quali hanno depositato un'apposita istanza rilevando la carenza di giurisdizione delle Corti Statali. Nel 2019, la Corte Federale ha rinviato i casi alle Corti Statali. I convenuti hanno quindi presentato appello alla Ninth Circuit Court of Appeals ("Ninth Circuit Court"), impugnando il provvedimento di rinvio. Tutti i procedimenti sono stati sospesi nelle more del giudizio d'appello davanti alla Ninth Circuit Court. A fronte di un articolato e lungo iter processuale, nel corso dell'estate 2023, i procedimenti sono stati assegnati definitivamente alle corti statali della California. A giugno 2023 Eni SpA e Eni Oil & Gas Inc hanno presentato assieme alle altre società convenute senza sede legale in California una motion to quash comune per contestare la giurisdizione della California, sul presupposto di non aver mai avuto contatti rilevanti con tale Stato e che pertanto vi sia una carenza di c.d. personal jurisdiction. A Novembre 2023, gli attori hanno presentato una petition for coordination finalizzata a riunire le fasi pregiudiziali dei procedimenti di fronte a un'unica corte statale. Il 14 dicembre 2023 l'associazione di pescatori che aveva promosso uno dei contenziosi ha rinunciato volontariamente alla causa. In data 25 gennaio 2024 il giudice competente ha accolto la petition for coordination e ha raccomandato come corte statale decisoria quella di San Francisco. Il 4 aprile 2024 si terrà una prima "Case Management Conference".

- vii) **Eni Rewind/Provincia di Vicenza – Procedimento bonifica sito Trissino.** Il 7 maggio 2019 la Provincia di Vicenza ha imposto (con diffida) ad alcune persone fisiche e società (MITENI in fallimento, Mitsubishi e ICI) di provvedere alla bonifica del sito di Trissino ove ha svolto la propria attività industriale la società MITENI attiva nel settore della Chimica. In tale sito, l'ARPA del Veneto ha rinvenuto, nel 2018, nelle acque sotterranee interne e circostanti al sito, la presenza in concentrazioni significative di sostanze chimiche, considerate altamente tossico-nocive e cancerogene. Le analisi svolte dalla Provincia di Vicenza con il diretto coinvolgimento dell'Istituto Superiore di Sanità hanno rivelato la presenza di tali agenti nel sangue di circa 53.000 persone dell'area. Tra i responsabili del potenziale inquina-



88441/594

mento, la Provincia ha individuato anche un ex dipendente di Enichem Synthesis che ha ricoperto l'incarico di AD di MITENI tra il 1988 e il 1996, periodo in cui Enichem Synthesis (poi divenuta Syndial/Eni Rewind) ha detenuto il 51% del capitale sociale di MITENI (il restante 49% era detenuto da Mitsubishi che ha rilevato il resto delle quote nel 1996, con l'uscita di Enichem dalla società). Dall'azione della Provincia sono scaturiti vari ricorsi al TAR nei quali Eni Rewind è stata chiamata in causa quale "successore" di Enichem per il periodo di gestione del sito quale socio di maggioranza di MITENI, nonché quale ulteriore responsabile della potenziale contaminazione dello stabilimento di Trissino (insieme ad altri soggetti). Avverso tali atti della Provincia Eni Rewind ha infatti proposto ricorso al TAR Veneto. Eni Rewind sta svolgendo gli interventi ambientali e si è resa disponibile a eseguire – nell'ambito del progetto di MISO approvato – ulteriori interventi antinquinamento su base volontaria e senza prestare alcuna acquiescenza rispetto agli addebiti di responsabilità per l'inquinamento da agenti chimici. Il giudizio prosegue.

viii) **Eni SpA/Greenpeace Onlus, ReCommon APS e altri – Contenzioso climatico.** Il 9 maggio 2023, le ONG Greenpeace Onlus e ReCommon APS, insieme a 12 privati cittadini, hanno notificato un atto di citazione contro Eni, il Ministero dell'Economia e delle Finanze e Cassa Depositi e Prestiti innanzi al Tribunale Civile di Roma. Gli attori contestano la responsabilità di Eni per il cambiamento climatico, lamentano danni patrimoniali e non patrimoniali e chiedono a Eni l'adeguamento della strategia di decarbonizzazione (riduzione emissioni del 45% entro il 2030 rispetto al 2020, o altre misure adeguate al rispetto dell'Accordo di Parigi) nonché la cessazione delle condotte dannose. In data 21 settembre 2023 Eni ha depositato in giudizio la propria comparsa di costituzione e risposta, corredata da una relazione tecnica, eccependo l'inammissibilità, l'improponibilità e la totale infondatezza delle domande degli attori. Nelle successive scadenze processuali del 5 e 26 gennaio e del 6 febbraio 2024, le Parti hanno depositato ulteriori memorie e documenti, prendendo posizione sulle difese avversarie. La prima udienza della causa (in forma cartolare, come richiesto dal Giudice) si è tenuta il 16 febbraio 2024. Il giudice si è riservato sulle istanze proposte dalle Parti. Si resta in attesa del provvedimento.

ix) **Eni SpA – NAOC / Associazione Egbema Voice of Freedom – Richiesta risarcimento danni.** Il 30 novembre 2023 è stato notificato ad Eni SpA un atto di citazione relativo ad una pretesa avanzata dal Pastore Nicholas Evaristus Ukaonu, dall'associazione Advocates for Community Alternatives e

dall'associazione Egbema Voice of Freedom, per asseriti danni derivanti da manufatti realizzati da NAOC in Nigeria nel territorio dove le comunità rappresentate dalle associazioni risiedono. Il Pastore e le associazioni chiedono un risarcimento in solido ad Eni e NAOC per circa €48 milioni oltre all'esecuzione di opere che, secondo parte attrice, sarebbero necessarie per evitare e contenere allegamenti causati da manufatti realizzati da NAOC. La domanda presentata ripropone lamentele avanzate negli anni passati, anche nel 2017 di fronte al Punto di Contatto Nazionale previsto dalle Linee Guida OCSE indirizzate alle Multinazionali, ove fu iniziato un procedimento di conciliazione ad hoc conclusosi con un accordo tra le parti.

2. Procedimenti in materia di responsabilità penale/amministrativa di impresa

i) **OPL 245 Nigeria.** In relazione alla stipula tra Eni, il Governo della Repubblica Federale della Nigeria "FGN" e un'altra compagnia petrolifera internazionale del Resolution Agreement del 29 aprile 2011 relativo alla "Oil Prospecting Licence" del giacimento offshore individuato nel blocco 245, erano stati aperti diversi filoni d'indagine da parte delle autorità giudiziarie di Italia, UK e Nigeria aventi a oggetto presunti illeciti nell'assegnazione del blocco, compreso il reato di corruzione internazionale. Le indagini erano a carico di alcuni top manager dell'Eni e dell'Ente medesimo ai sensi del D. Lgs. 231/01. Eni – anche sulla base delle risultanze delle verifiche interne effettuate da uno studio legale statunitense indipendente incaricato da Collegio Sindacale e Organismo di Vigilanza – riteneva infondate le accuse. Anche il Dipartimento di Giustizia americano (DoJ) ha condotto proprie indagini ai sensi della normativa anticorruzione USA (FCPA), disponendo la chiusura del procedimento nel 2019 senza addebiti. La magistratura UK ha rinunciato all'azione per mancanza di competenza giurisdizionale. Il procedimento in Italia condotto dalla Procura di Milano, che aveva chiesto il rinvio a giudizio dei manager Eni coinvolti e dell'Ente, si è risolto in maniera totalmente favorevole per Eni, conclusosi con sentenza di assoluzione perché il fatto non sussiste per tutti gli imputati. Il giudizio di appello, promosso dai Pubblici Ministeri del primo grado e dal governo federale della Nigeria "FGN" in qualità di parte civile, si è concluso nel corso del 2022 confermando la sentenza di assoluzione primo grado che pertanto è diventata definitiva. Infine, "FGN" che nel 2023 aveva promosso ricorso per Cassazione avverso la sentenza della Corte d'Appello di Milano, chiedendone l'annullamento con rinvio al giudice civile competente ai soli fini delle statuizioni civili, rinunciava all'adire alla Cassazio-



88441/592

ne, come si evince dalla lettera a firma dell'Attorney General trasmessa dopo due udienze a Londra dell'arbitrato ICSID. Tale arbitrato era stato promosso dall'Eni dopo la sentenza di assoluzione per tutelare l'investimento, chiedendo la conversione forzata in licenza estrattiva (OML) di quella esplorativa (OPL 245) oltre a 700 milioni di dollari di danno per il mero ritardo (oltre alla riserva per eventuali danni). Il 20 gennaio 2020 alla consociata Eni in Nigeria (NAE) è stato notificato l'avvio di un procedimento penale avanti la Federal High Court di Abuja. Il procedimento, prevalentemente incentrato sulle accuse a persone fisiche nigeriane (tra le quali il Ministro della Giustizia in carica nel 2011 all'epoca dei fatti contestati), coinvolge NAE e SNEPCO in quanto contitolari della licenza OPL 245, alla cui attribuzione nel 2011, nell'ipotesi accusatoria, sarebbero stati associati atti illeciti anche di natura corruttiva compiuti da dette persone fisiche, che NAE e SNEPCO avrebbero illecitamente favorito agevolando lo schema criminoso. L'inizio del processo, inizialmente previsto per fine marzo 2020, è slittato per la chiusura degli uffici giudiziari in Nigeria a causa dell'emergenza COVID-19 ed è ripreso all'inizio del 2021. Nel corso del procedimento sono stati ascoltati diversi testimoni convocati principalmente sulla richiesta della "Economic and Financial Crimes Commission" ("EFCC"). Alla luce della debolezza delle evidenze prodotte dall'EFCC, le parti convenute hanno presentato alla corte una richiesta di dichiarazione di non luogo a procedere alla quale l'EFCC non si è opposta, quantomeno per la parte relativa alle accuse mosse verso NAE, SNEPCO e il Ministro della Giustizia. Il giudizio prosegue.

3. Altri procedimenti in materia penale

- i) **Eni SpA (R&M) – Raffineria di Taranto – Procedimento penale per violazione accertamento accise.** Il procedimento è relativo alla presunta sottrazione all'accertamento fiscale di prodotto energetico movimentato, in regime di sospensione di accisa, da un serbatoio della raffineria di Taranto. All'esito della fase delle indagini preliminari, risultano indagati, in concorso, l'allora responsabile della raffineria e altri tre dipendenti per una presunta continuata ipotesi di sottrazione all'accertamento delle accise, in ragione di plurime movimentazioni avvenute nel periodo dal 30 giugno al 9 settembre 2021, dal serbatoio oggetto di indagine, il cui misuratore dal 13 ottobre 2021 è posto sotto sequestro. Il giudizio è in corso.
- ii) **EniMed SpA – Procedimento penale per ipotesi di sottrazione al pagamento dell'accisa di prodotto flussante.** Il procedimento penale origina da un'indagine della GdF di Ragusa

che ha portato all'accertamento nel maggio 2020 di una serie di episodi di furto di flussante – prodotto energetico utilizzato in sospensione di accisa – sottratto direttamente dalle condotte di EniMed ad opera di soggetti terzi arrestati in flagranza di reato. A seguito di tali fatti, la medesima GdF ha avviato una verifica sulle modalità di contabilizzazione del flussante da parte della Società nel periodo 2018-2020 all'esito della quale sono state contestate alla Società ipotesi di irregolarità nella gestione del gasolio flussante con ipotizzate sottrazioni di imposte indirette (accise ed IVA) pari a circa €50 milioni. La Procura competente (Gela) dal canto suo ha promosso a carico dell'ex AD di EniMed (per gli anni 2018-2020) un procedimento per ipotesi di reato di cui all'art. 40 Testo Unico delle Accise. Il procedimento penale è stato esteso ad altri due dipendenti di EniMed sempre per la stessa ipotesi di reato. Nell'ambito dello stesso procedimento i soggetti terzi sono a giudizio per furto di flussante, ipotesi che invece vede EniMed identificata quale persona offesa. Il giudizio prosegue.

4. Contenziosi fiscali

- i) **Contestazione per omesso pagamento dell'imposta municipale unica (IMU) relativamente ad alcune piattaforme petrolifere localizzate nelle acque territoriali.** Sono in essere contenziosi fiscali con alcuni enti locali italiani la cui materia del contendere è l'assoggettabilità ad IMU delle piattaforme petrolifere localizzate nel mare territoriale nel periodo 2016-2019. Dal 2016 il quadro normativo di tale imposta è stato modificato per effetto della Legge n. 208/2015 che ha escluso dalla base imponibile dell'imposta gli impianti funzionali allo specifico processo produttivo, mentre con successiva risoluzione n. 3 del 1° giugno 2016 il Dipartimento delle Finanze ha riconosciuto alle piattaforme petrolifere la qualificazione di impianti e conseguentemente l'esclusione dalla base imponibile disposta dalla legge predetta. Sulla base di tale interpretazione Eni non ha versato alcuna IMU per gli anni 2016-2019. Tuttavia, la pronuncia del Dipartimento delle Finanze non è vincolante per gli enti locali cui compete il potere impositivo riconosciuto dalla stessa Corte di Cassazione e alcuni di questi hanno notificato avvisi di accertamento per le annualità 2016-2019. Contro tali avvisi la Società ha presentato ricorso. Nonostante Eni ritenga che le piattaforme petrolifere ubicate nel mare territoriale debbano essere escluse dalla base imponibile dell'IMU in base a della legge alla luce della risoluzione del Dipartimento delle Finanze, valutati i rischi di soccombenza nei contenziosi pendenti è stato deciso di eseguire un accantonamento al fondo rischi, il cui ammontare esclude l'importo delle san-



88441/593

zioni poiché l'operato di Eni ha fatto affidamento sulla risoluzione amministrativa, nonché ha tenuto conto dell'abbattimento della base imponibile che esclude la "componente impiantistica" come previsto dal dettato della norma. Il contenzioso prosegue. Il D.lgs. 124/2019 (convertito con Legge 157/2019) ha istituito, a decorrere dal 2020, l'imposta immobiliare sulle piattaforme marine (IMPI) in sostituzione di ogni altra imposizione immobiliare locale ordinaria gli stessi manufatti. Tale norma ha quindi sancito, a partire dal 2020, la sussistenza del presupposto impositivo su tali manufatti.

5. Procedimenti chiusi

- i) **Eni Rewind SpA (quale società incorporante Enichem Agricoltura SpA – Agricoltura SpA in liquidazione – Enichem Augusta Industriale Srl – Fosfotec Srl) – Sito di Crotone (Discarica di Farina Trappeto).** La Procura di Crotone aveva avviato nel 2010 un procedimento penale per disastro ambientale, avvelenamento di sostanze destinate all'alimentazione ed omessa bonifica in relazione all'attività della discarica ex Montedison "Farina Trappeto", divenuta di proprietà del Gruppo Eni nel 1991. Il procedimento a carico di alcuni dirigenti della società Eni Rewind si è concluso con sentenze di assoluzione per alcuni per non aver commesso il fatto e per altri per intervenuta prescrizione. In relazione ai suddetti casi di intervenuta prescrizione la Società ha ritenuto di promuovere appello avverso la sentenza del GUP al fine di ottenere un'assoluzione nel merito. Dal momento che la sentenza del GUP non è stata impugnata anche dalla Pubblica Accusa, la stessa non potrà che essere riformata in senso più favorevole agli appellanti.
- ii) **Eni Rewind SpA – Risarcimento del danno ambientale (sito di Cengio).** Il complesso procedimento amministrativo avente a oggetto il risarcimento del danno ambientale di Cengio promosso dal Ministero dell'Ambiente protrattosi per circa sedici anni (la prima causa fu avviata nel 2008) si è concluso in modo favorevole per la società Eni coinvolta, Eni Rewind. Il Tribunale di Genova ha dapprima accolto la tesi difensiva per cui ha escluso che Eni Rewind possa essere individuata quale successore a titolo universale di Enimont, alla cui gestione è imputabile la contaminazione del sito. Successivamente, la società Eni e il Ministero hanno definito un accordo transattivo che prevede il riconoscimento da parte di Eni Rewind di misure per un valore di circa €8 milioni e il riconoscimento da parte del Ministero dell'adeguatezza delle opere già realizzate dall'azienda al conseguimento del pieno ripristino ambientale e al completo ristoro di qualsiasi danno ambientale. L'accordo è stato registrato presso la Corte dei Conti e la Corte d'Appello di Genova ha disposto l'estinzione del giudizio.

iii) Eni SpA – Tribunale di Milano – Proc. Pen. 4659/2023.

Nel febbraio 2018 la Procura di Milano ha avviato un procedimento penale per presunti reati associativi finalizzati alla calunnia ed alle false informazioni rese al Pubblico Ministero, con l'intento tra l'altro di intralciare l'attività giudiziaria nei procedimenti penali di Milano che vedevano coinvolta, tra gli altri, Eni ed alcuni dei suoi amministratori e dirigenti. Risultavano indagati, tra gli altri, un ex legale esterno dell'Eni e un ex dirigente di Eni, all'epoca dei fatti contestati dirigente strategico in diversi ruoli aziendali. La Procura ha a più riprese acquisito documentazione da Eni e gli organi di controllo Eni hanno svolto proprie verifiche interne indipendenti della vicenda avvalendosi di consulenti esterni. Nel maggio e giugno 2019, sempre nell'ambito del medesimo procedimento, la Procura di Milano ha notificato ad Eni ed a tre società controllate (ETS SpA, Versailles SpA, Ecofuel SpA) diverse richieste di documentazione. Contestualmente nel maggio del 2019 è stata notificata ad Eni un'informazione di garanzia con riferimento al reato 25 decies D.lgs. 231/2001 per il reato di cui all'art. 377 bis c.p. (induzione a non rendere dichiarazioni o a rendere dichiarazioni mendaci all'Autorità giudiziaria). Nel corso del 2020 è stato notificato un decreto di perquisizione, con contestuale informazione di garanzia, al Chief Services & Stakeholder Relations Officer, al Senior Vice President Security e ad un dirigente dell'ufficio legale. Successivamente la Società è stata informata della notifica al CEO di Eni di un avviso di accertamenti tecnici irripetibili, con contestuale informazione di garanzia finalizzata a consentire la partecipazione, tramite proprio consulente tecnico, alle operazioni tecniche programmate di analisi del contenuto di un dispositivo telefonico sequestrato ad un ex dipendente di Eni. A esito della conclusione della complessa fase d'indagine, Eni SpA, l'Amministratore Delegato, il Director Human Capital & Procurement Coordination ed il Responsabile della Security di Eni SpA sono risultati estranei alle contestazioni. È stata, quindi, disposta l'archiviazione delle posizioni di Eni SpA, dell'Amministratore Delegato, del Director Human Capital & Procurement Coordination e del Responsabile della Security di Eni SpA. Il GIP ha, altresì, disposto l'archiviazione in relazione alle contestazioni per corruzione tra privati relative agli esponenti Eni e ad alcuni legali esterni. Nel decreto di archiviazione si dà atto che l'ipotizzata induzione a rendere dichiarazioni mendaci di Vincenzo Armanca nell'ambito del procedimento penale "OPL 245" si fondasse unicamente sulle dichiarazioni di soggetti (Amara - Armanca - Calafiore) che non presentavano il requisito dell'indipendenza e non hanno trovato il conforto dei riscontri cercati durante l'attività investigativa. In virtù di quanto precede, il narrato è stato ritenuto calunnioso, portando all'imputazione di Amara, Armanca e Calafiore per le dichiarazioni rese nei confronti dell'Amministratore Delegato e del Director Human Capital & Procurement Coordination di Eni SpA.



88441/594

In esito all'udienza preliminare Eni trading & Shipping in liquidazione ha perfezionato con la Procura l'accordo sull'applicazione della sanzione amministrativa (cd. patteggiamento) per l'illecito di cui agli art. 5, comma 1), lett a) 25 octies d.lgs. 231/2001.

Il procedimento penale è attualmente nella fase del dibattimento di primo grado. Eni, l'Amministratore Delegato, il Director Human Capital & Procurement Coordination ed altri due manager di Eni sono parti civili per i reati di calunnia commessi nei loro confronti. Eni è, altresì, responsabile civile per due capi di imputazione.

iv) Eni SpA (R&M) – Procedimenti penali accise sui carburanti.

Si è concluso il procedimento penale avviato dalla Procura di Roma nel 2014, avente ad oggetto la presunta evasione di accisa nell'ambito dell'attività di commercializzazione dei carburanti nel mercato della rete. Il procedimento, nel quale Eni compariva come parte offesa, riuniva tre distinti filoni di indagine: (i) un primo procedimento avviato dalla Procura di Frosinone nei confronti di una società terza (Turriziani Petroli) acquirente di carburanti da Eni, esteso poi a Eni; (ii) un secondo procedimento derivante da un filone di indagine presso la Procura di Prato riguardante il deposito di Calenzano per sottrazione di carburante attraverso una manipolazione degli erogatori, successivamente esteso anche alla raffineria di Stagno (Livorno); (iii) un terzo procedimento avviato dalla Procura di Roma avente ad oggetto la presunta sottrazione di prodotto al pagamento delle accise. La Procura di Roma ha condotto un'articolata attività di indagine ipotizzando la sussistenza di un'associazione a delinquere finalizzata alla sottrazione sistematica di prodotti petroliferi presso tutte le 22 basi di carico di Eni dislocate sul territorio nazionale, adottando provvedimenti di sequestro di apparecchiature che hanno interferito con l'attività operativa. Eni ha sempre fornito la massima collaborazione all'Autorità giudiziaria ottenendo grazie agli impegni di dissequestri ed evitando fermi produttivi. A conclusione delle indagini preliminari la Procura di Roma ha chiesto il rinvio a giudizio nei confronti di numerosi indagati, tra cui oltre 40 posizioni Eni (dipendenti in servizio ed ex). Il processo per il presunto reato associativo, oggetto di stralcio da quello principale, si è concluso nel 2019 con sentenza di non luogo a procedere. Il processo penale principale per il presunto reato in materia di evasione di accise si è concluso a inizio 2023 con l'assoluzione di tutti i dipendenti ed ex dipendenti di Eni con sentenza di non luogo a procedere o proscioglimento per intervenuta prescrizione. Nel corso del 2019 in relazione alle pendenze fiscali si era addivenuti ad una definizione ed Eni aveva effettuato i pagamenti per le maggiori accise ed altre imposte per cui non era stato possibile ricostruire la relativa giustificazione.

v) Eni SpA – Indagine sanitaria attività del COVA. A valle del procedimento penale per traffico illecito di rifiuti, gli aspetti sanitari sono stati oggetto di stralcio in altro procedimento penale avente a oggetto fattispecie contravvenzionali relative a presunte violazioni nella redazione del Documento di Valutazione dei Rischi occupazionali delle attività del Centro Olio Val d'Agri (COVA) e con l'iscrizione di 9 imputati. Gli accertamenti tecnici condotti su incarico di Eni da esperti internazionali hanno accertato l'assenza di alcun rischio derivante dall'attività del COVA per la popolazione del territorio e per i propri dipendenti. Il procedimento è stato, da ultimo, archiviato dal giudice per le indagini preliminari, conformemente alla richiesta presentata dal Pubblico Ministero procedente.

vi) Eni Rewind SpA – Palte fosfatiche, sito di Porto Torres. Nel 2015 la Procura di Sassari aveva avviato un procedimento penale, per presunti reati di disastro ambientale, gestione non autorizzata di discarica di rifiuti pericolosi e altri reati ambientali nell'area denominata "palte fosfatiche" all'interno dello stabilimento di Porto Torres. In seguito Eni Rewind SpA con, le dovute autorizzazioni, ha proceduto a eseguire interventi di miglioramento ambientale. La società Eni Rewind è stata indagata ai sensi del D.lgs. 231/01. Dopo una prima sentenza di non luogo a procedere per i reati di gestione non autorizzata di discarica e getto pericoloso di cose, il procedimento si è concluso il 7 luglio 2023 con una sentenza di non luogo a procedere nei confronti dei tre dirigenti di Eni Rewind in relazione al reato di disastro ambientale e della Società in qualità di responsabile civile per decorso del termine di prescrizione. La sentenza di proscioglimento è passata in giudicato.

vii) Eni Rewind SpA e Versalis SpA – Darsena Porto Torres. Nel 2012 la Procura di Sassari ha promosso un procedimento penale per presunto reato di disastro ambientale in relazione al non corretto funzionamento della barriera idraulica del sito di Porto Torres (gestito da Eni Rewind SpA). Sono stati indagati gli amministratori delegati di Eni Rewind e Versalis, oltre ad alcuni altri manager delle due società, per i quali la Procura aveva richiesto il rinvio a giudizio. Il Tribunale ha autorizzato la citazione dei responsabili civili Eni Rewind e Versalis. Le parti civili costituite hanno chiesto la liquidazione del danno ambientale: il Ministero e la Regione Sardegna per oltre €1,5 miliardi, mentre le altre parti civili si sono rimesse alla valutazione equitativa del Giudice. Il Tribunale, nel luglio 2016 ha assolto gli indagati Eni Rewind e Versalis per il reato di disastro ambientale e deturpamento di bellezze naturali (golfo dell'Asinara), condannando 3 dirigenti Eni Rewind SpA ad un anno, con pena sospesa per il reato di disastro ambientale colposo limitatamente al periodo agosto 2010-gennaio 2011. I successivi gradi di giudizio si sono conclusi con l'udienza del 16



88441/595

marzo 2023 innanzi alla Corte di Cassazione che ha rigettato i ricorsi difensivi ed ha confermato la sentenza di condanna alla pena di un anno di reclusione – con beneficio di sospensione condizionale – nei confronti di un ex dirigente e due ex dipendenti di Eni Rewind in relazione ai reati contestati. La Corte di Cassazione ha altresì confermato la condanna generica dei tre imputati al risarcimento del danno patito dalle parti civili, da liquidarsi in separato giudizio civile, accordando alle parti civili – Ministero per l'Ambiente, enti locali e associazioni non governative – provvisoriamente per un ammontare simbolico.

Attività in concessione

Eni opera in regime di concessione prevalentemente nel settore Exploration & Production e nella linea di business Enilive e Refining. Nel settore Exploration & Production le clausole contrattuali che regolano le concessioni minerarie, le licenze e i permessi esplorativi disciplinano l'accesso di Eni alle riserve di idrocarburi e differiscono da Paese a Paese. Le concessioni minerarie, le licenze e i permessi sono assegnati dal titolare del diritto di proprietà, generalmente Enti pubblici, compagnie petrolifere di Stato e, in alcuni contesti giuridici, anche privati. In forza dell'assegnazione della concessione mineraria, Eni sostiene i rischi e i costi connessi all'attività di esplorazione, sviluppo e i costi operativi e ha diritto alle produzioni realizzate. A fronte delle concessioni minerarie ricevute Eni, in funzione della legislazione fiscale vigente nel Paese, corrisponde delle royalties ed è tenuta al pagamento delle imposte sul reddito derivante dallo sfruttamento della concessione. Nei Production Sharing Agreement e nei contratti di service il diritto sulle produzioni realizzate è determinato dagli accordi contrattuali con le compagnie petrolifere di Stato concessionarie, che stabiliscono le modalità di rimborso sotto forma di diritto sulle produzioni, dei costi sostenuti per le attività di esplorazione, sviluppo e dei costi operativi (cost oil) e la quota di spettanza a titolo di remunerazione (profit oil). Nella linea di business Enilive e Refining alcune stazioni di servizio e altri beni accessori al servizio di vendita insistono su aree autostradali concesse a seguito di una gara pubblica in sub-concessione dalle società concessionarie autostradali per l'erogazione del servizio di distribuzione di prodotti petroliferi e lo svolgimento delle attività accessorie. A fronte dell'affidamento dei servizi sopra indicati, Eni corrisponde alle società autostradali royalties fisse e variabili calcolate in funzione dei quantitativi venduti. Al termine delle concessioni è generalmente prevista la devoluzione gratuita dei beni immobili non rimovibili.

Regolamentazione in materia ambientale

I rischi connessi all'impatto delle attività Eni sull'ambiente, sulla salute e sulla sicurezza sono descritti nei Fattori di rischio e

di incertezza - Rischio operation e connessi rischi in materia di HS&E della Relazione sulla gestione. In futuro, Eni sosterrà costi di ammontare significativo per adempiere gli obblighi previsti dalle norme in materia di salute, sicurezza e ambiente, nonché per il ripristino ambientale, la bonifica e messa in sicurezza di aree in precedenza adibite a produzioni industriali e siti dismessi. In particolare, per quanto riguarda il rischio ambientale, Eni attualmente non ritiene che vi saranno effetti negativi sul bilancio consolidato in aggiunta ai fondi stanziati e tenuto conto degli interventi già effettuati e delle polizze assicurative stipulate. Tuttavia, non può essere escluso con certezza il rischio che Eni possa incorrere in ulteriori costi o responsabilità anche di proporzioni rilevanti perché, allo stato attuale delle conoscenze, è impossibile prevedere gli effetti dei futuri sviluppi tenuto conto, tra l'altro, dei seguenti aspetti: (i) la possibilità che emergano nuove contaminazioni; (ii) i risultati delle caratterizzazioni in corso e da eseguire e gli altri possibili effetti derivanti dall'applicazione del D.lgs. 152/2006; (iii) gli eventuali effetti di nuove leggi e regolamenti per la tutela dell'ambiente (es. Legge 68/2015 sugli Ecoreati e Direttiva UE 2015/2193 sugli impianti di combustione medi); (iv) gli effetti di eventuali innovazioni tecnologiche per il risanamento ambientale; (v) la possibilità di controversie e la difficoltà di determinare le eventuali conseguenze, anche in relazione alla responsabilità di altri soggetti e ai possibili indennizzi.

Emission trading

A partire dal 2021, in Europa ha preso il via la quarta fase del sistema di scambio di quote (EU-ETS), durante la quale l'assegnazione gratuita dei permessi di emissione avviene utilizzando fattori di emissione definiti a livello europeo e specifici per ogni settore industriale (cd. benchmark), a eccezione della produzione di energia elettrica, per la quale non sono previste assegnazioni gratuite. Tale contesto regolatorio determina per gli impianti Eni soggetti ad Emissions Trading l'assegnazione di un quantitativo di permessi di emissione generalmente inferiore rispetto alle emissioni registrate nell'anno di riferimento, con la necessità di acquistare le quote necessarie ai fini di compliance tramite l'approvvigionamento sul mercato delle emissioni. Nell'esercizio 2023, le emissioni di anidride carbonica delle installazioni Eni sono risultate, complessivamente, superiori rispetto ai permessi assegnati. A fronte di 16,03 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera sono stati assegnati 4,48 milioni di tonnellate di permessi di emissione, facendo registrare un deficit di 11,50 milioni di tonnellate. L'intero deficit è stato compensato tramite l'approvvigionamento dei permessi mancanti sul mercato delle emissioni.





88441 / 596

29 Ricavi

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	EniLife, Refining e Chimica	Plenitude & Power	Corporate e Altre attività	Totale
2023						
Ricavi della gestione caratteristica	10.843	16.910	52.165	13.598	201	93.717
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita di greggi	3.632		22.053			25.685
- Vendita di prodotti petroliferi	1.081		24.427			25.508
- Vendita di gas naturale e GNL	5.858	16.638	23	4.431		26.950
- Vendita di prodotti petrolchimici			4.385			4.385
- Vendita di energia elettrica				7.252		7.252
- Vendita di altri prodotti	44	23	333	106	3	509
- Servizi	228	249	944	1.809	198	3.428
	10.843	16.910	52.165	13.598	201	93.717
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	10.526	16.825	51.892	13.598	64	92.905
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	317	85	273		137	812
2022						
Ricavi della gestione caratteristica	12.889	41.230	58.470	19.726	197	132.512
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	5.438		20.839			26.277
- Vendita prodotti petroliferi	1.070		29.700			30.770
- Vendita gas naturale e GNL	6.108	40.840	65	5.571		52.584
- Vendita prodotti petrolchimici			6.241		3	6.244
- Vendita di energia elettrica				12.448		12.448
- Vendita altri prodotti	68		411	223	2	704
- Servizi	205	390	1.214	1.484	192	3.485
	12.889	41.230	58.470	19.726	197	132.512
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	12.585	41.047	58.145	19.599	65	131.441
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	304	183	325	127	132	1.071
2021						
Ricavi della gestione caratteristica	8.846	16.973	40.051	10.517	188	76.575
Ricavi per prodotti e servizi venduti:						
Ricavi per:						
- Vendita greggi	3.573		14.710			18.283
- Vendita prodotti petroliferi	885		18.739			19.624
- Vendita gas naturale e GNL	4.122	16.608	34	3.245		24.009
- Vendita prodotti petrolchimici			5.652		7	5.659
- Vendita di energia elettrica				5.104		5.104
- Vendita altri prodotti	40	6	132	212	1	391
- Servizi	226	359	784	1.956	180	3.505
	8.846	16.973	40.051	10.517	188	76.575
Tempistiche di trasferimento beni/servizi:						
Beni e servizi trasferiti in uno specifico momento	8.506	16.823	39.836	10.517	72	75.754
Beni e servizi trasferiti lungo un arco temporale	340	150	215		116	821



8844 1/597

(€ milioni)	2023	2022	2021
Ricavi rilevati a fronte di passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio	642	157	658
Ricavi rilevati a fronte di performance obligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti	1.087	1	30

I ricavi della gestione caratteristica sono analizzati per settore di attività e per area geografica di destinazione alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

I ricavi della gestione caratteristica verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

ALTRI RICAVI E PROVENTI

(€ milioni)	2023	2022	2021
Plusvalenze da vendite di attività materiali, immateriali e rami d'azienda	27	48	107
Altri proventi	1.072	1.127	1.089
	1.099	1.175	1.196

Gli altri proventi comprendono €121 milioni (€204 milioni e €281 milioni rispettivamente nel 2022 e nel 2021) relativi al recupero della quota dei costi del diritto di utilizzo dei beni in leasing di competenza dei partner delle joint operation non incorporate operate da Eni.

Gli altri ricavi e proventi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

30 Costi

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

(€ milioni)	2023	2022	2021
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	58.170	85.139	41.174
Costi per servizi	11.512	10.303	10.646
Costi per godimento di beni di terzi	1.432	2.301	1.233
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	1.369	2.985	707
Altri oneri	1.746	2.069	1.983
	74.229	102.797	55.743
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(367)	(246)	(185)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(26)	(22)	(9)
	73.836	102.529	55.549

Gli acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi comprendono costi di prospezioni, studi geologici e geofisici dell'attività esplorativa che ammontano a €205 milioni (€220 milioni e €194 milioni rispettivamente nel 2022 e nel 2021).

I costi di ricerca e sviluppo privi dei requisiti per la rilevazione nell'attivo patrimoniale ammontano a €166 milioni (€164 milioni e €177 milioni rispettivamente nel 2022 e nel 2021).

I costi per godimento di beni di terzi comprendono royalties su diritti di estrazione di idrocarburi per €1.138 milioni (€1.570 milioni e €946 milioni rispettivamente nel 2022 e nel 2021).

Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto dei rilasci per esuberanza riguardano l'accantonamento netto al fondo rischi am-

bientali di €559 milioni (accantonamento netto di €1.700 milioni e di €279 milioni rispettivamente nel 2022 e nel 2021) e il rilascio netto del fondo rischi per contenziosi di €87 milioni (accantonamenti netti di €501 milioni e di €162 milioni rispettivamente nel 2022 e nel 2021). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 21 - Fondi per rischi e oneri. Gli accantonamenti ai fondi per rischi e oneri al netto dei rilasci per esuberanza sono analizzati per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

Le informazioni relative ai leasing sono indicate alla nota n. 13 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.



88441/598

COSTO LAVORO

(€ milioni)	2023	2022	2021
Salari e stipendi	2.427	2.311	2.182
Oneri sociali	497	465	455
Oneri per programmi a benefici ai dipendenti	156	174	165
Altri costi	196	194	204
	3.276	3.144	3.006
a dedurre:			
- incrementi per lavori interni - attività materiali	(131)	(120)	(111)
- incrementi per lavori interni - attività immateriali	(9)	(9)	(7)
	3.136	3.015	2.888

Gli altri costi comprendono oneri per esodi agevolati per €56 milioni (€78 milioni e €94 milioni rispettivamente nel 2022 e nel 2021) e oneri per programmi a contributi definiti per €102 milioni (€103 milioni e €97 milioni rispettivamente nel 2022 e nel 2021).

Gli oneri per programmi a benefici ai dipendenti sono analizzati alla nota n. 22 - Fondi per benefici ai dipendenti.

I costi verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

NUMERO MEDIO DEI DIPENDENTI

Il numero medio dei dipendenti delle imprese incluse nell'area di consolidamento ripartito per categoria è il seguente:

(numero)	2023		2022		2021	
	Controllate	Joint operation	Controllate	Joint operation	Controllate	Joint operation
Dirigenti	944	19	957	19	966	18
Quadri	9.157	84	9.084	80	9.143	78
Impiegati	15.810	420	15.517	420	15.747	380
Operai	5.937	294	6.074	288	5.476	284
	31.848	817	31.632	807	31.332	760

Il numero medio dei dipendenti è calcolato come semisomma dei dipendenti all'inizio e alla fine dell'esercizio.

Il numero medio dei dirigenti comprende i manager assunti e operanti all'estero la cui posizione organizzativa è assimilabile alla qualifica di dirigente.

PIANI DI INCENTIVAZIONE DEI DIRIGENTI CON AZIONI ENI

Di seguito sono indicati i principali termini dei piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni le cui assegnazioni sono in essere alla chiusura dell'esercizio 2023.

In particolare, l'Assemblea nelle sedute del 13 maggio 2020 e del 10 maggio 2023 ha approvato rispettivamente i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022 e 2023-2025, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022 e di 16 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2023-2025 (autorizzando anche la

disposizione delle azioni proprie originariamente destinate al Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022, per la parte relativa alle azioni non utilizzate, pari a circa 6,7 milioni di azioni). I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente negli anni 2020, 2021 e 2022 e negli anni 2023, 2024, 2025) 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,



8844 1/599

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 2020-2022, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato di tipo relativo connesso al Total Shareholder Return (TSR) triennale misurato dalla differenza, nel triennio, tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione di Eni, confrontata con le analoghe differenze registrate per ciascuna società di un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group"); (ii) per il 20% da un obiettivo industriale di tipo relativo misurato in termini di valore unitario annuale (\$/boe) del Net Present Value delle riserve certe (NPV), confrontato con gli analoghi valori registrati per le società del Peer Group, con risultato finale pari alla media dei risultati annuali nel triennio; (iii) per il 20% da un obiettivo economico/finanziario di tipo assoluto misurato dal Free Cash Flow organico (FCF) cumulato nel triennio di riferimento, consuntivato rispetto all'omologo valore cumulato previsto nei primi 3 anni del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance. La consuntivazione del FCF viene effettuata al netto degli effetti delle variabili esogene, in applicazione di una metodologia di analisi degli scostamenti pre-determinata e approvata dal Comitato Remunerazione, allo scopo di valorizzare l'effettiva performance aziendale derivante dall'azione del management; (iv) per la restante parte (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi triennali di tipo assoluto e precisamente: (a) per il 15% da un obiettivo di decarbonizzazione misurato dal valore consuntivato a fine triennio dell'Intensità delle Emissioni di GHG upstream equity (tCO₂eq./kboe), rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (b) per il 10% da un obiettivo di transizione energetica misurato a fine triennio in termini di Megawatt di capacità installata di generazione elettrica da fonti rinnovabili rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (c) per il 10% da un obiettivo di economia circolare misurato in termini di stato avanzamento a fine triennio di tre progetti rilevanti rispetto allo stato avanzamento previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance.

Con riferimento al Piano 2023-2025, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato di tipo relativo collegato al Total Shareholder Return (TSR) misurato

dalla differenza, nel periodo di performance triennale, tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione di Eni, confrontata con le analoghe differenze registrate per ciascuna società del Peer Group; (ii) per il 40% da un obiettivo economico/finanziario di tipo assoluto misurato come valore cumulato del Free Cash Flow organico (FCF) nel periodo triennale di riferimento, rispetto all'omologo valore cumulato previsto nei primi 3 anni del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (iii) per la restante parte (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi triennali di tipo assoluto e precisamente: (a) per il 10% da un obiettivo di decarbonizzazione misurato in termini di emissioni nette di GHG upstream Scope 1 e Scope 2 equity (tCO₂eq.) al termine del triennio di riferimento rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (b) per il 15% da un obiettivo di transizione energetica calcolato come capacità di generazione elettrica installata da fonti rinnovabili in termini di megawatt e capacità di produzione di biojet fuel in termini di kton, entrambi valutati rispetto agli omologhi valori previsti al termine del 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuti invariati nel periodo di performance; (c) per il 10% da un obiettivo di economia circolare misurato in termini di valore percentuale di integrazione verticale di Agribusiness per la produzione di biocarburanti al termine del triennio di riferimento rispetto a quanto previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance.

In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte 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% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per 1 anno dalla data di assegnazione per il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022, mentre per 2 anni dalla data di assegnazione per il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2023-2025. Alla grant date sono state attribuite complessivamente da parte di Eni: (i) nel 2023, n. 1.909.849 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 10,82 per azione; (ii) 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; (iii) 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.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (metodo stocastico con riferimento ad entrambi i Piani di Incentivazione di Lungo Termine in essere) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di attribuzione (€15,482 e €15,068 a seconda della grant date per l'at-



88441/600

tribuzione 2023; €12,918 e €14,324 a seconda della grant date per l'attribuzione 2022; €12,164 e €11,642 a seconda della grant date per l'attribuzione 2021), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (6,6% e 6,8% per l'attribuzione 2023, 6,8% e 6,1% per l'attribuzione 2022 e 7,1% e 7,4% per l'attribuzione 2021 del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (28,2% e 28,4% per l'attribuzione 2023, 30% e 31% per l'attribuzione 2022; 44% e 45% per l'attribuzione 2021), 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 €20 milioni (€18 milioni e €16 milioni rispettivamente nel 2022 e 2021) con contropartita alle riserve di patrimonio netto.

COMPENSI SPETTANTI AL KEY MANAGEMENT PERSONNEL

I compensi, incluso i contributi e gli oneri accessori, spettanti ai 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 strategica (cd. key management personnel) in carica nel corso dell'esercizio si analizzano come segue:

(€ milioni)	2023	2022	2021
Salari e stipendi	35	37	29
Benefici successivi al rapporto di lavoro	3	3	3
Altri benefici a lungo termine	19	17	15
Indennità per cessazione del rapporto di lavoro		9	
	57	66	47

COMPENSI SPETTANTI AGLI AMMINISTRATORI E AI SINDACI DI ENI SPA

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €13,9 milioni, €11,12 milioni e €10,13 milioni rispettivamente per gli esercizi 2023, 2022 e 2021. I compensi spettanti ai sindaci ammontano a €0,580 milioni, €0,589 milioni e €0,550 milioni, rispettivamente per gli esercizi 2023, 2022 e 2021.

I compensi comprendono gli emolumenti e ogni altra somma avente natura retributiva, previdenziale e assistenziale dovuti per lo svolgimento della funzione di amministratore o di sindaco in Eni SpA e in altre imprese incluse nell'area di consolidamento, che abbiano costituito un costo per Eni, anche se non soggetti all'imposta sul reddito delle persone fisiche.

31 Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2023	2022	2021
Proventi (oneri) finanziari			
Proventi finanziari	7.417	8.450	3.723
Oneri finanziari	(8.113)	(9.333)	(4.216)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetto a conto economico	284	(55)	11
Strumenti finanziari derivati	(61)	13	(306)
	(473)	(925)	(788)



88441/602

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2023	2022	2021
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto			
- Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(567)	(507)	(475)
- Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading	250	(53)	11
- Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	34	(2)	
- Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(207)	(128)	(94)
- Interessi passivi su passività per beni in leasing	(267)	(315)	(304)
- Interessi attivi verso banche	356	57	4
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli non strumentali all'attività operativa	14	9	9
	(487)	(939)	(849)
Differenze attive (passive) di cambio	255	238	476
Strumenti finanziari derivati	(61)	13	(306)
Altri proventi (oneri) finanziari			
- Interessi e altri proventi su crediti finanziari e titoli strumentali all'attività operativa	153	128	67
- Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	94	38	68
- Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(341)	(199)	(144)
- Altri proventi (oneri) finanziari	(86)	(204)	(100)
	(180)	(237)	(109)
	(473)	(925)	(788)

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

Le informazioni relative al leasing sono indicate alla nota n. 13 - Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in leasing.

Gli strumenti finanziari derivati sono analizzati alla nota n. 24 - Strumenti finanziari derivati e hedge accounting.

I proventi (oneri) finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 36 - Rapporti con parti correlate.

32 Proventi (oneri) su partecipazioni

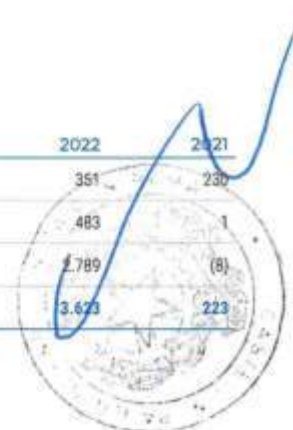
EFFETTO VALUTAZIONE CON IL METODO DEL PATRIMONIO NETTO

L'analisi delle plusvalenze e minusvalenze delle partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto è indicata alla nota n. 16 - Partecipazioni.

L'effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto è analizzato per settore di attività alla nota n. 35 - Informazioni per settore di attività e per area geografica.

ALTRI PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI

(€ milioni)	2023	2022	2021
Dividendi	255	351	230
Plusvalenze (minusvalenze) nette da vendita	430	483	1
Altri proventi (oneri) netti	423	1.789	(8)
	1.108	3.623	223





8844 1/602

I dividendi si riferiscono essenzialmente alla Nigeria LNG Ltd per €179 milioni e alla Saudi European Petrochemical Co "IBN ZAHR" per €55 milioni (rispettivamente €247 milioni e €77 milioni nel 2022 e €144 milioni e €54 milioni nel 2021).

Le plusvalenze da vendite si riferiscono per €420 milioni alla plusvalenza realizzata dalla cessione a Snam del 49,9% del capitale della SeaCorridor Srl e comprende il realizzo di differenze attive di cambio da conversione per €7 milioni.

Gli altri proventi netti si riferiscono per €414 milioni alla plusvalenza

da valutazione al fair value della quota restante del 50,1% del capitale della SeaCorridor Srl.

Le plusvalenze da vendite del 2022 si riferivano per €448 milioni alle plusvalenze realizzate a seguito della quotazione, attraverso una IPO presso la borsa di Oslo, della partecipata Vår Energi ASA e alle successive vendite effettuate sul mercato.

Gli altri proventi netti del 2022 si riferivano per €2.542 milioni alla plusvalenza da valutazione al fair value della business combination tra Eni e bp con la costituzione della joint venture Azule Energy Holdings Ltd e comprendevano il realizzo di differenze attive di cambio da conversione per €764 milioni.

33 Imposte sul reddito

(€ milioni)	2023	2022	2021
Imposte correnti:			
- imprese italiane	97	1.920	439
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	5.349	7.027	3.609
- altre imprese estere	185	944	157
	5.631	9.891	4.205
Imposte differite e anticipate nette:			
- imprese italiane	(137)	(2.191)	(45)
- imprese estere operanti nel settore Exploration & Production	(22)	713	552
- altre imprese estere	(104)	(325)	133
	(263)	(1.803)	640
	5.368	8.088	4.845

Le imposte correnti relative alle imprese italiane comprendono imposte estere per €242 milioni.

Le imposte sul reddito del 2022 comprendevano l'imposta straordinaria di solidarietà per l'anno 2022 (€1.036 milioni) introdotta in Italia dalla Legge n. 51/2022, nonché un'addizionale d'imposta sui profitti energetici nel Regno Unito. Il totale delle imposte sul reddito

2022 comprendeva il contributivo straordinario previsto dalla Legge n. 197/2022 (finanziaria 2023) calcolato sul reddito imponibile 2022 al lordo della distribuzione di riserve di rivalutazione.

La riconciliazione tra l'onere fiscale teorico determinato applicando l'aliquota fiscale Ires vigente in Italia del 24% (stesso valore nel 2022 e nel 2021) e l'onere fiscale effettivo è il seguente:

(€ milioni)	2023	2022	2021
Utile (perdita) ante imposte	10.228	22.049	10.685
Aliquota fiscale teorica (Ires) (%)	24,0	24,0	24,0
Imposte teoriche	2.455	5.292	2.564
Variazioni in aumento (diminuzione):			
- effetto maggiore tassazione delle imprese estere	3.036	3.388	2.301
- effetto contributi solidaristici straordinari per le imprese italiane del settore energetico		1.971	
- effetto imposte estere di società italiane		66	108
- effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	(26)	50	180
- effetto tassazione dividendi infragruppo	7	11	54
- effetto Irap delle società italiane	91	(18)	140
- effetti fiscali relativi ad esercizi precedenti	48	(19)	52
- effetto plusvalenze da conferimento	(96)	(241)	
- effetto delle svalutazioni (riprese di valore) delle attività per imposte anticipate	(221)	(2.087)	(666)
- altre motivazioni	74	(325)	112
	2.913	2.796	2.281
Imposte effettive	5.368	8.088	4.845



88441/603

La maggiore tassazione delle imprese estere riguarda il settore Exploration & Production per €3.026 milioni (rispettivamente, €2.940 milioni e €2.040 milioni nel 2022 e 2021).

Il tax rate effettivo del 2023 è pari al 52,5% in incremento rispetto ai corrispondenti periodi posti a confronto (rispettivamente,

36,7% e 45,3% per il 2022 e 2021), per effetto della windfall tax sugli utili delle società del settore energia del Regno Unito in vigore dal terzo trimestre 2022 e per l'impatto di oneri non deducibili del settore Exploration & Production, in particolare radiazioni di costi esplorativi.

34 Utile (perdita) per azione

L'utile (perdita) per azione semplice è determinato dividendo l'utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie.

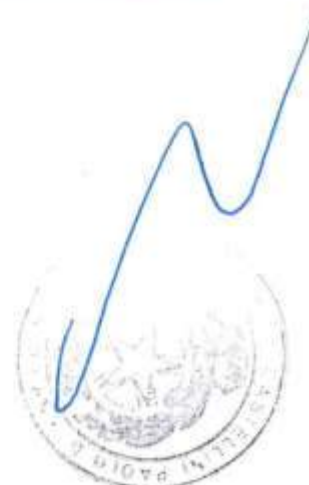
L'utile (perdita) per azione diluito è determinato dividendo l'utile (perdita) dell'esercizio di competenza Eni per il numero medio ponderato delle azioni Eni SpA in circolazione nell'anno, escluse le azioni proprie, incrementate del numero delle azioni che potenzialmente potrebbero essere emesse. Al 31 dicembre 2023 le azioni che potenzialmente potrebbero essere messe in circolazione riguardano le

azioni assegnate a fronte dei piani ILT azionario 2020-2022 e 2023-2025 e le azioni collegate al prestito obbligazionario convertibile emesso nel 2023.

Ai fini della determinazione dell'utile per azione semplice e diluito, l'utile netto dell'anno di competenza Eni è rettificato per tener conto della remunerazione delle obbligazioni subordinate perpetue e del prestito obbligazionario convertibile, al netto del relativo effetto fiscale, determinata sulla base del costo ammortizzato.

La determinazione dell'utile (perdita) per azione semplice e diluito è di seguito indicata:

		2023	2022	2021
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile (perdita) semplice		3.303.766.512	3.483.633.816	3.565.973.883
Numero di azioni potenziali a fronte dei piani ILT azionario		6.352.583	6.319.989	7.598.593
Numero di azioni potenziali a fronte del prestito obbligazionario convertibile		17.014.702		
Numero medio ponderato di azioni in circolazione per l'utile (perdita) diluito		3.327.133.797	3.489.953.805	3.573.572.476
Utile (perdita) netto di competenza Eni	(€ milioni)	4.771	13.887	5.821
Remunerazione di obbligazioni subordinate perpetue, al netto dell'effetto fiscale	(€ milioni)	(109)	(109)	(95)
Remunerazione del prestito obbligazionario convertibile, al netto dell'effetto fiscale	(€ milioni)	9		
Utile (perdita) netto di competenza Eni per utile semplice e diluito	(€ milioni)	4.671	13.778	5.726
Utile (perdita) per azione semplice	(ammontari in € per azione)	1,41	3,96	1,61
Utile (perdita) per azione diluito	(ammontari in € per azione)	1,40	3,95	1,60





8844 1/604

35 Informazione per settore di attività e per area geografica

INFORMAZIONE PER SETTORE DI ATTIVITÀ

La segment information di Eni è determinata sulla base dei segmenti operativi i cui risultati sono rivisti periodicamente dal Chief Operating Decision Maker (il CEO) per la valutazione delle performance e le decisioni di allocazione delle risorse.

La struttura organizzativa è imperniata su due Direzioni Generali:

- la Direzione Generale Natural Resources con il compito di valorizzare il portafoglio upstream Oil & Gas riducendone l'impronta carbonica attraverso una forte azione di efficienza energetica e l'espansione della componente gas con la responsabilità della commercializzazione all'ingrosso. Inoltre, comprende lo sviluppo dei progetti di cattura/trasporto/stoccaggio/riutilizzo e compensazione delle emissioni di CO₂, nonché il business Agri con la responsabilità di sviluppare filiere di approvvigionamento di feedstock rinnovabili per la bioraffinazione Eni. Nella Direzione confluiscono le attività di esplorazione, sviluppo e produzione Oil & Gas, la commercializzazione del gas all'ingrosso via gasdotto e GNL, i citati progetti CCUS (e trasporto), offset della CO₂, detti anche progetti di conservazione delle foreste (REDD+) e l'agribusiness.
- la Direzione Generale Energy Evolution con il compito di promuovere l'evoluzione dei business di generazione, trasformazione e vendita di prodotti da fossili a bio e blue. Le responsabilità della Direzione comprendono le azioni di crescita della generazione elettrica rinnovabile e del biometano, il coordinamento dell'evoluzione bio e circolare del sistema di raffinazione e della chimica e lo sviluppo del portafoglio retail di Eni fornendo prodotti sempre più decarbonizzati per la mobilità, il consumo domestico e delle piccole imprese. Nella Direzione confluiscono i business della generazione di energia elettrica da gas e da fonti rinnovabili, della Raffinazione tradizionale e della Bioraffinazione, della Chimica, del Retail Gas & Power e del Marketing per la mobilità. Le società Versalis (Chimica), Enilive (bioraffinazione e mobilità sostenibile), Eni Plenitude, Enipower ed Eni Rewind rientrano nel perimetro della Direzione.

Dal punto di vista delle informazioni finanziarie per settore di attività "segment information", coerentemente con le previsioni dei principi contabili applicabili, il management ha considerato che i processi decisionali di allocazione delle risorse e la valutazione delle performance finanziarie/industriali da parte del CEO sono svolte ad un livello di maggiore disaggregazione rispetto alle DG, avuto riguardo cioè alle linee di business che confluiscono nelle due DG. Pertanto, nel rispetto delle disposizioni del principio contabile IFRS 8 che regola l'informativa per settore di attività, la segment information di Eni al 31 dicembre 2023 è articolata nei seguenti reportable segment:

Exploration & Production: attività di ricerca, sviluppo e produzione di petrolio, condensati e gas naturale.

Global Gas & LNG Portfolio (GGP): attività di approvvigionamento e vendita di gas naturale all'ingrosso via gasdotto, trasporto internazionale, acquisto e commercializzazione di GNL. Comprende le attività di

trading gas per finalità sia di copertura e stabilizzazione dei margini commerciali, sia di ottimizzazione del portafoglio di asset gas.

Enilive, Refining e Chimica: attività di supply e lavorazione di petrolio per la produzione di carburanti tradizionali svolta dal segmento operativo "Refining". Enilive, per effetto del conferimento operato con efficacia 1° gennaio 2023, gestisce le attività di mobilità sostenibile e di bioraffinazione, che comprendono la produzione di biocarburanti e la commercializzazione al dettaglio di tutti i vettori energetici per la mobilità, tra cui i carburanti fossili e di natura biologica, le ricariche elettriche nelle stazioni di servizio, nonché l'offerta dei servizi come il car sharing Enjoy, la ristorazione e in generale i servizi presenti nei punti vendita. Svolge inoltre attività di vendita all'ingrosso di carburanti, bitumi e lubrificanti. I segmenti operativi Refining ed Enilive sono stati aggregati in un unico reportable segment perché il Chief Operating Decision Maker valuta il margine integrato raffinazione-commercializzazione. Inoltre, sono inseriti in questo reportable segment anche i risultati del business Chimica che presenta ritorni economici simili e comunanze nella struttura dei processi industriali con le attività di raffinazione tradizionale. Infine comprende le attività di trading oil e prodotti con finalità di eseguire sul mercato le transazioni di bilanciamento del supply e di stabilizzazione/copertura dei margini commerciali.

Plenitude & Power: attività di vendita al dettaglio di gas, elettricità e servizi connessi e attività di produzione e vendita all'ingrosso di energia elettrica da impianti termoelettrici e rinnovabili, attività di servizio alla mobilità elettrica (installazione di colonnine di ricarica). Comprende le attività di trading di certificati di emissione di CO₂ e di vendita a termine dell'energia elettrica nell'ottica di copertura/ottimizzazione dei margini.

Corporate e Altre attività: comprende le principali funzioni di supporto al business, in particolare le attività di holding, tesoreria accentrata, IT, risorse umane, servizi immobiliari, attività assicurative captive, ricerca e sviluppo, nuove tecnologie, digitalizzazione del business e l'attività di bonifica ambientale svolta dalla controllata Eni Rewind. Comprende, inoltre, le attività relative ai progetti CCUS, agri-business e conservazione delle foreste (REDD+), in fase di sviluppo, che precedentemente erano esposti nel reportable segment Exploration & Production. Tale risegmentazione: (i) riflette la circostanza che gli economics 2023 dei business interessati (CCUS, agri-business e conservazione delle foreste) allo stato sono poco significativi, senza tra l'altro la generazione di ricavi; (ii) è funzionale a consentire una maggiore comparabilità dei dati del segment E&P con quelli dei peers e tener conto della presenza di fattori di rischio e ritorni nonché di processi produttivi differenti tra le attività Exploration & Production e quelle associate a CCUS, Agri e conservazione delle foreste. I comparative period sono stati riesposti coerentemente a tale riclassifica. Le principali informazioni finanziarie dei segmenti operativi oggetto di reporting al CEO (cioè il Chief Operating Decision Maker, ex IFRS 8) sono: i ricavi, l'utile operativo e le attività e passività direttamente attribuibili.



88441/605

Le informazioni per settore di attività sono le seguenti:

(€ milioni)	Exploration & Production	Global Gas & LNG Portfolio	Enilive, Refining & Chimica	Plentitude & Power	Corporate e Altre attività	Rettifiche per utili interni	Totale
2023							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	23.903	20.139	52.558	14.256	1.972		
a dedurre: ricavi infrasettori	(13.060)	(3.229)	(393)	(658)	(1.771)		
Ricavi da terzi	10.843	16.910	52.165	13.598	201		93.717
Risultato operativo	8.549	2.431	(1.397)	(464)	(943)	81	8.257
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(347)	(205)	(392)	(74)	(339)	(12)	(1.369)
Ammortamenti	(6.148)	(233)	(524)	(466)	(142)	34	(7.479)
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(1.413)	(3)	(770)	(18)	(58)		(2.262)
Riprese di valore di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	376	4	6	48	26		460
Radiazioni	(531)			(5)	1		(535)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.009	49	343	(55)	(10)		1.336
Attività direttamente attribuibili ^(a)	62.180	6.381	15.530	13.999	1.952	(378)	99.664
Attività non direttamente attribuibili ^(b)							42.942
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	6.773	531	3.582	667	1.077		12.630
Passività direttamente attribuibili ^(a)	18.020	5.997	10.200	6.076	4.629	(56)	44.866
Passività non direttamente attribuibili ^(b)							44.096
Investimenti in attività materiali e immateriali	7.133	16	982	740	363	(19)	9.215
2022							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	31.194	48.586	59.178	20.863	1.886		
a dedurre: ricavi infrasettori	(18.305)	(7.356)	(708)	(1.157)	(1.689)		
Ricavi da terzi	12.889	41.230	58.470	19.726	197		132.512
Risultato operativo	15.963	3.730	460	(825)	(1.956)	138	17.510
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(147)	(393)	(1.110)	(14)	(1.340)	19	(2.985)
Ammortamenti	(6.017)	(217)	(506)	(358)	(140)	33	(7.205)
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(613)	(6)	(752)	(125)	(71)		(1.567)
Riprese di valore di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	181	18	35	162	31		427
Radiazioni	(596)	(1)	(2)				(599)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	1.526	4	446	(20)	(115)		1.841
Attività direttamente attribuibili ^(a)	60.298	12.282	14.925	11.987	1.666	(472)	100.686
Attività non direttamente attribuibili ^(b)							51.444
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	7.314	1	3.084	663	1.030		12.092
Passività direttamente attribuibili ^(a)	17.339	12.572	9.011	4.787	4.462	(68)	48.103
Passività non direttamente attribuibili ^(b)							48.797
Investimenti in attività materiali e immateriali	6.252	23	878	631	276	(4)	8.056
2021							
Ricavi della gestione caratteristica comprensivi dei ricavi infrasettore	21.742	20.843	40.374	11.187	1.698		
a dedurre: ricavi infrasettori	(12.896)	(3.870)	(323)	(670)	(1.510)		
Ricavi da terzi	8.846	16.973	40.051	10.517	188		76.575
Risultato operativo	10.113	899	45	2.355	(863)	(208)	12.341
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	(221)	(139)	(137)	(1)	(186)	(23)	(707)
Ammortamenti	(5.976)	(174)	(512)	(286)	(148)	33	(7.063)
Svalutazioni di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(194)	(28)	(1.342)	(132)	(27)		(1.723)
Riprese di valore di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	1.438	2		112	4		1.556
Radiazioni	(375)		(2)	(1)	(9)		(387)
Effetto valutazione con il metodo del patrimonio netto	8		(333)		(766)		(1.091)
Attività direttamente attribuibili ^(a)	61.699	10.022	13.326	8.343	1.493	(581)	94.292
Attività non direttamente attribuibili ^(b)							43.473
Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto	2.639	17	2.366	667	198		5.887
Passività direttamente attribuibili ^(a)	17.024	10.072	6.796	3.786	3.365	(49)	40.989
Passività non direttamente attribuibili ^(b)							52.257
Investimenti in attività materiali e immateriali	3.824	19	728	443	224	(4)	5.234

(a) Comprendono le attività/passività connesse al risultato operativo.

(b) Comprendono le attività/passività non connesse al risultato operativo.



88441/606

INFORMAZIONE PER AREA GEOGRAFICA

Attività direttamente attribuibili e investimenti per area geografica di localizzazione.

(€ milioni)	Italia	Resto dell'Unione Europea	Resto dell'Europa	Americhe	Asia	Africa	Altre aree	Totale
2023								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	30.026	6.962	5.124	7.658	17.855	30.928	1.111	99.664
Investimenti in attività materiali e immateriali	2.006	485	235	609	1.471	4.105	304	9.215
2022								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	29.195	7.689	6.564	8.892	18.653	28.167	1.526	100.686
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.475	415	205	1.266	1.390	3.163	142	8.056
2021								
Attività direttamente attribuibili ^(a)	23.718	6.902	6.114	5.718	17.483	33.499	858	94.292
Investimenti in attività materiali e immateriali	1.333	199	202	659	1.203	1.604	34	5.234

(a) Comprendono le attività connesse al risultato operativo.

Ricavi della gestione caratteristica per area geografica di destinazione.

(€ milioni)	2023	2022	2021
Italia	33.450	60.090	29.968
Resto dell'Unione Europea	18.271	25.413	14.671
Resto dell'Europa	18.476	21.748	12.470
Americhe	7.004	6.929	4.420
Asia	7.404	9.062	7.891
Africa	9.057	9.191	7.040
Altre aree	55	79	115
	93.717	132.512	76.575

36 Rapporti con parti correlate

Le operazioni compiute da Eni con le parti correlate riguardano principalmente:

- lo scambio di beni, la prestazione di servizi, la provvista e l'impiego di mezzi finanziari con le joint venture, con le imprese collegate e altre società controllate escluse dall'area di consolidamento;
- 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, che perseguono iniziative di carattere umanitario, culturale e scientifico. In particolare con: (i) Eni Foundation, costituita, su iniziativa di Eni, senza scopo di lucro e con l'obiettivo di perseguire esclusivamente finalità di solidarietà sociale e umanitaria nei settori dell'assistenza, della sanità, dell'educazione, della cultura e dell'ambiente, nonché della ricerca scientifica e tecnologica; (ii) Fondazione Eni Enrico Mattei costituita, su iniziativa di Eni, con lo scopo di contribuire, attraverso studi, ricerche e



88441/604

iniziative di formazione e informazione, all'arricchimento delle conoscenze sulle problematiche riguardanti l'economia, l'energia e l'ambiente su scala locale e globale.

Tutte le operazioni sono state compiute nell'interesse della Società e, ad eccezione delle operazioni con gli enti che perseguono inizia-

tive di carattere umanitario, culturale e scientifico, fanno parte della ordinaria gestione.

Le joint venture, le imprese collegate e le imprese controllate escluse dall'area di consolidamento sono indicate nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2023" che si considera parte integrante delle presenti note.

RAPPORTI COMMERCIALI E DIVERSI

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2023			2023		Altri proventi (oneri) operativi
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	
Joint venture e imprese collegate							
Agiba Petroleum Co		1	194			308	
Cardón IV SA		24	142		4	1	
Coral FLNG SA		4		1.327	6		
Gruppo Azule		113	475	3.156	86	2.146	
Gruppo Saipem		5	235	9	6	768	
Gruppo SeaCorridor		29	29		1	357	
Gruppo Värgrann				1.321			
Karachaganak Petroleum Operating BV		17	250			1.183	
Mellitah Oil & Gas BV		49	20		16	517	
Petrobel Belayim Petroleum Co		58	885			870	
Società Oleodotti Meridionali SpA		11	473		19	12	
Société Centrale Electrique du Congo SA		74			79		
Vår Energi ASA		51	764	2.013	58	4.487	(165)
Altre ^(a)		62	73	19	83	203	
		498	3.540	7.845	358	10.852	(165)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Eni BTC Ltd				183			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)		152	4	1	12		
Altre		13	10	12	13	30	
		165	14	196	25	30	
		663	3.554	8.041	383	10.882	(165)
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti		5	33		2	69	
Gruppo Enel		95	168		93	497	(109)
Gruppo Italgas		1	149		8	(20)	
Gruppo Snam		245	352		1.157	1.625	
Gruppo Terna		85	61		400	317	
GSE - Gestore Servizi Energetici		230	219		2.104	1.875	283
ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA		5			238		
Altre ^(a)		11	68		52	38	
		677	1.850		4.054	4.801	182
Altri soggetti correlati							
Gruppo Eni		1	2		1		
Groupement Sonatrach - Eni "GSE"		222	212		40	549	
Totale		1.563	4.818	8.041	4.478	15.888	17

(a) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.



88441/608

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2022			2022		Altri proventi (oneri) operativi
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	
Joint venture e imprese collegate							
Agiba Petroleum Co		17	71			224	
Angola LNG Ltd						79	
Coral FLNG SA		10		1.378	12		
Gruppo Azule		320	517	3.268	46	1.152	
Gruppo Saipem		3	195	9	9	452	
Gruppo Vårgrønn				1.259			
Karachaganak Petroleum Operating BV		27	251			1.347	
Mellitah Oil & Gas BV		58	144		9	234	
Petrobel Belayim Petroleum Co		33	595			944	
Société Centrale Electrique du Congo SA		47			74		
Società Oleodotti Meridionali SpA		6	433		16	14	
Vår Energi ASA		58	722	2.378	84	4.085	(597)
Altre ^(a)		127	76	9	167	338	
		706	3.004	8.301	417	8.869	(597)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Eni BTC Ltd				190			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)		139	4	1	15		
Altre		8	10	11	7	15	
		147	14	202	22	15	
		853	3.018	8.503	439	8.884	(597)
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti		2	47		3	86	
Gruppo Enel		438	264		97	275	484
Gruppo Italgas		218	8		84		
Gruppo Snam		763	25		1.767	873	
Gruppo Terna		119	159		612	701	(18)
GSE - Gestore Servizi Energetici		207	225		7.786	4.039	3.437
ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA		3			179		
Altre		12	35		27	33	
		1.762	763		10.555	6.007	3.903
Altri soggetti correlati							
			2		1	39	
Groupement Sonatrach - Eni "GSE"		179	114		33	417	
Totale		2.794	3.897	8.503	11.028	15.347	3.306

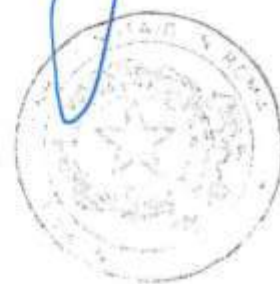
(a) Per rapporti di importo inferiore a €50 milioni.



88441/609

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2021			2021		Altri proventi (oneri) operativi
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Garanzie	Ricavi	Costi	
Joint venture e imprese collegate							
Agiba Petroleum Co		13	57			189	
Angola LNG Ltd						73	
Angola LNG Supply Services Llc				179			
Coral FLNG SA		17		1.260	43		
Gruppo Salpem		4	134	9	28	174	
Karachaganak Petroleum Operating BV		24	213			989	
Melitah Oil & Gas BV		65	290		3	263	
Petrobel Belayim Petroleum Co		24	391		2	651	
Société Centrale Electrique du Congo SA		50			66		
Società Oleodotti Meridionali SpA		6	396		18	12	
Vår Energi AS		62	526	495	104	2.224	(409)
Altre ^(a)		137	53	2	95	234	
		402	2.060	1.945	359	4.809	(409)
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Eni BTC Ltd				179			
Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione)		124	1	1	13		
Altre		10	5	10	8	10	
		134	6	190	21	10	
		536	2.066	2.135	380	4.819	(409)
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Enel		583	461		41	417	373
Gruppo Italgas		1	49		3	560	
Gruppo Snam		160	152		159	1.013	1
Gruppo Terna		51	85		203	309	4
GSE - Gestore Servizi Energetici		311	125		2.216	1.238	766
Altre ^(a)		10	33		20	60	
		1.116	905		2.642	3.597	1.144
Altri soggetti correlati							
			2			33	
Groupement Sonatrach - Agip "GSA" e Organe Conjoint des Opérations "OC SH/FCP"		170	79		30	222	
Totale		1.822	3.052	2.135	3.052	8.671	745

(a) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.





8844 1/610

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e le controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- la quota di competenza Eni dei costi sostenuti nello sviluppo di giacimenti petroliferi dalle società Agiba Petroleum Co, Karachaganak Petroleum Operating BV, Mellitah Oil & Gas BV, Petrobel Belayim Petroleum Co, Groupement Sonatrach - Eni "GSE" e, limitatamente alla Karachaganak Petroleum Operating BV, l'acquisto di greggi da parte di Eni Trade & Biofuels SpA; i riaddebiti dalle collegate a Eni sono fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- Il debito residuo per il pagamento del corrispettivo per la cessione dei crediti di Cardón IV;
- la fornitura di servizi specialistici upstream e la garanzia rilasciata pro quota nell'interesse della società Coral FLNG SA a beneficio del Consorzio TJS a fronte degli obblighi contrattuali assunti con l'assegnazione del contratto EPCIC per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas (maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi);
- l'acquisto di greggi e il rilascio di garanzie principalmente a fronte di contratti di leasing di navi FPSO dal gruppo Azule;
- la fornitura di servizi di ingegneria, di costruzione e di perforazione da parte del gruppo Saipem prevalentemente al settore Exploration & Production;
- l'acquisizione di servizi di trasporto verso il gruppo SeaCorridor;
- le garanzie rilasciate al Gruppo Vårgrønn a fronte della partecipazione nel progetto eolico offshore Dogger Bank;
- la vendita di gas alla Société Centrale Électrique du Congo SA;
- gli anticipi che Eni SpA ha ricevuto dalla Società Oleodotti Meridionali SpA per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto;
- le garanzie rilasciate per rispetto di accordi contrattuali nell'interesse di Vår Energi ASA, la fornitura di servizi specialistici upstream e di trasporto marittimo, l'acquisto di greggio, condensati e gas e la parte realizzata dei contratti a termine di acquisto fisico di gas;
- la garanzia rilasciata a favore della società Eni BTC Ltd a fronte della costruzione di un oleodotto;
- la prestazione di servizi per risanamento ambientale alla società Industria Siciliana Acido Fosforico - ISAF - SpA (in liquidazione).

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

- le attività volte a garantire l'operatività, l'upgrading e l'efficienza degli impianti verso il gruppo Ansaldo di Cassa Depositi e Prestiti;
- la vendita di carburanti e combustibili, la compravendita di gas, l'acquisizione di servizi di distribuzione di energia elettrica e gli strumenti finanziari derivati con il gruppo Enel;
- l'acquisizione di servizi di distribuzione, trasporto e stoccaggio dal gruppo Italgas e dal gruppo Snam sulla base delle tariffe stabilite dall'Autorità di Regolazione per Energia Reti e Ambiente, comprensive delle agevolazioni tariffarie riconosciute alla clientela e rimborsate dai distributori, nonché, dal gruppo Snam, il credito per attività di disinvestimento relativo alla cessione del 49,9% del capitale della SeaCorridor Srl e la compravendita di gas per esigenze di bilanciamento del sistema sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- 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;
- la compravendita di energia elettrica, gas, titoli ambientali, gli strumenti finanziari derivati, 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 Decreto Legislativo n. 249/2012, 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;
- la vendita di jet fuel alla ITA Airways - Italia Trasporto Aereo SpA.

I rapporti verso altri soggetti correlati riguardano:

- costi per contributi versati ai fondi pensione gestiti da Eni per €27 milioni;
- contributi erogati e prestazione di servizi alla Fondazione Eni Enrico Mattei e a Eni Foundation rispettivamente per €5 milioni e €4 milioni.



88441/64

RAPPORTI DI NATURA FINANZIARIA

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2023			2023		
		Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari e strumenti derivati	Oneri Finanziari	Proventi (oneri) su partecipazioni
Joint venture e imprese collegate							
Coral FLNG SA		453			15		
Coral South FLNG DMCC				1.448			
Gruppo Saipem			56			8	
Mozambique Rovuma Venture SpA		1.339	170		101		
Altre		49	13	1	39	14	1
		1.841	239	1.449	155	22	1
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Altre		7	38		1	1	
		7	38		1	1	
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Cassa Depositi e Prestiti			56			2	
Gruppo Snam							443
Altre		14	2			3	1
		14	58			5	444
Totale		1.862	335	1.449	156	28	445

(a) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2022			2022		
		Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari e strumenti derivati	Oneri Finanziari	Plusvalenze da cessione
Joint venture e imprese collegate							
Coral FLNG SA		356				140	
Coral South FLNG DMCC				1.499	1	1	
Mozambique Rovuma Venture SpA		1.187	57		48	5	
Gruppo Saipem			100		16	3	
Altre ^(a)		96	28	2	91	10	
		1.639	185	1.501	156	159	
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento							
Altre		8	31		5	4	
		8	31		5	4	
Imprese controllate dallo Stato							
Gruppo Enel			176				
Gruppo Italgas							30
Altre		10	40		1		
		10	216		1	1	38
Totale		1.657	432	1.501	162	164	30

(a) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.



8844 1/612

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2021			2021	
		Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	Proventi Finanziari	Oneri Finanziari
Joint venture e imprese collegate						
Cardón IV SA		199	2		37	
Coral FLNG SA		383			4	1
Coral South FLNG DMCC				1.413	2	
Mozambique Rovuma Venture SpA		1.008	72			
Altre ⁽⁴⁾		70	43		35	43
		1.660	117	1.413	78	44
Imprese controllate escluse dall'area di consolidamento						
Altre		38	34		1	1
		38	34		1	1
Imprese controllate dallo Stato						
Gruppo Enel			109			
Altre		2	17			1
		2	126			1
Totale		1.760	277	1.413	79	46

(a) Per rapporti di ammontare inferiore a €50 milioni.

I rapporti più significativi con le joint venture, le imprese collegate e le controllate escluse dall'area di consolidamento riguardano:

- il finanziamento concesso alla società Coral FLNG SA per la realizzazione dell'impianto galleggiante di liquefazione del gas nel permesso dell'area 4 in Mozambico;
- la garanzia rilasciata nell'interesse della società Coral South FLNG DMCC per affidamenti bancari nell'ambito del project financing del progetto di sviluppo Coral FLNG (maggiori informazioni sono riportati alla nota n. 28 - Garanzie, impegni e rischi);

- il finanziamento concesso alla Mozambique Rovuma Venture SpA per lo sviluppo delle riserve gas nell'offshore del Mozambico;
- le passività per beni in leasing verso il gruppo Saipem riferite a contratti pluriennali per l'utilizzo di mezzi di perforazione.

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

- i debiti finanziari per la realizzazione di infrastrutture di ricarica per veicoli elettrici verso il gruppo Cassa Depositi e Prestiti;
- la plusvalenza da cessione al gruppo Snam del 49,9% del capitale della SeaCorridor Srl.



88441/613

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 dello stato patrimoniale è indicata nella seguente tabella di sintesi:

(€ milioni)	31.12.2023			31.12.2022		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide e equivalenti	10.193	3	0,03	10.155	10	0,10
Altre attività finanziarie correnti	896	19	2,12	1.504	16	1,06
Crediti commerciali e altri crediti	16.551	1.363	8,24	20.840	2.427	11,65
Altre attività correnti	5.637	32	0,57	12.821	341	2,66
Altre attività finanziarie non correnti	2.301	1.840	79,97	1.967	1.631	82,92
Altre attività non correnti	3.393	168	4,95	2.236	26	1,16
Passività finanziarie a breve termine	4.092	222	5,43	4.446	307	6,91
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.921	21	0,72	3.097	36	1,16
Quota a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	1.128	21	1,86	884	35	3,96
Debiti commerciali e altri debiti	20.654	4.245	20,55	25.709	3.203	12,46
Altre passività correnti	5.579	62	1,11	12.473	232	1,86
Passività finanziarie a lungo termine	21.716	65	0,30	19.374	26	0,13
Passività per beni in leasing a lungo termine	4.208	6	0,14	4.067	28	0,69
Altre passività non correnti	4.096	511	12,48	3.234	462	14,29

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

(€ milioni)	2023			2022			2021		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	93.717	4.322	4,61	132.512	10.872	8,20	76.575	3.000	3,92
Altri ricavi e proventi	1.099	156	14,19	1.175	156	13,28	1.196	52	4,35
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(73.836)	(15.885)	21,51	(102.529)	(15.327)	14,95	(55.549)	(8.544)	15,56
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(249)	5	-	47	(2)	-	(279)	(6)	2,15
Costo lavoro	(3.136)	(8)	0,26	(3.015)	(18)	0,60	(2.888)	(21)	0,73
Altri proventi (oneri) operativi	478	17	3,56	(1.736)	3.306	-	903	735	81,40
Proventi finanziari	7.417	155	2,09	8.450	160	1,89	3.723	79	2,12
Oneri finanziari	(8.113)	(28)	0,35	(9.333)	(164)	1,76	(4.216)	(46)	1,09
Strumenti finanziari derivati	(61)	1	-	13	2	15,38	(306)	-	-
Altri proventi (oneri) su partecipazioni	1.108	445	40,16	3.623	30	0,83	223	-	-

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

(€ milioni)	2023	2022	2021
Ricavi e proventi	4.478	11.028	3.052
Costi e oneri	(13.539)	(13.749)	(7.814)
Altri proventi (oneri) operativi	17	3.306	735
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	1.916	(431)	(340)
Interessi	117	69	38
Flusso di cassa netto da attività operativa	(7.011)	228	(4.331)
Investimenti in attività materiali e immateriali	(2.349)	(1.596)	(851)
Disinvestimenti in partecipazioni	440	155	-
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	504	1.480	(20)
Variazione crediti finanziari	(290)	(51)	(105)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(1.695)	(32)	(976)
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing	(162)	(88)	(13)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(162)	(88)	(13)
Variazione disponibilità liquide e equivalenti	(7)	8	2
Totale flussi finanziari verso entità correlate	(8.875)	111	(5.318)



8844 1/614

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

(€ milioni)	2023			2022			2021		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa netto da attività operativa	15.119	(7.011)	..	17.460	223	1,28	12.861	(4.331)	..
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(9.365)	(1.695)	18,10	(7.018)	(32)	0,46	(12.022)	(976)	8,12
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(5.668)	(162)	2,86	(8.542)	(88)	1,03	(2.039)	(13)	0,64

37 Altre informazioni sulle partecipazioni³¹

INFORMAZIONI SULLE SOCIETÀ CONTROLLATE CONSOLIDATE CON SIGNIFICATIVE INTERESSENZE DI TERZI

Di seguito sono riportati i dati economici, patrimoniali e finanziari, al lordo delle elisioni infragruppo, relativi al gruppo Enipower posseduto

da Eni al 51%. La percentuale di possesso del non controlling interest corrisponde ai diritti di voto assembleare.

(€ milioni)	2023	2022
	Gruppo Enipower	Gruppo Enipower
Non controlling interest (%)	49,00	49,00
Attività correnti	374	547
Attività non correnti	868	812
Passività correnti	389	587
Passività non correnti	46	34
Ricavi	1.251	1.636
Utile netto dell'esercizio	169	171
Totale utile complessivo dell'esercizio	169	171
Flusso di cassa netto da attività operativa	198	228
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(126)	(52)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(3)	(11)
Flusso di cassa netto dell'esercizio	(31)	(192)
Utile (perdita) netto dell'esercizio di pertinenza delle interessenze di terzi azionisti	86	54
Dividendi pagati alle interessenze di terzi azionisti	36	59

Il patrimonio netto complessivo di pertinenza delle interessenze di terzi al 31 dicembre 2023 è di €460 milioni (€471 milioni al 31 dicembre 2022).

(31) L'elenco delle partecipazioni in imprese controllate, a controllo congiunto e collegate al 31 dicembre 2023 è indicato nell'allegato "Partecipazioni di Eni SpA al 31 dicembre 2023" che costituisce parte integrante delle presenti note.



8844 1/615

MODIFICHE DELL'INTERESSENZA PARTECIPATIVA SENZA PERDITA O ACQUISIZIONE DEL CONTROLLO

Nel 2023 è stata acquistata la totalità delle interessenze di terzi (29,48%) della società Evolvere SpA Società Benefit per un corrispettivo di €60 milioni. Nel 2022 è stato ceduto il 49% del capitale della controllata Enipower SpA con un incasso di €542 milioni.

PRINCIPALI ACCORDI A CONTROLLO CONGIUNTO E SOCIETÀ COLLEGATE AL 31 DICEMBRE 2023

Denominazione	Sede legale	Sede operativa	Settore di attività	% interessenza partecipativa	% diritti di voto
Joint venture					
Azule Energy Holdings Ltd	Londra (Regno Unito)	Regno Unito	Exploration & Production	50,00	50,00
Cardón IV SA	Caracas (Venezuela)	Venezuela	Exploration & Production	50,00	50,00
Mozambique Rovuma Venture SpA	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Mozambico	Exploration & Production	35,71	35,71
Saipem SpA	Milano (Italia)	Italia	Corporate e società finanziarie	31,19	31,20
SesCorridor Sri	San Donato Milanese (MI) (Italia)	Italia	Global Gas & LNG Portfolio	50,10	50,10
St. Bernard Renewables Llc	Wilmington (USA)	USA	Enliven e Refining	50,00	50,00
Vårgrønn AS	Stavanger (Norvegia)	Norvegia	Plenitude	65,00	65,00
Joint operation					
Damietta LNG (DLNG) SAE	Damietta (Egitto)	Egitto	Global Gas & LNG Portfolio	50,00	50,00
GreenStream BV	Amsterdam (Paesi Bassi)	Libia	Global Gas & LNG Portfolio	50,00	50,00
Raffineria di Milazzo ScpA	Milazzo (ME) (Italia)	Italia	Enliven e Refining	50,00	50,00
Collegate					
ADNOC Global Trading Ltd	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	Enliven e Refining	20,00	20,00
Abu Dhabi Oil Refining Company (Takreer)	Abu Dhabi (Emirati Arabi Uniti)	Emirati Arabi Uniti	Enliven e Refining	20,00	20,00
Coral FLNG SA	Maputo (Mozambico)	Mozambico	Exploration & Production	25,00	25,00
QatarEnergy LNG NFE (S) (ex Qatar Liquefied Gas Company Limited (Q))	Doha (Qatar)	Qatar	Exploration & Production	25,00	25,00
Vår Energi ASA	Sandnes (Norvegia)	Norvegia	Exploration & Production	63,04	63,04





8844 1/616

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in joint venture riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

(€ milioni)	2023				
	Azule Energy Holdings Ltd	St. Bernard Renewables Llc	Saipem SpA	SeaCorridor Srl	Altre partecipazioni
Attività correnti	3.554	317	8.104	165	1.701
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	546	65	2.136	104	557
Attività non correnti	19.976	1.594	4.737	964	15.174
Totale attività	23.530	1.911	12.841	1.129	16.875
Passività correnti	2.360	134	6.857	55	2.242
- di cui passività finanziarie correnti			97		85
Passività non correnti	11.670	119	3.588	16	11.671
- di cui passività finanziarie non correnti	4.239	119	2.599	1	10.140
Totale passività	14.030	253	10.445	71	13.913
Net equity	9.500	1.658	2.396	1.058	2.962
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	50,00	50,00	31,20	50,10	
Valore di iscrizione della partecipazione	4.750	829	722	530	1.420
Ricavi e altri proventi	5.125	591	11.898	456	2.500
Costi operativi	(814)	(598)	(10.967)	(42)	(1.445)
Altri proventi (oneri) operativi		(45)	(5)		(2)
Ammortamenti e svalutazioni	(2.560)	(28)	(489)	(43)	(556)
Risultato operativo	1.751	(80)	437	371	497
Proventi (oneri) finanziari	(373)	(4)	(167)	(3)	(356)
Proventi (oneri) su partecipazioni	332		60	33	(23)
Risultato ante imposte	1.710	(84)	330	401	118
Imposte sul reddito	(404)		(145)	(303)	(122)
Risultato netto	1.306	(84)	185	98	(4)
Altre componenti dell'utile complessivo	(295)	(22)	59	(8)	(105)
Totale utile (perdita) complessivo	1.011	(106)	244	90	(109)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	653	(42)	56	49	(55)
Dividendi percepiti dalla joint venture	829			95	15



8844 1/617

(€ milioni)	2022			
	Azule Energy Holdings Ltd	Saipem SpA	Cardón IV SA	Altre partecipazioni
Attività correnti	3.869	7.627	425	741
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	966	2.052	7	219
Attività non correnti	21.281	4.770	1.812	13.639
Totale attività	25.150	12.397	2.237	14.380
Passività correnti	2.635	6.932	431	1.764
- di cui passività finanziarie correnti	159	1.040	3	1.278
Passività non correnti	12.369	3.352	940	10.740
- di cui passività finanziarie non correnti	4.403	1.993	43	10.146
Totale passività	15.004	10.284	1.371	12.504
Net equity	10.146	2.113	866	1.876
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	50,00	31,20	50,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	5.073	645	433	915
Ricavi e altri proventi	2.422	9.991	942	526
Costi operativi	(956)	(9.455)	(679)	(463)
Altri proventi (oneri) operativi		7		25
Ammortamenti e svalutazioni	(1.099)	(445)	(127)	(258)
Risultato operativo	367	98	136	(170)
Proventi (oneri) finanziari	(142)	(195)		(167)
Proventi (oneri) su partecipazioni	718	(65)		(4)
Risultato ante imposte	943	(162)	136	(341)
Imposte sul reddito	(33)	(153)	(122)	62
Utile relativo a discontinued operation		106		
Risultato netto	910	(209)	14	(279)
Altre componenti dell'utile complessivo	(516)	24	30	119
Totale utile (perdita) complessivo	394	(185)	44	(160)
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	455	(82)	7	7
Dividendi percepiti dalla joint venture	475			8

I dati relativi al risultato dell'esercizio e all'utile complessivo delle joint venture rilevanti sono di seguito riportati:

(€ milioni)	2023		
	Mozambique Rovuma Venture SpA	Cardón IV SA	Vårgrenn AS
Risultato netto	131	(28)	(77)
Altre componenti dell'utile complessivo	(35)	(30)	(39)
Totale utile (perdita) complessivo	96	(58)	(116)

(€ milioni)	2022	
	Vårgrenn AS	Mozambique Rovuma Venture SpA
Risultato netto	(17)	(202)
Altre componenti dell'utile complessivo	(7)	72
Totale utile (perdita) complessivo	(24)	(130)



8844 1/618

I dati economico-finanziari relativi a ciascuna partecipazione in società collegata riferiti ai valori inclusi nei bilanci IFRS delle partecipate sono di seguito riportati:

(€ milioni)	2023			
	Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER)	Vår Energi ASA	QatarEnergy LNG NFE (5)	Altre partecipazioni
Attività correnti	3.506	1.502		6.209
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	796	665		472
Attività non correnti	17.036	15.784	1.884	13.791
Totale attività	20.542	17.286	1.884	20.000
Passività correnti	648	1.843	83	5.738
- di cui passività finanziarie correnti				557
Passività non correnti	7.722	14.734	44	9.860
- di cui passività finanziarie non correnti	4.972	3.586		9.723
Totale passività	8.370	16.577	127	15.598
Net equity	12.172	709	1.757	4.402
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	20,00	63,04	25,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	2.434	447	439	1.001
Ricavi e altri proventi	29.259	6.335		36.559
Costi operativi	(26.459)	(1.242)	(18)	(36.070)
Altri proventi (oneri) operativi	(738)			(168)
Ammortamenti e svalutazioni	(426)	(1.840)		(73)
Risultato operativo	1.636	3.253	(18)	248
Proventi (oneri) finanziari	(154)	(148)	3	(111)
Proventi (oneri) su partecipazioni				43
Risultato ante imposte	1.482	3.105	(15)	180
Imposte sul reddito		(2.541)	4	13
Risultato netto	1.482	564	(11)	193
Altre componenti dell'utile complessivo	(412)	(48)	(55)	(153)
Totale utile (perdita) complessivo	1.070	516	(66)	40
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	296	356	(3)	22
Dividendi percepiti dalla collegata	277	640		143



88441/619

(€ milioni)	2022			
	Abu Dhabi Oil Refining Company (TAKREER)	Vår Energi ASA	Coral FLNG SA	Altre partecipazioni
Attività correnti	3.730	1.612	578	4.828
- di cui disponibilità liquide ed equivalenti	150	417	25	284
Attività non correnti	17.896	15.821	7.386	8.830
Totale attività	21.626	17.433	7.964	13.658
Passività correnti	2.681	3.044	695	4.220
- di cui passività finanziarie correnti		567	1	411
Passività non correnti	6.458	13.179	5.949	4.220
- di cui passività finanziarie non correnti	5.366	2.404	5.926	4.056
Totale passività	9.139	16.223	6.644	8.440
Net equity	12.487	1.210	1.320	5.218
Interessenza partecipativa detenuta dal Gruppo %	20,00	63,08	25,00	
Valore di iscrizione della partecipazione	2.497	763	330	1.381
Ricavi e altri proventi	36.240	9.520	59	37.846
Costi operativi	(32.916)	(1.280)	(49)	(36.754)
Altri proventi (oneri) operativi	(702)			(10)
Ammortamenti e svalutazioni	(741)	(1.881)	(4)	(247)
Risultato operativo	1.881	6.359	6	835
Proventi (oneri) finanziari	(83)	(495)	553	(14)
Proventi (oneri) su partecipazioni				3
Risultato ante imposte	1.798	5.864	559	824
Imposte sul reddito		(4.768)	1	(26)
Risultato netto	1.798	1.096	560	798
Altre componenti dell'utile complessivo	646	(144)	29	(81)
Totale utile (perdita) complessivo	2.444	952	589	717
Utile (perdita) di competenza del Gruppo	360	691	140	411
Dividendi percepiti dalla collegata	142	469		97

I dati relativi al risultato dell'esercizio e all'utile complessivo delle collegate rilevanti sono di seguito riportati:

(€ milioni)	2023	
	ADNOC Global Trading Ltd	Coral FLNG SA
Risultato netto	602	(161)
Altre componenti dell'utile complessivo	(27)	(36)
Totale utile (perdita) complessivo	575	(199)

(€ milioni)	2022		
	ADNOC Global Trading Ltd	Qatar Liquefied Gas Company Limited (9)	Novamont SpA
Risultato netto	849		(152)
Altre componenti dell'utile complessivo	5	(16)	(107)
Totale utile (perdita) complessivo	854	(16)	(259)



8844 1/620

38 Erogazioni pubbliche - Informativa ex art. 1, commi 125-129, Legge n. 124/2017

Ai sensi dell'art. 1, commi 125-bis e 126, della Legge n. 124/2017 e successive modificazioni, di seguito sono indicate le informazioni consolidate in merito: (i) alle erogazioni ricevute da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente e provenienti da entità ed enti pubblici italiani, ad esclusione delle società in controllo pubblico quotate e loro partecipate; (ii) alle erogazioni concesse da Eni SpA e dalle società controllate consolidate integralmente a imprese, persone ed enti pubblici e privati³². Al riguardo si segnala che quando Eni svolge il ruolo di operatore³³ di joint venture non incorporate³⁴, costituite per la gestione di progetti petroliferi, ciascuna erogazione effettuata direttamente da Eni è riportata nel suo ammontare pieno, indipendentemente dalla circostanza che Eni sia rimborsata proporzionalmente dai partner non operatori attraverso il meccanismo dell'addebito dei costi (cash-call).

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 formazione 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 cassa³⁵.

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2023, 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.

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:

Soggetto beneficiario	Importo del vantaggio economico corrisposto (importi in euro)
Comune di Ravenna	5.000.000
Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM)	4.750.000
Eni Foundation	4.455.000
Fondazione Teatro alla Scala	3.202.994
Fondazione Banco dell'Energia Ente Filantropico	984.000
Ministero della Salute della Guinea-Bissau	913.761
Fondazione CESVI	530.000
Fondazione Giorgio Cini	500.000
WEF - World Economic Forum	313.120
Fondazione Fratelli tutti	250.000
Fondazione L'Albero della Vita ETS	225.000
Fabbrica di San Pietro	177.676
Parrocchia di Santa Barbara - San Donato Milanese	125.000
Fondazione Francesca Rava	105.000
Farsi Prossimo ONLUS scs	60.000
Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)	56.114
Fondazione Banco Alimentare Onlus	55.000
Cotec - Fondazione per l'Innovazione Tecnologica	50.000
Martirengo Società Cooperativa Sociale	40.000

(32) Sono escluse le erogazioni operate da società estere del Gruppo a beneficiari esteri.

(33) Nei progetti petroliferi, l'operatore è il soggetto che in forza degli accordi contrattuali gestisce le attività estrattive e in tale ruolo esegue i pagamenti dovuti.

(34) Per joint venture non incorporate si intende un raggruppamento di imprese che opera congiuntamente all'interno del progetto in virtù di un contratto.

(35) 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.



8844 1/622

Importo del vantaggio
economico corrisposto
(importi in euro)**Soggetto beneficiario**

Agenzia per la sicurezza territoriale e la protezione civile	37.500
Pane Quotidiano ONLUS	36.000
Aspen Institute Italia	35.000
E4Impact Foundation	35.000
Italiadecide	35.000
Comunità Pastorale Madonna della Pentecoste in Rodano	30.000
Associazione Pionieri e Veterani Eni	29.000
FIDAS - ADAS	25.000
GCNI - Fondazione Global Compact Network Italia	25.000
Voluntary Principles Association (VPA)	24.716
Fondazione Luigi Scotto ONLUS	24.000
Associazione Cure Palliative Livorno	23.000
Fondazione CARITAS Livorno	23.000
Associazione Civita	22.000
Associazione Amici della Luiss	20.000
Centro Studi Americani	20.000
Ara Pacis Initiative For Peace ONLUS	20.000
Famiglie GNAQ1 APS	20.000
Fondazione Istituto di Promozione Umana Monsignor Francesco Di Vincenzo	15.000
AIRC - Fondazione AIRC per la Ricerca sul Cancro	12.000
Fondazione Milan	12.000
Harvard University	10.777
Fondazione Il Talento all'opera Onlus	10.000
Parks - Liberi e Uguali	10.000
Istituto Comprensivo "Gela - Butera"	10.000
Associazione Amici dell'Accademia dei Lincei	10.000
ASD Canoa Club Livorno	10.000

39 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2023, 2022 e 2021 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

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

Nel 2023, 2022 e 2021 non si segnalano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

41 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Il 31 gennaio 2024 è stata finalizzata l'acquisizione del 100% del gruppo Neptune Energy, con sede nel Regno Unito, attivo nell'attività di ricerca, sviluppo e produzione di idrocarburi con asset prevalentemente a gas naturale, localizzati in Indonesia, Algeria e Regno Unito. L'operazione, che comporterà un esborso per Eni di circa €2 miliardi, è stata condotta d'intesa con la collegata Vår Energi ASA che ha rilevato gli asset norvegesi di Neptune. E' in corso l'allocatione del prezzo alle attività nette acquisite.

Nel marzo 2024 è stato finalizzato l'accordo tra Eni Plenitude SpA Società Benefit (Plenitude) ed Energy Infrastructure Partners (EIP) che ha consentito a EIP di entrare nel capitale sociale di Plenitude attraverso un aumento di capitale di €0,6 miliardi pari al 7,6% del capitale sociale della Società.



8844 1/622

INFORMAZIONI SUPPLEMENTARI SULL'ATTIVITÀ OIL & GAS PREVISTE DALLA SEC (NON SOTTOPOSTE A REVISIONE CONTABILE)

Le seguenti informazioni, elaborate in base agli "International Financial Reporting Standards" (IFRS), sono presentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932). Gli ammontari relativi ai terzi azionisti non sono rilevanti.

Costi capitalizzati

I costi capitalizzati rappresentano i costi complessivi delle attività relative a riserve certe, probabili e possibili, delle attrezzature di supporto e delle altre attività utilizzate nell'esplorazione e produzione, con indicazione del fondo ammortamento e svalutazione. I costi capitalizzati si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2023										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	19.073	6.802	17.812	22.617	30.058	13.360	13.048	19.106	1.608	143.484
Attività relative a riserve probabili e possibili	22	325	603	48	2.280	7	1.480	859	197	5.821
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	310	27	1.596	272	1.102	128	12	24	12	3.483
Immobilizzazioni in corso	1.006	354	1.319	827	2.510	1.062	1.834	511	83	9.506
Costi capitalizzati lordi	20.411	7.508	21.330	23.764	35.950	14.557	16.374	20.500	1.900	162.294
Fondi ammortamento e svalutazione	(16.515)	(6.390)	(15.880)	(16.679)	(24.796)	(4.578)	(10.853)	(16.042)	(1.060)	(112.793)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(a)	3.896	1.118	5.450	7.085	11.154	9.979	5.521	4.458	840	49.501
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		8.585	119		27.267		278	2.030		38.279
Attività relative a riserve probabili e possibili		835			69					904
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		50	8		257			7		322
Immobilizzazioni in corso		3.790	9		1.823		193	233		6.048
Costi capitalizzati lordi		13.260	136		29.416		471	2.270		45.553
Fondi ammortamento e svalutazione		(4.364)	(73)		(20.707)			(1.480)		(26.624)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^(a)		8.896	63		8.709		471	790		18.929
2022										
Società consolidate										
Attività relative a riserve certe	18.687	6.629	17.490	22.969	29.784	13.705	12.846	19.192	1.480	142.782
Attività relative a riserve probabili e possibili	22	330	613	44	2.411	7	1.462	931	204	6.024
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni	309	24	1.645	270	1.128	132	13	24	12	3.557
Immobilizzazioni in corso	767	237	1.282	543	1.970	936	1.457	379	115	7.686
Costi capitalizzati lordi	19.785	7.220	21.030	23.826	35.293	14.780	15.778	20.526	1.811	160.049
Fondi ammortamento e svalutazione	(15.677)	(6.214)	(15.949)	(16.212)	(25.024)	(4.147)	(10.133)	(15.341)	(1.001)	(109.698)
Costi capitalizzati netti società consolidate^(a)	4.108	1.006	5.081	7.614	10.269	10.633	5.645	5.185	810	50.351
Società in joint venture e collegate										
Attività relative a riserve certe		7.387	118		27.959		287	2.100		37.851
Attività relative a riserve probabili e possibili		996			91					1.087
Attrezzature di supporto e altre immobilizzazioni		31	8		262			8		309
Immobilizzazioni in corso		3.872	9		1.530		48	241		5.700
Costi capitalizzati lordi		12.286	135		29.842		335	2.349		44.947
Fondi ammortamento e svalutazione		(3.492)	(68)		(20.280)			(1.466)		(25.306)
Costi capitalizzati netti società in joint venture e collegate^(a)		8.794	67		9.562		335	883		19.641

(a) Gli importi comprendono oneri finanziari capitalizzati netti per €709 milioni nel 2023 e €725 milioni nel 2022 per le società consolidate e per €658 milioni nel 2023 e €565 milioni nel 2022 per le società in joint venture e collegate.

(b) Include l'allocazione del fair value degli asset della società Azule Energy Holdings Ltd.

(c) Include l'allocazione del fair value degli asset delle società acquisite da Chevron in Indonesia e da bp in Algeria.



8844 1/623

Costi sostenuti

I costi sostenuti rappresentano gli importi capitalizzati o imputati a conto economico relativi alle attività di esplorazione e produzione. I costi sostenuti si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2023										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca	12	55	91	237	189	9	277	138	1	1.009
Costi di sviluppo ^(a)	798	249	925	708	2.662	296	921	937	151	7.647
Totale costi sostenuti società consolidate	810	304	1.016	945	2.851	305	1.198	1.075	152	8.656
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		92			46					138
Costi di sviluppo ^(a)		1.703	4		731		150	2		2.590
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		1.795	4		777		150	2		2.728
2022										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe	4		51					82		137
Acquisizioni di riserve probabili e possibili	2		111		11					124
Costi di ricerca	12	101	68	179	295	4	253	26	1	939
Costi di sviluppo ^(a)	216	(129)	343	795	1.458	277	835	1.292	117	5.204
Totale costi sostenuti società consolidate	234	(28)	573	974	1.764	281	1.088	1.400	118	6.404
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe							291			291
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		73			13					86
Costi di sviluppo ^(a)		1.690	(8)		125		49	(9)		1.847
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		1.763	(8)		138		340	(9)		2.224
2021										
Società consolidate										
Acquisizioni di riserve certe								8		8
Acquisizioni di riserve probabili e possibili			6					3		9
Costi di ricerca	16	96	33	57	136	3	188	83	1	613
Costi di sviluppo ^(a)	182		497	452	842	185	785	657	27	3.627
Totale costi sostenuti società consolidate	198	96	536	509	978	188	973	751	28	4.257
Società in joint venture e collegate										
Acquisizioni di riserve certe										
Acquisizioni di riserve probabili e possibili										
Costi di ricerca		92								92
Costi di sviluppo ^(a)		936	59		4			2		1.001
Totale costi sostenuti società in joint venture e collegate		1.028	59		4			2		1.093

(a) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €773 milioni nel 2023, decrementi per €307 milioni nel 2022 e costi per €62 milioni nel 2021.

(b) Gli importi indicati comprendono costi relativi all'abbandono delle attività per €163 milioni nel 2023, decrementi per €111 milioni nel 2022 e decrementi per €464 milioni nel 2021.



8844 1/624

Risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi derivano esclusivamente dalla differenza tra i ricavi e gli oneri direttamente connessi a queste attività comprese le relative spese generali. Non includono alcuna attribuzione di interessi passivi o di spese generali sostenute per funzioni di holding e quindi non sono necessariamente indicativi della contribuzione al risultato netto consolidato di Eni. Le relative imposte sul reddito sono calcolate applicando l'aliquota fiscale vigente nel Paese in cui l'impresa opera all'utile, ante imposte,

derivante dalle attività di esplorazione e produzione. I ricavi e le imposte sul reddito includono le imposte dovute nei Production Sharing Agreement (PSA) dove l'onere tributario viene assolto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione in nome e per conto di Eni a valere sulle quote di Profit oil.

I risultati delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi si analizzano per area geografica come segue:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2023										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.475	862	1.477		1.745	1.845	2.970	1.661	1	12.036
- vendite a terzi		18	4.032	3.904	903	897	532	135	51	10.472
Totale ricavi	1.475	880	5.509	3.904	2.648	2.742	3.502	1.796	52	22.508
Costi di produzione	(348)	(202)	(518)	(434)	(656)	(267)	(304)	(469)	(25)	(3.223)
Costi di trasporto	(3)	(43)	(59)	(9)	(10)	(178)	(6)	(19)		(327)
Imposte sulla produzione	(152)		(300)		(294)		(326)	(73)		(1.145)
Costi di ricerca	(12)	(14)	(82)	(163)	(121)	(2)	(140)	(152)	(1)	(687)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(886)	(166)	(923)	(1.056)	(716)	(601)	(1.093)	(1.531)	(95)	(7.067)
Altri (oneri) proventi	(347)	(117)	58	(418)	(128)	(148)	(263)	(108)	(7)	(1.478)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(273)	338	3.685	1.824	723	1.546	1.370	(556)	(76)	8.581
Imposte sul risultato	169	(292)	(2.498)	(870)	(391)	(503)	(1.150)	369	19	(5.147)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	(104)	46	1.187	954	332	1.043	220	(187)	(57)	3.434
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		2.911			958					3.869
- vendite a terzi		1.063	10		1.905			604		3.582
Totale ricavi		3.974	10		2.863			604		7.451
Costi di produzione		(562)	(6)		(535)			(20)		(1.123)
Costi di trasporto		(102)	(1)		(26)			(3)		(132)
Imposte sulla produzione			(2)		(54)			(126)		(182)
Costi di ricerca		(50)			(37)					(87)
Ammortamenti e svalutazioni		(1.116)	(5)		(1.314)		(1)	(68)		(2.504)
Altri (oneri) proventi		(78)	(1)		24		(4)	(372)		(431)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		2.066	(5)		921		(5)	15		2.992
Imposte sul risultato		(1.614)	6		(273)		1	(56)		(1.936)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		452	1		648		(4)	(41)		1.056

(a) Include svalutazioni nette per €1.036 milioni.



88441/625

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2022										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.952	1.854	2.095		4.434	1.602	2.982	1.683	3	16.605
- vendite a terzi	329	23	3.946	4.897	1.216	1.001	837	307	72	12.628
Totale ricavi	2.281	1.877	6.041	4.897	5.650	2.603	3.819	1.990	75	29.233
Costi di produzione	(387)	(189)	(486)	(484)	(871)	(241)	(326)	(410)	(21)	(3.415)
Costi di trasporto	(3)	(42)	(50)	(5)	(29)	(147)	(3)	(16)		(295)
Imposte sulla produzione	(286)		(330)		(478)		(421)	(63)		(1.578)
Costi di ricerca	(11)	(25)	(162)	(106)	(150)	(6)	(123)	(21)	(1)	(605)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(449)	(158)	(839)	(1.156)	(1.488)	(434)	(727)	(707)	(90)	(6.048)
Altri (oneri) proventi	(1.987)	(98)	1.955	(378)	(196)	(127)	(292)	2	(4)	(1.125)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	(842)	1.365	6.129	2.768	2.438	1.648	1.927	775	(41)	16.167
Imposte sul risultato	337	(665)	(2.740)	(1.192)	(979)	(524)	(1.457)	(41)	47	(7.214)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	(505)	700	3.389	1.576	1.459	1.124	470	734	6	8.953
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		2.937			572					3.509
- vendite a terzi		3.039	14		1.327			533		4.913
Totale ricavi		5.976	14		1.899			533		8.422
Costi di produzione		(567)	(6)		(244)			(24)		(841)
Costi di trasporto		(131)	(1)		(9)					(141)
Imposte sulla produzione			(2)		(15)			(123)		(140)
Costi di ricerca		(44)			(7)			(13)		(64)
Ammortamenti e svalutazioni		(1.121)	(6)		(628)			(1)	(63)	(1.819)
Altri (oneri) proventi		(64)			(271)			1	(234)	(568)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		4.049	(1)		725			(13)	89	4.849
Imposte sul risultato		(3.076)	3		(21)			(105)		(3.199)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		973	2		704			(13)	(16)	1.650

(a) Include svalutazioni nette per €279 milioni.





8844 1/626

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2021										
Società consolidate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate	1.680	790	1.133		3.782	1.391	2.020	734	4	11.534
- vendite a terzi		36	2.602	3.637	930	704	380	351	106	8.748
Totale ricavi	1.680	826	3.735	3.637	4.712	2.095	2.400	1.085	112	20.282
Costi di produzione	(326)	(147)	(581)	(399)	(816)	(211)	(251)	(288)	(17)	(3.036)
Costi di trasporto	(4)	(35)	(45)	(10)	(20)	(150)	(5)	(11)		(280)
Imposte sulla produzione	(128)		(192)		(379)		(230)	(28)		(957)
Costi di ricerca	(16)	(72)	(27)	(47)	(238)	(1)	(135)	(21)	(1)	(558)
Ammortamenti e svalutazioni ^(a)	(31)	(196)	(357)	(990)	(1.468)	(431)	(665)	(243)	(69)	(4.450)
Altri (oneri) proventi	(395)	11	557	(310)	(330)	(120)	(173)	(132)	(2)	(894)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi	780	387	3.090	1.881	1.461	1.182	941	362	23	10.107
Imposte sul risultato	(198)	(156)	(1.450)	(848)	(708)	(394)	(739)	(17)	(15)	(4.525)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società consolidate	582	231	1.640	1.033	753	788	202	345	8	5.582
Società in joint venture e collegate										
Ricavi:										
- vendite a imprese consolidate		1.831								1.831
- vendite a terzi		1.756	12		365			367		2.500
Totale ricavi		3.587	12		365			367		4.331
Costi di produzione		(388)	(6)		(25)			(15)		(434)
Costi di trasporto		(140)	(1)		(12)					(153)
Imposte sulla produzione			(2)		(112)			(88)		(202)
Costi di ricerca		(35)								(35)
Ammortamenti e svalutazioni		(879)	(3)		42			(154)		(994)
Altri (oneri) proventi		(287)			(158)		(1)	(197)		(643)
Totale risultato ante imposte attività di esplorazione e produzione di idrocarburi		1.858			100		(1)	(87)		1.870
Imposte sul risultato		(1.237)						(66)		(1.303)
Totale risultato delle attività di esplorazione e produzione di idrocarburi società in joint venture e collegate		621			100		(1)	(153)		567

(a) Include rivalutazioni nette per €1.263.



88441/627

Riserve certe di petrolio e gas naturale

Le definizioni utilizzate da Eni per la valutazione e classificazione delle riserve certe di petrolio e gas sono in accordo con la Regulation S-X 4-10 della US Securities and Exchange Commission. Le riserve certe sono rappresentate secondo le disposizioni del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932). Le riserve certe sono le quantità di idrocarburi che, attraverso l'analisi di dati geologici e di ingegneria, possono essere stimate economicamente producibili con ragionevole certezza in giacimenti noti, a partire da una certa data, secondo le condizioni economiche, i metodi operativi, e le norme governative esistenti, antecedenti le scadenze contrattuali, a meno che il rinnovo sia ragionevolmente certo, senza distinzione tra l'uso di metodi probabilistici o deterministici usati per la stima. Il progetto di sviluppo deve essere iniziato oppure l'operatore deve avere la ragionevole certezza che inizierà entro un tempo ragionevole. Le condizioni economiche esistenti includono prezzi e costi usati per la determinazione della producibilità economica del giacimento. I prezzi sono determinati come media aritmetica semplice dei prezzi di chiusura rilevati il primo giorno di ciascuno dei 12 mesi dell'esercizio, salvo i casi in cui il loro calcolo derivi dall'applicazione di formule contrattuali in essere. Nel 2023 il prezzo del marker Brent di riferimento è stato di 83 \$/barile. Le riserve certe non comprendono le quote di riserve e le royalty di spettanza di terzi.

Le riserve certe di petrolio e gas sono classificate come sviluppate e non sviluppate. Le riserve certe sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso pozzi esistenti, con impianti e metodi operativi esistenti, oppure possono riguardare quei casi in cui i costi degli interventi da sostenere sui pozzi esistenti sono relativamente inferiori rispetto al costo di un nuovo pozzo. Le riserve certe non sviluppate sono le riserve recuperabili attraverso nuovi pozzi in aree non perforate, oppure da pozzi esistenti che richiedono costi consistenti per la loro messa in produzione.

Dal 1991 Eni attribuisce a società di ingegneri petroliferi indipendenti, tra i più qualificati sul mercato, il compito di effettuare una valutazione³⁶ indipendente, parallela a quella interna, di una parte a rotazione delle riserve certe. Le descrizioni delle qualifiche tecniche delle persone responsabili della valutazione sono incluse nei rapporti rilasciati dalle società indipendenti³⁷. Le loro valutazioni sono basate su dati forniti da Eni e non verificati, con riferimento a titoli di proprietà, produzione, costi operativi e di sviluppo, accordi di vendita, prezzi e altre informazioni. Tali informazioni sono le stesse utilizzate da Eni nel proprio processo di determinazione delle riserve certe e includono: le registrazioni delle operazioni effettuate sui

pozzi, le misure della deviazione, l'analisi dei dati PVT (pressione, volume e temperatura), mappe, dati di produzione e iniezione per pozzo/giacimento/campo, studi di giacimento, analisi tecniche sulla performance del giacimento, piani di sviluppo, costi operativi e di sviluppo futuri. Per la determinazione delle riserve di spettanza Eni sono, inoltre, forniti i prezzi di vendita degli idrocarburi, le eventuali variazioni contrattuali future e ogni altra informazione necessaria alla valutazione.

I volumi e i valori monetari delle riserve di alcune società in joint venture e collegate sono certificati per conto delle stesse da società di ingegneri petroliferi indipendenti con modalità analoghe e forniti ad Eni³⁸.

Le risultanze della valutazione indipendente condotta nel 2023 hanno confermato, come in passato, la ragionevolezza delle valutazioni interne. In particolare, nel 2023 sono state oggetto di valutazione indipendenti riserve certe per circa il 34% delle riserve Eni al 31 dicembre 2023³⁹.

Nel triennio 2021-2023 le valutazioni indipendenti hanno riguardato il 77% del totale delle riserve certe.

Eni opera tramite Production Sharing Agreement (PSA) in diversi Paesi esteri dove svolge attività di esplorazione e produzione di petrolio e gas. Le riserve certe relative ai PSA sono stimate in funzione dei costi da recuperare (Cost oil) e del Profit oil di spettanza Eni e includono le quote di idrocarburi equivalenti agli obblighi di imposte a carico di Eni assolve in suo nome e per suo conto dalle società petrolifere di Stato che partecipano alle attività di estrazione e produzione. Le riserve certe relative ai PSA rappresentano il 55%, 54% e il 58% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2023, 2022 e 2021. Effetti analoghi a quelli dei PSA si producono nei contratti di servizio; le riserve certe relative a tali contratti rappresentano il 2%, il 2% e il 3% del totale delle riserve certe in barili di petrolio equivalenti rispettivamente per gli anni 2023, 2022 e 2021.

Sono inclusi nelle riserve: (i) i volumi di idrocarburi in eccesso rispetto ai costi da recuperare (Excess Cost Oil) che l'impresa ha l'obbligo di ritirare a titolo oneroso in base agli accordi con la società petrolifera di Stato in alcune fattispecie di PSA. Le riserve iscritte in base a tale obbligo rappresentano il 2%, il 3% e il 4% del totale delle riserve certe in barili di olio equivalenti rispettivamente per gli anni 2023, 2022 e 2021; (ii) le quantità di gas naturale destinate all'autoconsumo pari a 66.192 milioni di metri cubi nel 2022 (67.554 milioni e 63.277 milioni rispettiva-

(36) Negli ultimi tre anni ci si è avvalsi del servizio di certificazione indipendente di DeGolyer and MacNaughton, Ryder Scott, Société Générale de Surveillance e Sproule.

(37) I report degli ingegneri indipendenti sono disponibili sul sito Eni all'indirizzo eni.com nella sezione "Documentazione/Relazione finanziaria annuale 2023".

(38) Nel 2023 e 2022 Azule e Vår Energi.

(39) Incluse le riserve delle società in joint venture e collegate.



8844 1/228

mente nel 2022 e 2021); (iii) le quantità di idrocarburi afferenti all'impianto di liquefazione di Angola LNG partecipata dalla JV Azule costituita al 50% con bp.

I metodi di valutazione delle riserve certe, l'andamento delle produzioni future e degli investimenti per lo sviluppo hanno un margine di incertezza. L'accuratezza delle stime è funzione della qualità delle informazioni disponibili e delle valutazioni di tipo ingegneristico e geologico. I successivi risultati dei pozzi, delle verifiche della produ-

zione possono comportare delle revisioni, in aumento o in diminuzione, delle valutazioni iniziali.

Anche le variazioni dei prezzi del petrolio e del gas naturale hanno un effetto sui volumi delle riserve certe perché le valutazioni delle riserve si basano sui prezzi e sui costi alla data in cui sono effettuate. Le valutazioni delle riserve potrebbero conseguentemente divergere anche in misura significativa dai volumi di petrolio e di gas naturale che saranno effettivamente prodotti.

Riserve certe non sviluppate

Le riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2023 ammontano a 2.419 milioni di boe, di cui 1.109 milioni di boe di liquidi e 1.310 milioni di boe di gas naturale, principalmente in Africa e Asia. Le società consolidate possiedono riserve certe non sviluppate

per 1.662 milioni di boe (di cui 740 milioni di boe di liquidi e 992 milioni di boe di gas naturale). L'evoluzione delle riserve certe non sviluppate nell'esercizio è rappresentata dalla seguente tabella:

(milioni di boe)

Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2022	2.423
Promozioni	(187)
Nuove scoperte ed estensioni	104
Revisioni di precedenti stime	121
Miglioramenti da recupero assistito	0
Portfolio	(42)
Riserve certe non sviluppate al 31 dicembre 2023	2.419

Nel 2023 le riserve certe non sviluppate sono diminuite di 4 milioni di boe (le riserve certe non sviluppate delle società consolidate sono aumentate di 31 milioni di boe, mentre quelle delle joint ventures e collegate sono diminuite di 35 milioni di boe).

Le principali variazioni sono riferite a:

- progressione nella conversione a riserve certe sviluppate (-187 milioni di boe) legata principalmente all'avanzamento delle attività di sviluppo, agli start-up di giacimenti e alla revisione di progetti relativi a: Vår Energi (-63 milioni di boe) principalmente nei campi di Breidablikk, Fenja, Tommeliten Alpha, Bauge e Frosk; Costa d'Avorio (-26 milioni di boe) nel campo Baleine; Egitto (-24 milioni di boe) principalmente in Zohr e Meleiha; Messico (-14 milioni di boe) nei campi Amoca e Mizton;
- nuove scoperte ed estensioni pari 104 milioni di boe per: (i) un incremento di 50 milioni di boe di liquidi, relativo principalmente alla decisione d'investimento per il progetto Hail e Ghasha negli Emirati Arabi Uniti; (ii) e da un incremento di 54 milioni di boe di

gas, relativo principalmente alla decisione d'investimento per il progetto Hail e Ghasha negli Emirati Arabi Uniti (42 milioni di boe di gas) e Merakeas East in Indonesia (11 milioni di boe di gas);

- revisioni di precedenti stime (121 milioni di boe) (incluso l'effetto dell'aggiornamento del fattore di conversione del gas pari a 8 milioni di boe), di cui 107 milioni di barili di olio e 909 miliardi di metri cubi di gas. Le revisioni positive sono principalmente riferite all'avanzamento dell'attività di sviluppo in Libia (104 milioni di boe) principalmente nell'Area D e Bouri, in Italia (39 milioni di boe) soprattutto in Val d'Agri, ed in Vår Energi (38 milioni di boe). Le revisioni negative sono riferite principalmente ad una riduzione in Egitto (-86 milioni di boe) principalmente sul campo di Belayim e per la riconfigurazione del progetto fase 2 di Zohr;
- operazioni di portfolio (-42 milioni di boe), si riferiscono principalmente alla cessione degli asset Alliance negli Stati Uniti e da una riduzione di quota nella concessione Ghasha negli Emirati Arabi Uniti.



88441/679

Riserve certe di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale)

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2023										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2022	188	36	364	167	367	644	433	234	1	2.434
di cui: sviluppate	139	32	201	135	212	585	231	171	1	1.707
non sviluppate	49	4	163	32	155	59	202	63		727
Acquisizioni			4							4
Revisioni di precedenti stime	34	(2)	61	(3)	(2)	35	35	3	(1)	160
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte							50			50
Produzione	(11)	(7)	(45)	(25)	(31)	(42)	(31)	(24)		(216)
Cessioni							(2)			(2)
Riserve al 31 dicembre 2023	211	27	384	139	334	637	485	213		2.430
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2022		350	8		235		100	27		720
di cui: sviluppate		173	8		135			27		343
non sviluppate		177			100		100			377
Acquisizioni					2					2
Revisioni di precedenti stime		9	(1)		2		10			20
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione		(32)	(1)		(32)			(1)		(66)
Cessioni		(1)								(1)
Riserve al 31 dicembre 2023		326	6		207		110	26		675
Riserve al 31 dicembre 2023	211	353	390	139	541	637	595	239		3.105
Sviluppate	136	191	210	122	332	576	240	189		1.996
consolidate	136	24	204	122	225	576	240	163		1.690
joint venture e collegate		167	6		107			26		306
Non sviluppate	75	162	180	17	209	61	355	50		1.109
consolidate	75	3	180	17	109	61	245	50		740
joint venture e collegate		159			100		110			369





88441/630

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2022										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2021	197	34	393	210	589	710	476	237	1	2.847
di cui: sviluppate	146	34	225	164	435	641	262	164	1	2.072
non sviluppate	51		168	46	154	69	214	73		775
Acquisizioni	1		17					2		20
Revisioni di precedenti stime	3	6	(8)	(16)	(62)	(34)	(15)	13		(113)
Miglioramenti di recupero assistito			2					4		6
Estensioni e nuove scoperte		3	5	1	61					70
Produzione	(13)	(7)	(45)	(28)	(51)	(32)	(28)	(22)		(226)
Cessioni					(170)					(170)
Riserve al 31 dicembre 2022	188	36	364	167	367	644	433	234	1	2.434
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2021		378	9		21			6		414
di cui: sviluppate		175	9		9			6		199
non sviluppate		203			12					215
Acquisizioni					132		100			232
Revisioni di precedenti stime		38			37			22		97
Miglioramenti di recupero assistito					4					4
Estensioni e nuove scoperte		4			54					58
Produzione		(33)	(1)		(13)			(1)		(48)
Cessioni		(37)								(37)
Riserve al 31 dicembre 2022		350	8		235		100	27		720
Riserve al 31 dicembre 2022	188	386	372	167	602	644	533	261	1	3.154
Sviluppate	139	205	209	135	347	585	231	198	1	2.050
consolidate	139	32	201	135	212	585	231	171	1	1.707
joint venture e collegate		173	8		135			27		343
Non sviluppate	49	181	163	32	255	59	302	63		1.104
consolidate	49	4	163	32	155	59	202	63		727
joint venture e collegate		177			100		100			377



88441/632

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2021										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2020	178	34	383	227	624	805	579	224	1	3.055
di cui: sviluppate	146	31	243	172	469	716	297	143	1	2.219
non sviluppate	32	3	140	55	155	89	282	81		837
Acquisizioni								1		1
Revisioni di precedenti stime	32	8	49	11	21	(58)	(74)	21		10
Miglioramenti di recupero assistito					2			10		12
Estensioni e nuove scoperte		(1)	6	2	16					23
Produzione	(13)	(7)	(45)	(30)	(72)	(37)	(29)	(19)		(252)
Cessioni					(2)					(2)
Riserve al 31 dicembre 2021	197	34	393	210	589	710	476	237	1	2.847
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2020		400	12		18			30		460
di cui: sviluppate		176	12		15			30		233
non sviluppate		224			3					227
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		17	(2)		4			(23)		(4)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		2								2
Produzione		(41)	(1)		(1)			(1)		(44)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2021		378	9		21			6		414
Riserve al 31 dicembre 2021	197	412	402	210	610	710	476	243	1	3.261
Sviluppate	146	209	234	164	444	641	262	170	1	2.271
consolidate	146	34	225	164	435	641	262	164	1	2.072
joint venture e collegate		175	9		9			6		199
Non sviluppate	51	203	168	46	166	69	214	73		990
consolidate	51		168	46	154	69	214	73		775
joint venture e collegate		203			12					215

Le principali variazioni delle riserve certe di petrolio (compresi condensati e liquidi di gas naturale) indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2021 al 2023 sono discusse di seguito.





8844 1/632

Società consolidate

Acquisizioni

Nel 2021 si registrano due acquisizioni (per complessivi 1 milione di barili) nei campi Lucius negli Stati Uniti e Conwy nel Regno Unito. Nel 2022 sono state effettuate operazioni per 20 milioni di barili, principalmente per l'acquisizione della quota BHP in Algeria e delle quote in alcuni campi nel Golfo del Messico negli Stati Uniti.

Nel 2023 è stata rilevata l'acquisizione di alcuni asset da bp in Algeria per 4 milioni di barili.

Revisioni di precedenti stime

Nel 2021 le revisioni di precedenti stime sono pari a 10 milioni di barili dettagliate come di seguito. In Italia si registrano revisioni positive per 32 milioni di barili dovute principalmente al progetto Val d'Agri. Nel Resto dell'Europa 8 milioni di barili di revisioni positive principalmente nel Regno Unito. Nel Resto dell'Africa Settentrionale le revisioni ammontano a 49 milioni di barili, composte da revisioni positive (+62 milioni di barili) di cui +42 in Libia (principalmente nell'Area D) e +18 milioni di barili in Algeria (BRN +5 milioni di barili e altri campi minori) e revisioni negative (-13 milioni di barili) principalmente in Algeria (BRW -4 milioni di barili) e in altri campi minori. In Egitto si registrano revisioni per 11 milioni di barili, composte da revisioni positive (21 milioni di barili) principalmente in Meleha e da revisioni negative (-10 milioni di barili) principalmente in Belayim. In Africa Sub-Sahariana, le revisioni sono pari a +21 milioni di barili, composte da revisioni positive (+74 milioni di barili) principalmente in Nigeria (+42 milioni di barili) e Angola (+22 milioni di barili) e da revisioni negative (-53 milioni di barili) di cui -23 milioni di barili in Congo e -13 milioni di barili in Nigeria. In Kazakhstan le revisioni sono negative per 58 milioni di barili, principalmente legate al campo di Karachaganak. Nel Resto dell'Asia le revisioni (-74 milioni di barili) sono dovute a revisioni positive (+21 milioni di barili) negli Emirati Arabi ed a revisioni negative (-95 milioni di barili) principalmente in Iraq. In America si registrano revisioni complessive per 21 milioni di barili, composte da revisioni positive (+38 milioni di barili) negli Stati Uniti e revisioni negative (-17 milioni di barili) in Messico.

Nel 2022 le revisioni di precedenti stime sono pari a -113 milioni di barili. Le principali revisioni positive riguardano gli Emirati Arabi Uniti (+23 milioni di barili) in particolare sul campo di Umm Shaif (19 milioni di barili), gli Stati Uniti (+16 milioni di barili) principalmente sui campi di Triton e Allegheny e la Libia (15 milioni di barili) su Wafa e la Struttura E. Le principali variazioni negative si registrano in Nigeria (-70 milioni di barili), in Iraq (-39 milioni di barili) e in Kazakhstan (-34 milioni di barili) per effetto prezzo ed in Algeria (-23 milioni di barili).

Nel 2023 le revisioni di precedenti stime sono pari a +160 milioni di barili. Le principali revisioni positive sono: in Libia (+53 milioni di barili) in particolare in Area D ed in Bouri per variazioni contrattuali ed effetto prezzo; in Kazakhstan (+35 milioni di barili) nei campi di Kashagan e Karachaganak principalmente per effetto prezzo; in Italia (+34 milioni di barili) principalmente in Val d'Agri e Gela; in Iraq (+24 milioni di barili) sul campo di Zubair per effetto prezzo. Le principali variazioni negative sono: Nigeria (-8 milioni di barili) principalmente sui campi NAOC; negli Stati Uniti d'America (-10 milioni di barili) soprattutto nei campi Triton, Oooguruk e Allegheny.

Miglioramenti da recupero assistito

Nel 2021 si totalizzano 12 milioni di barili da miglioramenti da recupero assistito principalmente sul campo di Oooguruk negli Stati Uniti. Nel 2022 si registrano 6 milioni di barili dovuti a miglioramenti da recupero assistito principalmente sul campo Mizton in Messico e BRW in Algeria.

Nel 2023 non sono stati registrati incrementi dovuti a miglioramenti da recupero assistito.

Estensioni e nuove scoperte

Nel 2021 le nuove scoperte ed estensioni ammontano a 23 milioni di barili, legate principalmente a Cuica e Ndungu nel Blocco 15/06 e al progetto New Gas Consortium in Angola e ai progetti BKNEP, Zas e Ret in Algeria.

Nel 2022 si totalizzano 70 milioni di barili di nuove scoperte ed estensioni dovute principalmente alla decisione finale d'investimento del progetto Baleine in Costa d'Avorio per 59 milioni di barili, sul progetto NAHE in Algeria e Talbot nel Regno Unito.

Nel 2023 le nuove scoperte ed estensioni ammontano a 50 milioni di barili, localizzate principalmente negli Emirati Arabi Uniti a seguito per la decisione finale di investimento nel progetto Hail and Ghasha.

Cessioni

Nel 2021 si registra la cessione dell'OML 17 in Nigeria per 2 milioni di barili.

Nel 2022 si registrano 170 milioni di barili di cessioni in relazione al conferimento degli asset Eni in Angola alla JV Azule costituita al 50% con bp, nonché alla cessione dell'OML 11 in Nigeria.

Nel 2023 la cessione di 2 milioni di barili riguarda principalmente la riduzione della quota nella concessione Ghasha negli Emirati Arabi Uniti.



88441/633

Società in joint venture e collegate

Acquisizioni

Nel 2021 non sono state effettuate acquisizioni.

Nel 2022 le acquisizioni ammontano a 232 milioni di barili dovute all'acquisizione di una quota del 50% nella JV Azule in Angola costituita al 50% con BP, (132 milioni di barili) ed all'ingresso di Eni nel progetto NFE in Qatar (100 milioni di barili).

Nel 2023 sono stati rilevati 2 milioni di barili per l'acquisizione di una quota nel Blocco 3/05a da parte della JV Azule.

Revisioni di precedenti stime

Nel 2021 le revisioni sono state negative per 4 milioni di barili, localizzate principalmente nel Resto dell'Europa (+17 milioni di barili in Norvegia) e nelle Americhe (-23 milioni di barili in Venezuela). Revisioni minori in Angola, Tunisia e Mozambico.

Nel 2022 le revisioni sono state positive per 97 milioni di barili, localizzate principalmente in Angola con riferimento alla JV Azule (+38 milioni di barili), Vår Energi in Norvegia (+37 milioni di barili) e in Venezuela (+21 milioni di barili).

Nel 2023 le revisioni positive di +20 milioni di barili sono dovute principalmente al Qatar (+10 milioni di barili) sul campo NFE, a Vår Energi in Norvegia (+9 milioni di barili).

Estensioni e nuove scoperte

Nel 2021 le estensioni e nuove scoperte ammontano a 2 milioni di barili e sono localizzate in Norvegia.

Nel 2022 le estensioni e nuove scoperte di 58 milioni di barili sono riferite ad Azule in Angola e Vår Energi in Norvegia.

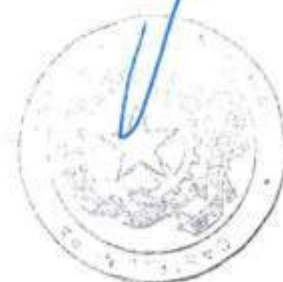
Nel 2023 non sono state rilevate estensioni e nuove scoperte.

Cessioni

Nel 2021 non sono state effettuate cessioni.

Nel 2022 le cessioni di 37 milioni di barili si riferiscono all'IPO di Vår Energi in Norvegia.

Nel 2023 sono state rilevate cessioni per -1 milioni di barili con riferimento al campo Brage in Vår Energi in Norvegia.





8844 1/634

Riserve certe di gas naturale

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2023										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2022	24.605	6.329	65.801	109.895	66.294	44.180	36.268	7.457	11.530	372.359
di cui: sviluppate	19.681	6.047	18.963	77.358	36.992	44.180	22.550	5.502	6.321	237.594
non sviluppate	4.924	282	46.838	32.537	29.302		13.718	1.955	5.209	134.765
Acquisizioni			6.071							6.071
Revisioni di precedenti stime	1.888	(297)	23.557	(14.331)	8.331	2.219	3.147	168	(5.720)	18.962
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte				103	128		7.814			8.045
Produzione ^(a)	(2.183)	(1.125)	(9.485)	(13.540)	(4.545)	(2.633)	(5.289)	(714)	(390)	(39.904)
Cessioni				(11)			(5.021)	(3.208)		(8.240)
Riserve al 31 dicembre 2023	24.310	4.907	85.944	82.116	70.298	43.766	36.919	3.703	5.420	357.293
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2022		18.314	246		44.203		42.179	38.395		143.337
di cui: sviluppate		12.557	246		30.298			38.395		81.496
non sviluppate		5.757			13.905		42.179			61.841
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		(900)	163		632		(2.387)	197		(2.295)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione ^(b)		(2.740)	(29)		(2.345)			(2.892)		(8.006)
Cessioni		(53)								(53)
Riserve al 31 dicembre 2023		14.621	380		42.490		39.792	35.700		132.983
Riserve al 31 dicembre 2023	24.310	19.528	86.324	82.116	112.698	43.766	76.711	39.403	5.420	490.276
Sviluppate	18.504	14.907	26.411	64.045	67.545	43.766	20.536	38.700	1.652	296.066
consolidate	18.504	4.725	26.031	64.045	38.241	43.766	20.536	3.000	1.652	220.500
joint venture e collegate		10.182	380		29.304			35.700		75.566
Non sviluppate	5.806	4.621	59.913	18.071	45.153		56.175	703	3.768	194.210
consolidate	5.806	182	59.913	18.071	31.967		16.383	703	3.768	136.793
joint venture e collegate		4.439			13.186		39.792			57.417

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 5.847 Mscm.

(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 926 Mscm.

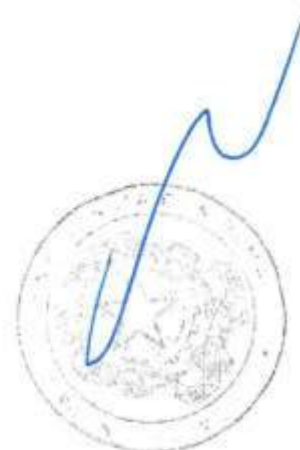


88441635

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2022										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2021	25.994	7.005	64.357	117.547	83.628	48.296	43.101	7.753	12.103	409.784
di cui: sviluppate	20.635	6.849	22.119	103.519	49.801	48.287	27.507	5.936	7.525	292.172
non sviluppate	5.359	156	42.238	14.028	33.827	9	15.600	1.817	4.578	117.612
Acquisizioni	2		175					63		240
Revisioni di precedenti stime	1.110	412	7.920	5.470	(8.081)	(2.064)	(1.512)	476	(37)	3.699
Miglioramenti di recupero assistito			40							40
Estensioni e nuove scoperte		203	1.046	1.484	4.346					7.079
Produzione ^(a)	(2.501)	(1.291)	(7.737)	(14.606)	(4.971)	(2.052)	(5.242)	(835)	(541)	(39.776)
Cessioni					(8.628)		(79)			(8.707)
Riserve al 31 dicembre 2022	24.605	6.329	65.801	109.895	66.294	44.180	36.268	7.457	11.530	372.359
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2021		18.533	271		36.374			41.348		96.526
di cui: sviluppate		12.959	271		4.678			41.348		59.256
non sviluppate		5.574			31.696					37.270
Acquisizioni					5.480		42.179			47.659
Revisioni di precedenti stime		4.087	5		3.595			(274)		7.413
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		545								545
Produzione ^(a)		(3.053)	(30)		(1.246)			(2.679)		(7.008)
Cessioni		(1.798)								(1.798)
Riserve al 31 dicembre 2022		18.314	246		44.203		42.179	38.395		143.337
Riserve al 31 dicembre 2022	24.605	24.643	66.047	109.895	110.497	44.180	78.447	45.852	11.530	515.696
Sviluppate	19.681	18.604	19.209	77.358	67.290	44.180	22.550	43.897	6.321	319.090
consolidate	19.681	6.047	18.963	77.358	36.992	44.180	22.550	5.502	6.321	237.594
joint venture e collegate		12.557	246		30.298			38.395		81.496
Non sviluppate	4.924	6.039	46.838	32.537	43.207		55.897	1.955	5.209	196.606
consolidate	4.924	262	46.838	32.537	29.302		13.718	1.955	5.209	134.765
joint venture e collegate		5.757			13.905		42.179			61.841

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 5.904 Mscm.

(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 761 Mscm.





88441/636

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2021										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2020	9.862	5.882	62.336	132.859	109.397	56.725	44.992	4.961	13.420	440.434
di cui: sviluppate	7.934	5.489	28.707	127.730	49.581	56.725	19.094	3.075	8.927	307.262
non sviluppate	1.928	393	33.629	5.129	59.816		25.898	1.886	4.493	133.172
Acquisizioni								33		33
Revisioni di precedenti stime	18.726	2.216	9.104	(69)	(25.572)	(6.021)	3.399	3.513	(438)	4.858
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		141	360		5.276		49			5.826
Produzione ^(a)	(2.594)	(1.234)	(7.443)	(15.243)	(5.058)	(2.408)	(5.339)	(754)	(879)	(40.952)
Cessioni					(415)					(415)
Riserve al 31 dicembre 2021	25.994	7.005	64.357	117.547	83.628	48.296	43.101	7.753	12.103	409.784
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2020		14.448	379		10.331			44.149		69.307
di cui: sviluppate		11.756	379		4.830			44.149		61.714
non sviluppate		2.692			5.501					8.193
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime		6.624	(76)		26.930			(328)		33.150
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte		797								797
Produzione ^(a)		(3.336)	(32)		(887)			(2.473)		(6.728)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2021		18.533	271		36.374			41.348		96.526
Riserve al 31 dicembre 2021	25.994	25.538	64.628	117.547	120.002	48.296	43.101	49.101	12.103	506.310
Sviluppate	20.635	19.808	22.390	103.519	54.479	48.287	27.501	47.284	7.525	351.428
consolidate	20.635	6.849	22.119	103.519	49.801	48.287	27.501	5.936	7.525	292.172
joint venture e collegate		12.959	271		4.678			41.348		59.256
Non sviluppate	5.359	5.730	42.238	14.028	65.523	9	15.600	1.817	4.578	154.882
consolidate	5.359	156	42.238	14.028	33.827	9	15.600	1.817	4.578	117.612
joint venture e collegate		5.574			31.696					37.270

(a) Include volumi destinati all'autoconsumo per 5.883 Mscm.

(b) Include volumi destinati all'autoconsumo per 420 Mscm.

Le principali variazioni delle riserve certe di gas naturale indicate nelle tabelle precedenti per il periodo dal 2020 al 2022 sono discusse di seguito.



88441/637

Società consolidate

Acquisizioni

Nel 2021 si registrano 33 milioni di metri cubi di acquisizioni relative al campo Lucius negli Stati Uniti.

Nel 2022 sono state effettuate acquisizioni per 240 milioni di metri cubi, principalmente per l'acquisizione della quota BHP in Algeria (176 milioni di metri cubi) e delle quote in alcuni campi nel Golfo del Messico negli Stati Uniti.

Nel 2023 si registrano 6,071 milioni di metri cubi dovute all'acquisizione di alcuni asset bp in Algeria.

Revisioni di precedenti stime

Nel 2021 le revisioni totali sono pari a 4.858 milioni di metri cubi come di seguito composte: Italia (18.726 milioni di metri cubi), principalmente dovute al recupero delle code non economiche; Resto dell'Europa (2.216 milioni di metri cubi) nel Regno Unito principalmente dovute al recupero delle code non economiche; Resto Africa Settentrionale (9.104 milioni di metri cubi) principalmente in Libia per effetto prezzo; Egitto (69 milioni di metri cubi), composto da revisioni positive per 3.109 milioni di metri cubi principalmente in Baltim SW e revisioni negative 3.178 milioni di metri cubi principalmente in Port Fouad; Africa Sub-Sahariana revisioni complessive pari a -25.572 milioni di metri cubi, legate principalmente alla riclassificazione del progetto Mozambico da società consolidata a società in joint venture (-33.325 milioni di metri cubi) e a revisioni positive per 7.753 milioni di metri cubi principalmente in Nigeria. In Kazakhstan si registrano -6.021 milioni di metri cubi principalmente in Karachaganak per effetto PSA; nel Resto dell'Asia le revisioni positive di 3.399 milioni di metri cubi sono localizzate principalmente in Indonesia (Merakes); in America i 3.513 milioni di metri cubi di revisioni si sono verificate principalmente negli Stati Uniti per il recupero delle code non economiche; in Australia ed Oceania le revisioni sono pari a -438 milioni di metri cubi principalmente legate al progetto Blacktip.

Nel 2022 le revisioni totali sono pari a 3.699 milioni di metri cubi. Le principali revisioni positive si sono registrate in Congo (13.270 milioni di metri cubi) principalmente sul campo di Nené, in Libia (10.120 milioni di metri cubi) ed Egitto (5.470 milioni di metri cubi). Le principali revisioni negative sono state rilevate in Nigeria (-21.641 milioni di metri cubi), Algeria (-2.100 milioni di metri cubi) e Kazakhstan (-2.064 milioni di metri cubi).

Nel 2023 le revisioni totali sono pari a +18.962 milioni di metri cubi. Le principali revisioni positive si sono registrate in: Libia (+18.448 milioni di metri cubi) in Area D ed in Bouri per variazioni contrattuali ed effetto prezzo; in Congo (+6.705 milioni di metri cubi) principalmente in Mboundi Gas e Nené; in Algeria (5.043 milioni di metri cubi) principalmente nel Blocco 208-404. Le principali revisioni negative sono state rilevate in Australia (-5.720 milioni di metri cubi) nel campo di Blacktip e in Egitto (-14.331 milioni di metri cubi) principalmente per la riconfigurazione del progetto fase 2 di Zohr che ha portato ad una revisione del progetto di compressione e riduzione delle riserve associate.

Miglioramenti da recupero assistito

Nel biennio 2021 non sono stati registrati miglioramenti da recupero assistito.

Nel 2022 sono state rilevate 40 milioni di metri cubi di miglioramenti da recupero assistito in Algeria sui campi BRW e BKNE Alpha.

Nel 2023 non sono stati registrati miglioramenti da recupero assistito.

Estensioni e nuove scoperte

Nel 2021 le nuove scoperte ed estensioni sono pari 5.826 milioni di metri cubi e sono riferite principalmente al progetto New Gas Consortium in Angola e in misura minore al progetto Berkine North in Algeria.

Nel 2022 le nuove scoperte ed estensioni sono pari 7.079 milioni di metri cubi e sono riferite principalmente alla decisione finale d'investimento in Baleine in Costa d'Avorio e in Bashrush in Egitto.

Nel 2023 le nuove scoperte ed estensioni sono pari a 8.045 milioni di metri cubi in Emirati Arabi Uniti (6.131 milioni di metri cubi) a seguito della decisione finale di investimento nel progetto Hail and Ghasha e Indonesia (1.683 milioni di metri cubi) per la decisione finale di investimento in Merakes East.

Cessioni

Nel 2021 si registrano cessioni per 415 milioni di metri cubi relative all'uscita dall'OML 17 in Nigeria.

Nel 2022 le cessioni sono 8.707 milioni di metri cubi principalmente dovute alla riclassificazione delle riserve tra società consolidata a società in joint venture e collegata; la cessione degli asset in Pakistan ammonta a 79 milioni di metri cubi.

Nel 2023 le cessioni di -8.240 milioni di metri cubi si sono registrate principalmente negli Stati Uniti d'America (-3.208 milioni di metri cubi) per la cessione degli asset Alliance e negli Emirati Arabi Uniti (-5.021 milioni di metri cubi) per la riduzione della quota nella concessione Ghasha.

Società in joint venture e collegate

Acquisizioni

Nel 2021 non sono state effettuate acquisizioni.

Nel 2022 si registrano acquisizioni per 47.659 milioni di metri cubi dovute all'entrata di Eni nel progetto NFE in Qatar e all'acquisizione in Angola di una quota del 50% nella JV Azule costituita pariteticamente con BP.

Nel 2023 non sono state effettuate acquisizioni.

Revisioni di precedenti stime

Nel 2021 le revisioni di precedenti stime sono 33.150 milioni di metri cubi, principalmente dovute alla riclassificazione del progetto Mozambico da società consolidata a società in joint venture e collegata.





8844 1/638

Nel 2022 le revisioni di precedenti stime sono 7.413 milioni di metri cubi, principalmente dovute ad Azule in Angola, Vår Energi in Norvegia e Coral in Mozambico.

Nel 2023 le revisioni di precedenti stime sono -2.295 milioni di metri cubi dovute principalmente ad una revisione positiva in Mozambico (+2.185 milioni di metri cubi) in Coral South, in Azule in Angola (-1.554 milioni di metri cubi) e in Qatar (-2.387 milioni di metri cubi) sul campo NFE.

Estensioni e nuove scoperte

Nel 2021 si registrano 797 milioni di metri cubi di estensioni e nuove scoperte, principalmente dovute alla decisione di investimento in Tommeliten Alpha in Norvegia.

Nel 2022 le estensioni e nuove scoperte sono 545 milioni di metri cubi in Vår Energi in Norvegia.

Nel 2023 non sono state rilevate estensioni e nuove scoperte.

Cessioni

Nel 2021 non sono state effettuate cessioni.

Nel 2022 le cessioni di 1.798 milioni di metri cubi sono dovute all'IPO di Vår Energi in Norvegia.

Nel 2023 sono state rilevate cessioni di -53 milioni di metri cubi nel campo Brage in Vår Energi in Norvegia.

Valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

I futuri flussi di cassa stimati rappresentano i ricavi ottenibili dalla produzione e sono determinati applicando alla stima delle produzioni future delle riserve certe i prezzi del petrolio e del gas medi dell'anno relativamente al 2022, 2021 e 2020. Futuri cambiamenti

di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinate sulla base delle spese da sostenere per sviluppare e produrre le riserve certe di fine anno. Non sono stati considerati né le possibili variazioni future dei prezzi, né i prevedibili cambiamenti futuri della tecnologia e dei metodi operativi.

Il valore standard è calcolato come il valore attuale, risultante dall'applicazione di un tasso di attualizzazione standard del 10% annuo, dell'eccedenza delle entrate di cassa future derivanti dalle riserve certe rispetto ai costi futuri di produzione e sviluppo delle riserve stesse e alle imposte sui redditi futuri.

I costi futuri di produzione includono le spese stimate relative alla produzione di riserve certe più ogni imposta di produzione senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura. I costi futuri di sviluppo includono i costi stimati dei pozzi di sviluppo, dell'installazione di attrezzature produttive e il costo netto connesso allo smantellamento e all'abbandono dei pozzi e delle attrezzature, sulla base dei costi esistenti alla fine dell'esercizio, senza tenere conto dell'effetto dell'inflazione futura.

Le imposte sul reddito future sono state calcolate in accordo con la normativa fiscale dei Paesi nei quali Eni opera.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati, relativo alle riserve certe di petrolio e gas, è calcolato in accordo alle regole del FASB Extractive Activities - Oil and Gas (Topic 932).

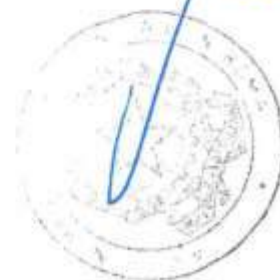
Il valore standard non pretende di riflettere la stima del valore di realizzo o di mercato delle riserve certe di Eni. Una stima del valore di mercato considera, tra le altre cose, oltre alle riserve certe, anche le riserve probabili e possibili, cambiamenti futuri di costi e prezzi e un fattore di sconto rappresentativo dei rischi inerenti alle attività di esplorazione e produzione.

Il valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati si analizza per area geografica come segue:



88441/639

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2023										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	22.724	3.926	49.789	23.046	35.147	40.081	40.622	14.951	707	230.993
Costi futuri di produzione	(8.848)	(1.227)	(8.361)	(7.078)	(13.512)	(6.475)	(11.042)	(5.852)	(164)	(62.559)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.270)	(824)	(6.664)	(2.719)	(7.757)	(1.814)	(7.437)	(1.954)	(355)	(33.794)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	9.606	1.875	34.764	13.249	13.878	31.792	22.143	7.145	188	134.640
Imposte sul reddito future	(2.233)	(1.274)	(19.528)	(4.541)	(4.729)	(8.186)	(16.348)	(3.161)	(8)	(60.008)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	7.373	601	15.236	8.708	9.149	23.606	5.795	3.984	180	74.632
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(3.325)	(39)	(7.541)	(2.926)	(4.223)	(11.668)	(3.081)	(1.462)	(58)	(34.323)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	4.048	562	7.695	5.782	4.926	11.938	2.714	2.522	122	40.309
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		29.387	168		22.954		19.108	7.519		79.136
Costi futuri di produzione		(7.128)	(122)		(6.202)		(5.880)	(1.925)		(21.257)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(5.221)	(54)		(2.972)		(410)	(179)		(8.836)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		17.038	(8)		13.780		12.818	5.415		49.043
Imposte sul reddito future		(12.548)	(1)		(3.254)		(9.702)	(2.263)		(27.768)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		4.490	(9)		10.526		3.116	3.152		21.275
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.114)	27		(4.508)		(2.158)	(1.237)		(8.990)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		3.376	18		6.018		958	1.915		12.285
Totale	4.048	3.938	7.713	5.782	10.944	11.938	3.672	4.437	122	52.594





8844 1/640

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2022										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	38.968	7.609	50.838	34.198	48.292	53.529	45.179	21.233	1.525	301.371
Costi futuri di produzione	(10.267)	(1.752)	(6.675)	(11.171)	(15.823)	(7.844)	(12.181)	(5.950)	(230)	(71.893)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.484)	(1.296)	(4.894)	(2.941)	(10.057)	(1.873)	(4.562)	(3.063)	(377)	(33.547)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	24.217	4.561	39.269	20.086	22.412	43.812	28.436	12.220	918	195.931
Imposte sul reddito future	(6.388)	(3.087)	(23.766)	(7.119)	(7.990)	(11.568)	(21.227)	(4.903)	(81)	(86.129)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	17.829	1.474	15.503	12.967	14.422	32.244	7.209	7.317	837	109.802
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(7.141)	(344)	(7.176)	(4.562)	(6.456)	(16.087)	(2.980)	(3.443)	(357)	(48.546)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	10.688	1.130	8.327	8.405	7.966	16.157	4.229	3.874	480	61.256
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		50.468	265		42.450		33.075	8.133		134.391
Costi futuri di produzione		(7.628)	(123)		(10.579)		(9.749)	(2.083)		(30.162)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(6.458)	(57)		(3.508)		(560)	(178)		(10.761)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		36.382	85		28.363		22.766	5.872		93.468
Imposte sul reddito future		(27.333)	(3)		(8.117)		(19.393)	(2.469)		(57.315)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		9.049	82		20.246		3.373	3.403		36.153
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(2.501)	(15)		(9.058)		(2.462)	(1.416)		(15.452)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		6.548	67		11.188		911	1.987		20.701
Totale	10.688	7.678	8.394	8.405	19.154	16.157	5.140	5.861	480	81.957



88441/641

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2021										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	18.933	4.679	33.142	31.344	40.929	36.430	32.594	13.607	1.511	213.169
Costi futuri di produzione	(6.929)	(1.496)	(6.325)	(9.726)	(13.196)	(7.343)	(9.578)	(4.189)	(251)	(59.033)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.104)	(865)	(4.688)	(2.036)	(5.117)	(1.750)	(4.278)	(2.298)	(288)	(25.424)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	7.900	2.318	22.129	19.582	22.616	27.337	18.738	7.120	972	128.712
Imposte sul reddito future	(2.037)	(1.001)	(12.345)	(6.736)	(8.372)	(6.301)	(12.899)	(2.386)	(75)	(52.152)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	5.863	1.317	9.784	12.846	14.244	21.036	5.839	4.734	897	76.560
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.112)	(170)	(4.516)	(4.211)	(5.608)	(10.703)	(2.295)	(1.980)	(350)	(31.945)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	3.751	1.147	5.268	8.635	8.636	10.333	3.544	2.754	547	44.615
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future		28.037	230		8.884			5.971		43.122
Costi futuri di produzione		(8.316)	(120)		(1.590)			(1.454)		(11.480)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono		(6.566)	(85)		(95)			(77)		(6.823)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito		13.155	25		7.199			4.440		24.819
Imposte sul reddito future		(8.591)	(9)		(1.286)			(1.309)		(11.195)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione		4.564	16		5.913			3.131		13.624
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%		(1.462)	16		(3.498)			(1.399)		(6.343)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri		3.102	32		2.415			1.732		7.281
Totale	3.751	4.249	5.300	8.635	11.051	10.333	3.544	4.486	547	51.896

Variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati

La tabella seguente indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2023, 2022 e 2021:

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2023			
Valore al 31 dicembre 2022	61.256	20.701	81.957
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(19.397)	(5.426)	(24.823)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(33.769)	(19.785)	(53.554)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.659		1.659
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(4.684)	(1.353)	(6.037)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	6.691	2.517	9.208
- revisioni delle quantità stimate	6.531	155	6.686
- effetto dell'attualizzazione	10.627	3.033	13.660
- variazione netta delle imposte sul reddito	12.675	14.759	27.428
- acquisizioni di riserve	977	44	1.021
- cessioni di riserve	(845)	(60)	(905)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(7.412)	(2.294)	(9.706)
Saldo aumenti (diminuzioni)	(20.947)	(8.416)	(29.363)
Valore al 31 dicembre 2023	40.309	12.285	52.594



8844 1/642

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2022			
Valore al 31 dicembre 2021	44.615	7.281	51.896
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(25.987)	(4.912)	(30.899)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	56.002	24.343	80.345
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.519	2.139	3.658
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(7.046)	(3.169)	(10.215)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	3.821	2.000	5.821
- revisioni delle quantità stimate	(1.295)	7.134	5.839
- effetto dell'attualizzazione	7.225	1.510	8.736
- variazione netta delle imposte sul reddito	(18.393)	(21.676)	(40.069)
- acquisizioni di riserve	765	10.200	10.965
- cessioni di riserve	(6.436)		(6.436)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	6.465	(4.149)	2.316
Saldo aumenti (diminuzioni)	16.641	13.420	30.061
Valore al 31 dicembre 2022	61.256	20.701	81.957

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2021			
Valore al 31 dicembre 2020	24.386	3.306	27.692
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(16.402)	(3.381)	(19.783)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	40.864	9.256	50.120
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.304	142	1.446
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.737)	(734)	(3.471)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	2.877	1.385	4.262
- revisioni delle quantità stimate	1.963	1.565	3.628
- effetto dell'attualizzazione	3.810	514	4.324
- variazione netta delle imposte sul reddito	(14.022)	(5.216)	(19.238)
- acquisizioni di riserve	27		27
- cessioni di riserve	(28)		(28)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	2.573	344	2.917
Saldo aumenti (diminuzioni)	20.229	3.975	24.204
Valore al 31 dicembre 2021	44.615	7.281	51.896

F.to GIUSEPPE ZAFARANA

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 consolidato nel corso dell'esercizio 2023.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2023 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 consolidato al 31 dicembre 2023:
 - 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 e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento.
 - 3.2 la relazione sulla gestione comprende un'analisi attendibile dell'andamento e del risultato della gestione, nonché della situazione dell'emittente e dell'insieme delle imprese incluse nel consolidamento, unitamente alla descrizione dei principali rischi e incertezze cui sono esposti.

13 marzo 2024

Firmato digitalmente da: Claudio Descalzi
Organizzazione: ENI S.P.A./00484960588
Data: 13/03/2024 11:50:09

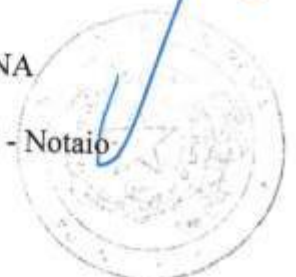
Firmato digitalmente da: Francesco Esposito
Organizzazione: ENI S.P.A./00484960588
Data: 13/03/2024 09:35:37

Amministratore Delegato

Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari

F.to GIUSEPPE ZAFARANA

F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio





8844 1/644

3

BILANCIO
DI ESERCIZIO

Schemi di bilancio	390
Note al bilancio di esercizio	396
Proposte del Consiglio di Amministrazione all'Assemblea degli Azionisti	462
Attestazione a norma dell'art. 154-bis, comma 5 del D.lgs. 58/1998	463



8844 1/645

STATO PATRIMONIALE

(€)	Note	31.12.2023		31.12.2022	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(5)	7.119.312.637	162.617.124	7.627.602.815	19.521.653
Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	(6)	6.279.897.189		7.815.400.025	
Altre attività finanziarie	(15)	6.211.975.790	6.139.411.679	3.760.120.486	3.564.810.925
Crediti commerciali e altri crediti	(7)	8.493.489.596	6.310.349.533	11.661.211.258	8.434.067.732
Rimanenze	(8)	1.855.628.196		3.814.485.584	
Attività per imposte sul reddito	(9)	272.208.601		173.234.208	
Altre attività	(10)	5.226.740.427	4.898.127.146	13.076.263.135	12.668.888.414
		35.459.252.436		47.928.317.511	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(11)	3.760.542.034		5.112.098.210	
Diritto di utilizzo beni in leasing	(12)	1.452.286.298		1.654.496.740	
Attività immateriali	(13)	253.109.465		241.478.699	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(8)	1.575.309.913		1.772.963.081	
Partecipazioni	(14)	60.343.961.870		59.814.872.255	
Altre attività finanziarie	(15)	15.607.717.197	15.559.546.893	2.145.820.621	2.075.869.643
Attività per imposte anticipate	(16)	2.017.699.162		2.683.737.793	
Attività per imposte sul reddito	(9)	100.141.158		77.901.348	
Altre attività	(10)	653.602.170	436.719.282	2.812.782.273	2.484.659.145
		85.764.369.267		76.316.051.020	
Attività destinate alla vendita	(24)	2.152.441		82.484.108	
TOTALE ATTIVITÀ		121.225.774.144		124.326.852.639	
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(18)	23.758.488.870	21.376.866.198	14.121.969.229	12.142.834.592
Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	(18)	2.529.389.040		2.883.078.014	
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	289.584.507	138.751.832	372.599.936	157.135.984
Debiti commerciali e altri debiti	(17)	7.835.521.427	5.148.552.309	12.380.329.191	6.582.939.381
Passività per imposte sul reddito	(9)	538.523.340		771.314.516	
Altre passività	(10)	5.374.824.868	3.857.060.557	14.304.897.660	12.317.155.625
		40.326.332.052		44.834.188.546	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(18)	21.043.540.730	3.062.843	16.054.420.916	3.738.413
Passività per beni in leasing a lungo termine	(12)	1.605.732.228	1.100.667.160	1.886.764.517	1.241.855.601
Fondi per rischi e oneri	(21)	5.640.728.562		5.660.877.400	
Fondi per benefici ai dipendenti	(22)	336.448.938		340.718.420	
Passività per imposte differite	(16)	60.329.449			
Altre passività	(10)	1.193.707.256	699.726.976	3.029.316.902	2.173.697.787
		29.880.487.163		26.972.098.155	
TOTALE PASSIVITÀ		70.206.819.215		71.806.286.701	
PATRIMONIO NETTO					
	(25)				
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		45.115.209.920		45.090.212.674	
Azioni proprie		(2.333.082.056)		(2.937.126.573)	
Utile (perdita) dell'esercizio		3.272.366.066		5.403.018.838	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		51.018.954.929		52.520.565.938	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		121.225.774.144		124.326.852.639	

F.to GIUSEPPE ZAFARANA



8844 1/646

CONTO ECONOMICO

(€)	Note	2023		2022	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
Ricavi della gestione caratteristica		42.790.197.560	29.312.287.633	74.679.263.858	40.936.291.881
Altri ricavi e proventi		432.266.298	234.159.708	542.316.053	250.548.727
Totale Ricavi	(27)	43.222.463.858		75.221.579.911	
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	(28)	(39.995.945.213)	(22.803.498.353)	(66.135.498.100)	(24.201.223.288)
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti	(7)	111.763.629		(80.541.639)	
Costo lavoro	(28)	(1.165.907.049)		(1.231.536.859)	
Altri proventi (oneri) operativi	(23)	704.616.620	2.731.196.854	(6.325.038.931)	(8.318.032.210)
Ammortamenti	(11) (12) (13)	(634.252.386)		(824.585.676)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	(11) (12) (13)	(644.545.294)		(334.240.777)	
Radiazioni	(11) (13)	(18.575.194)		(65.136.554)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		1.579.618.971		225.001.375	
Proventi finanziari		4.344.222.489	712.554.993	3.323.708.539	212.502.947
Oneri finanziari		(4.830.210.794)	(748.629.036)	(3.730.365.125)	(105.707.729)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		263.029.648		(43.548.508)	
Strumenti finanziari derivati		(41.814.226)	38.583.813	233.799.080	235.209.030
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(29)	(264.772.883)		(216.406.014)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(30)	2.282.431.094	545.688.320	3.770.780.756	
UTILE (PERDITA) ANTE IMPOSTE		3.597.277.182		3.779.376.117	
Imposte sul reddito	(31)	(324.911.116)		1.623.642.721	
UTILE (PERDITA) DELL'ESERCIZIO		3.272.366.066		5.403.018.838	

F.to GIUSEPPE ZAFARANA

F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio





8844 1/647

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	Note	2023	2022
Utile (perdita) dell'esercizio		3.272	5.403
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:			
<i>Componenti non riclassificabili a conto economico</i>			
Rivalutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(25)	(4)	35
Variazione fair value partecipazioni valutate al fair value con effetti a OCI	(25)	2	3
Effetto fiscale	(25)	1	(11)
		(1)	27
<i>Componenti riclassificabili a conto economico</i>			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(25)	(217)	2.229
Effetto fiscale	(25)	63	(645)
		(154)	1.584
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		(155)	1.611
Totale utile (perdita) complessivo dell'esercizio		3.117	7.014

F.to GIUSEPPE ZAFARANA



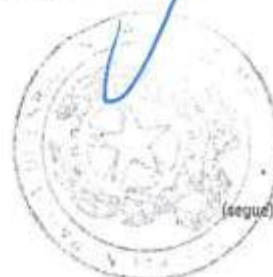
88441/648

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 2022	4.005	9.629	959	(2.937)	2.937	1.020	(8)	(32)	(114)	26.658	5.000	5.403	52.520
Utile (perdita) dell'esercizio												3.272	3.272
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							2						2
Componenti non riclassificabili a conto economico							2	(3)					(1)
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(154)							(154)
Componenti riclassificabili a conto economico						(154)							(154)
Utile (perdita) complessivo dell'esercizio						(154)	2	(3)				3.272	3.117
III e IV tranches dividendo 2022 (€0,44 per azione)		(1.472)											(1.472)
I e II tranches dividendo 2023 (€0,47 per azione)		(189)								(1.344)			(1.533)
Destinazione utile 2022									8	5.395		(5.403)	
Acquisto azioni proprie				(1.837)	1.837					(1.837)			(1.837)
Annullamento azioni proprie				2.400	(2.400)								
Piano incentivazione di lungo termine				41	(41)					20			20
Cedole obbligazioni subordinate perpetue										(138)			(138)
Operazioni con gli azionisti e con altri possessori di strumenti rappresentativi di capitale		(1.661)		604	(604)				8	2.096		(5.403)	(4.960)
Avanzo di Fusione										225			225
Effetto emissione di obbligazioni convertibili										79			79
Altre variazioni						(2)				40			38
Altri movimenti di patrimonio netto						(2)				344			342
Saldi al 31 dicembre 2023	4.005	7.968	959	(2.333)	2.333	864	(6)	(35)	(106)	29.098	5.000	3.272	51.019

F.to GIUSEPPE ZAFARANA

F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio



(segue)



8844 1/649

(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	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)								
Piano 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



88441/650

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	2023	2022
Utile (perdita) dell'esercizio	3.272	5.403
Rettifiche per ricondurre l'utile (perdita) al flusso di cassa netto da attività operative:		
Ammortamenti	634	825
Svalutazioni (riprese di valore) nette di attività materiali, immateriali e diritto di utilizzo beni in leasing	644	334
Radiazioni	19	65
Effetto valutazione partecipazioni	1.790	785
Plusvalenze nette su cessioni di attività	(390)	(2.226)
Dividendi	(3.691)	(2.336)
Interessi attivi	(954)	(203)
Interessi passivi	1.349	577
Imposte sul reddito	325	(1.623)
Altre variazioni	(149)	247
Flusso di cassa del capitale di esercizio	871	(697)
- rimanenze	1.718	(1.902)
- crediti commerciali	4.134	(1.597)
- debiti commerciali	(4.612)	2.950
- fondi per rischi e oneri	234	769
- altre attività e passività	(603)	(917)
Variazione fondo per benefici ai dipendenti	35	1
Dividendi incassati	2.787	5.515
Interessi incassati	843	209
Interessi pagati	(1.239)	(558)
Imposte sul reddito pagate al netto dei crediti d'imposta rimborsati	32	(500)
Flusso di cassa netto da attività operativa	6.178	5.818
- di cui verso parti correlate	10.101	4.737
Flusso di cassa degli investimenti:	(19.406)	(5.570)
- attività materiali	(648)	(751)
- attività immateriali	(77)	(32)
- partecipazioni	(2.977)	(3.457)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(15.715)	(1.406)
- rami d'azienda	(35)	(4)
- variazione debiti netti relativi all'attività di investimento	46	80
Flusso di cassa dei disinvestimenti	816	3.295
- attività materiali	7	166
- attività immateriali	14	9
- partecipazioni e attività destinate alla vendita	472	791
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	323	2.329
Variazione netta titoli e crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	886	(1.440)
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(17.704)	(3.715)
- di cui verso parti correlate	(15.705)	1.585
Assunzione (Rimborsi) di debiti finanziari a lungo termine	2.333	(3.437)
Rimborso di passività per beni in leasing	(280)	(390)
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	13.854	8.287
Dividendi pagati	(3.046)	(3.009)
Acquisto azioni proprie	(1.803)	(2.400)
Effetto emissione di obbligazioni convertibili	79	
Pagamento cedole obbligazioni subordinate perpetue	(138)	(138)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	10.999	(1.087)
- di cui verso parti correlate	9.799	6.258
Effetto delle differenze di cambio da conversione, fusioni e altre variazioni sulle disponibilità liquide ed equivalenti	18	(18)
Variazione netta delle disponibilità liquide ed equivalenti	(509)	998
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	7.628	6.630
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	7.119	7.628





8844 1/651

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 2023 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 13 marzo 2024.

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 partici-

zione 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 perdite 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/passività e dei ricavi/costi delle joint operation sulla base degli effettivi diritti e obbligazioni rivenienti dagli accordi contrattuali. Successivamente alla rilevazione iniziale, le attività/passività 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 operazioni di fusione per incorporazione madre-figlia, in quanto aventi finalità meramente riorganizzative, sono rilevate in continuità con i valori del bilancio consolidato Eni. L'eventuale avanzo di fusione è rilevato in una riserva di patrimonio netto.

(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 2023.

(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 somma del costo sostenuto in ciascuna tranche di acquisto.



8844 1/652

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 neces-

sità 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.

3 Modifica dei criteri contabili e principi contabili di recente emanazione

Le modifiche ai principi contabili internazionali, nonché le disposizioni dell'IFRS 17 "Contratti assicurativi", entrate in vigore dal 1° gennaio 2023, non hanno prodotto effetti significativi.

Con riferimento alle modifiche allo IAS 12 "Riforma Fiscale Internazionale", si rinvia a quanto indicato nel bilancio consolidato.

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

4 Fusioni per incorporazione

Il Consiglio di Amministrazione di Eni SpA, in data 27 aprile 2023, ha approvato l'acquisizione da parte di Eni SpA della quota di partecipazione residua (pari al 66,39%) di Eni Finance International SA detenuta da Eni International BV (società interamente controllata da Eni), al fine di concentrare in Eni SpA (che, ante operazione, deteneva il 33,61% del capitale sociale) l'intero pacchetto azionario della Società.

In data 22 giugno 2023, il Consiglio di Amministrazione di Eni SpA ha deliberato la fusione per incorporazione di Eni Finance International SA in Eni SpA.

L'atto di fusione è stato sottoscritto il 18 dicembre 2023 con efficacia giuridica a decorrere dal 21 dicembre 2023 con effetti contabili e fiscali a far data dal 1° dicembre 2023.

L'operazione di incorporazione di società controllata, non specificamente regolata dall'IFRS 3 "Aggregazioni aziendali", è stata rilevata, coerentemente con le indicazioni fornite da Assirevi nel documento Orientamenti Preliminari Interpretativi (OPI) n. 2 revised "Trattamento contabile delle fusioni nel bilancio d'esercizio", in continuità con i valori del bilancio consolidato Eni al 1° dicembre 2023.

L'avanzo di fusione è stato rilevato in una riserva di patrimonio netto.

(€ milioni)

Patrimonio netto al 1° dicembre 2023	1.638
Valore della partecipazione	1.413
Avanzo di fusione	225





8844 1/653

5 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti di €7.119 milioni (€7.628 milioni al 31 dicembre 2022) 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 confluiscono sui conti Eni. L'ammontare di restricted cash è di

circa €198 milioni (€42 milioni al 31 dicembre 2022) in relazione a misure di pignoramento da parte di terzi.

La scadenza media dei depositi in euro (€400 milioni) è di 37 giorni e il tasso di interesse effettivo è dello 0,04%; la scadenza media dei depositi in dollari USA (€5.275 milioni) è di 12 giorni e il tasso di interesse effettivo è 5,48%; la scadenza media dei depositi in sterline inglesi (€589 milioni) è di 15 giorni e il tasso di interesse effettivo è 5,36%.

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)	31.12.2023	31.12.2022
Attività finanziarie destinate al trading		
Titoli emessi da Stati Sovrani	1.125	1.114
Altri titoli	4.819	4.937
	5.944	6.051
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Altri titoli	336	1.764
	6.280	7.815

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 rendimento, nel rispetto di specifici limiti di ri-

schio 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 €1.288 milioni (€1.090 milioni al 31 dicembre 2022).

L'analisi per valuta è la seguente:

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Attività finanziarie destinate al trading		
Euro	3.382	3.289
Dollaro USA	2.562	2.759
Altre valute		3
	5.944	6.051
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico		
Euro	200	1.201
Dollaro USA	136	563
	336	1.764



88441/654

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

	Valore Nominale (€ milioni)	Fair Value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
Titoli emessi da Stati Sovrani				
<i>Tasso fisso</i>				
Italia	168	171	Baa3	BBB
Stati Uniti d'America	603	536	Aaa	AA+
Francia	53	53	Aa2	AA
Spagna	149	154	Baa1	A
Canada	61	55	Aaa	AAA
Giappone	31	28	A1	A+
Corea del Sud	5	5	Aa2	AA
	1.070	1.002		
<i>Tasso variabile</i>				
Italia	121	123	Baa3	BBB
	121	123		
Totale titoli emessi da Stati Sovrani	1.191	1.125		
Altri titoli				
<i>Tasso fisso</i>				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	1.920	1.814	Da Aaa a Baa2	Da AAA a BBB
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	652	630	Da Aaa a Baa3	Da AAA a BBB-
Altri titoli	991	977	Da Aaa a Baa3	Da AAA a BBB-
	3.563	3.421		
<i>Tasso variabile</i>				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	445	429	Da Aa2 a Baa3	Da AA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	562	551	Da Aaa a Baa2	Da AAA a BBB
Altri titoli	443	418	Da Aaa a Baa2	Da AAA a BBB
	1.450	1.398		
Totale Altri titoli	5.013	4.819		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	6.204	5.944		
Altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico				
	350	336		Da AAaM a BBB
	6.554	6.280		

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.

7 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Crediti commerciali	6.939	11.082
Crediti verso partner per attività di esplorazione e produzione	167	119
Anticipi al personale	10	21
Acconti per servizi e forniture	11	3
Crediti per attività di disinvestimento	37	20
Crediti verso altri	1.330	416
	8.494	11.661



88441/655

I crediti commerciali di €6.939 milioni si riducono di €4.143 milioni per effetto essenzialmente della linea di business Global Gas & LNG Portfolio a seguito dello scenario energetico legato ai prezzi del gas e della riduzione dei volumi commercializzati.

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 2023, è outstanding un credito commerciale per forniture di gas naturale nei confronti del cliente Acciaierie d'Italia (ex-ILVA) dell'ammontare di €75 milioni (€373 milioni nel 2022). Il credito è assistito da parent company guarantee rilasciate dagli azionisti che coprono l'intero ammontare.

Al 31 dicembre 2023 sono state poste in essere operazioni di cessione pro soluto di crediti commerciali con scadenza 2024 per €346

milioni (€1.005 milioni nel 2022 con scadenza 2023). Le cessioni riguardano crediti commerciali relativi a Global Gas & LNG Portfolio (€ 284 milioni), Refining (€44 milioni) e al Power (€18 milioni).

I crediti verso altri di €1.330 milioni includono principalmente: (i) crediti per dividendi deliberati e non ancora incassati dalla partecipata Eni International BV (904 milioni); (ii) i crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€257 milioni); (iii) i crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€133 milioni).

I crediti commerciali e altri crediti in moneta diversa dall'euro sono pari a €1.493 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		
31.12.2023					
Clientela business	175	1.073	45	273	1.566
Pubbliche Amministrazioni				1	1
Altre controparti	183	3		30	216
Imprese controllate	6.841				6.841
Valore lordo	7.199	1.076	45	304	8.624
Fondo svalutazione		(34)	(2)	(94)	(130)
Valore netto	7.199	1.042	43	210	8.494
Expected loss (% al netto dei fattori di mitigazione del rischio controparte)	...	4,44	6,06	41,96	
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	11.976
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	

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 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.



88441/656

I crediti commerciali e altri crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione crediti di €130 milioni (€315 milioni al 31 dicembre 2022).

(€ milioni)	2023	2022
Fondo svalutazione iniziale	315	357
Accantonamenti su crediti in bonis	13	63
Accantonamenti su crediti in default	10	22
Rilasci su crediti in bonis	(100)	(9)
Rilasci su crediti in default	(108)	(118)
Fondo svalutazione finale	130	315

La variazione complessiva del fondo svalutazione di €185 milioni è connessa principalmente ai rilasci del fondo per €208 milioni (€127 milioni nel 2022) relativi essenzialmente alla linea di business Global Gas & LNG Portfolio (€179 milioni) a seguito della

riduzione delle esposizioni creditizie per le mutate condizioni di mercato.

Le riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	2023	2022
Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti:		
Accantonamenti netti al fondo svalutazione	(23)	(85)
Perdite nette su crediti	(1)	(5)
Rilasci per esubero	136	9
	112	(81)

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)	31.12.2023	31.12.2022
Materie prime, sussidiarie e di consumo	360	445
Materiali per attività di perforazione e manutenzione degli impianti e infrastrutture	122	139
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati e lavori in corso su ordinazione	55	174
Prodotti finiti e merci	1.317	3.057
Certificati bianchi	2	
	1.856	3.815

Le rimanenze di materie prime sussidiarie e di consumo di €360 milioni sono costituite da greggi.

I prodotti finiti e merci sono costituiti da prodotti petroliferi (€650 milioni) e da gas naturale depositato principalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA e in altri Paesi UE (€516 milioni) e di GNL depositato

presso il terminale di Zeebrugge in Belgio, Fos in Francia, Piombino in Italia e su navi viaggianti (€151 milioni).

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €159 milioni (€272 milioni al 31 dicembre 2022) come di seguito indicato:

(€ milioni)	2023	2022
Valore iniziale - Fondo svalutazione rimanenze correnti	272	194
Accantonamenti (utilizzi)	(113)	78
Valore finale - Fondo svalutazione rimanenze correnti	159	272





88441/657

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.575 milioni (€1.773 milioni al 31 dicembre 2022) includono 2,8 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte di obblighi di legge. Le scorte d'obbligo diminuiscono di €198 milioni per effetto dell'andamento dei prezzi di mercato.

9 Attività e passività per imposte sul reddito

(€ milioni)	31.12.2023				31.12.2022			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
IRES	265				161			
IRAP			80		9			
Contributo solidaristico a carico delle imprese del settore energetico			455				770	
Crediti per istanze di rimborso		100				78		
Altre imposte sul reddito	7		4		3		1	
	272	100	539		173	78	771	

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

10 Altre attività e passività

(€ milioni)	31.12.2023				31.12.2022			
	Attività		Passività		Attività		Passività	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Fair value su strumenti finanziari derivati	4.968	316	4.007	337	12.768	2.581	12.489	1.922
Passività da contratti per la clientela			108	687			1.013	704
Attività e Passività relative ad altre imposte:								
- Accise e imposte di consumo	10		750		7		325	
- IVA	98		99		49		68	
- Royalty su idrocarburi estratti			154				237	
- Ritenute IRPEF su lavoro dipendente			6				8	
- Altre imposte e tasse	80	3	41	7	96	2	41	25
	188	3	1.050	7	152	2	679	25
Altre	71	335	210	163	156	230	124	378
	5.227	654	5.375	1.194	13.076	2.813	14.305	3.029

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) 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 €56 milioni e €218 milioni (€58 milioni e €275 milioni nel 2022); (ii) 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 €469 milioni (€430 milioni nel 2022). 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 €99 milioni oltre i 12 mesi (€183 milioni al 31 dicembre 2022); (ii) crediti non correnti per attività di disinvestimento per €144 milioni; (iii) i depositi cauzionali verso fornitori oltre i 12 mesi per €39 milioni (€42 milioni nel 2022).

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 (€130 milioni);



88441/658

(ii) le passività relative alla compensation riconosciuta ad Eni per il contratto di approvvigionamento gas da destinare all'impianto di Damietta (€85 milioni oltre 12 mesi e €20 milioni entro 12 mesi); (iii) debiti non correnti per attività d'investimento per €52 milioni (€70

milioni al 31 dicembre 2022); (iv) i depositi cauzionali da clienti oltre i 12 mesi per €24 milioni (€64 milioni nel 2022).

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	Immobilizzazioni in corso e acconti E&P	Altre immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
2023								
Valore iniziale netto	492	2.900	491	127	37	420	645	5.112
Operazioni straordinarie	(305)		(329)	(101)	(5)		(185)	(925)
Investimenti	1	1	38	10	9	261	328	648
Capitalizzazioni ammortamenti						32		32
Ammortamenti ^(a)	(8)	(317)	(22)	(11)	(12)			(370)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(2)	(334)	(92)			(76)	(212)	(716)
Radiazioni		(2)				(17)		(19)
Dismissioni		(8)				(1)		(9)
Trasferimenti	3	260	34		2	(261)	(38)	-
Altre variazioni			35		1	(19)	(9)	8
Valore finale netto	181	2.509	155	25	32	339	529	3.761
Valore finale lordo	1.054	16.040	8.329	366	631	515	2.147	29.082
Fondo ammortamento e svalutazione	873	13.540	8.174	341	599	176	1.618	25.321
2022								
Valore iniziale netto	497	2.914	515	127	46	586	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	2.909	491	127	37	420	645	5.112
Valore finale lordo	2.202	15.803	11.284	670	719	520	2.235	33.433
Fondo ammortamento e svalutazione	1.710	12.903	10.793	543	682	100	1.590	28.321

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

Gli effetti derivanti dalle operazioni straordinarie di €925 milioni sono riconducibili essenzialmente al conferimento del ramo d'azienda "Sustainable Mobility" a Enilive SpA.

Gli investimenti di €648 milioni riguardano: (a) la Refining (€352 milioni) in relazione 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; (b) la Exploration & Production (€262 milioni) in relazione a: (i) ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi sui pozzi (Hera Lacinia 17, Luna 41, Pandora 2DIR, Donata 4 DIR); (ii) l'avanzamento del programma

di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (c) la Corporate (€34 milioni) principalmente per migliorie apportate alle sedi di proprietà o in locazione.

Le svalutazioni hanno riguardato: (i) la Exploration & Production (€410 milioni) in relazione alla revisione dei prezzi del gas. Il tasso di attualizzazione post-tax è del 6,1%; (ii) la Refining per gli investimenti di periodo di compliance e stay in business relativi a CGU svalutate in precedenti esercizi e delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività (€306 milioni); il tasso di attualizzazione post-tax è del 6,8%. Maggiori informazioni relative agli impairment



8844 1/659

sono 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 altre variazioni includono: (i) il decremento 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 (€129 milioni); (ii) l'incremento dell'asset retirement cost delle attività materiali della linea di business Exploration & Production per effetto principalmente della variazione dei tassi di attualizzazione (€128 milioni).

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

(%)	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	Aliquota UOP
Impianti specifici di raffinaria e logistica	5,5-100
Impianti specifici di distribuzione	2-12,5
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 del 2,28% (1,76% al 31 dicembre 2022). Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €26 milioni. I contributi pubblici portati a decremento degli immobili, impianti e macchinari ammontano a €77 milioni.

12 Diritto di utilizzo beni in leasing e passività per beni in 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)	Altre tipologie	Totale
2023							
Valore iniziale netto	909	396	170	61	8	110	1.654
Operazioni straordinarie			(170)			(60)	(230)
Incrementi		32		53	126	22	233
Ammortamenti ^(a)	(103)	(56)		(29)	(20)	(30)	(238)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	85					(2)	83
Altre variazioni	(8)				(25)	(17)	(50)
Valore finale netto	883	372	-	85	89	23	1.452
Valore finale lordo	1.807	610	-	151	116	173	2.857
Fondo ammortamento e svalutazione	924	238		66	27	150	1.405
2022							
Valore iniziale netto	880	432	167	44	23	145	1.691
Incrementi	165	25	45	48		67	350
Ammortamenti ^(a)	(106)	(57)	(35)	(30)	(14)	(85)	(327)
Riprese di valore (svalutazioni) nette	(30)					(12)	(42)
Altre variazioni		(4)	(7)	(1)	(1)	(5)	(18)
Valore finale netto	909	396	170	61	8	110	1.654
Valore finale lordo	1.815	598	335	158	47	440	3.393
Fondo ammortamento e svalutazione	906	202	165	97	39	330	1.739

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



88441 / 660

Il diritto di utilizzo beni in leasing "RoU" di €1.452 milioni è riferito essenzialmente: (i) per €883 milioni ai contratti di tolling del Power in relazione, in particolare, al contratto di tolling di Enipower SpA. Tale contratto prevede che Enipower SpA produca, tramite le proprie centrali, energia elettrica e vapore esclusivamente per Eni SpA a fronte della messa a disposizione da parte di quest'ultima dei combustibili necessari e delle indicazioni sulle produzioni da effettuare; (ii) per €372 milioni all'affitto di immobili ad uso ufficio in particolare della Corporate, con una durata residua media di circa 5 anni comprensiva delle valutazioni effettuate in merito all'esercizio delle opzioni di rinnovo e di risoluzione anticipata; (iii) per €85 milioni ai contratti di leasing delle navi e relative basi logistiche per il trasporto di olio e gas in particolare della Exploration & Production; (iv) per €89 milioni ai contratti relativi ai

mezzi di perforazione navali - drilling rig della Exploration & Production con una durata residua contrattuale di circa 8 mesi; (v) per €19 milioni a contratti di leasing relativi ai sistemi di storage e apparati TLC della Corporate inclusi nella voce residuale "Altre tipologie".

Le operazioni straordinarie hanno riguardato essenzialmente il trasferimento a Enilive SpA, nell'ambito dell'operazione di conferimento, dei contratti di locazione relativi alle concessioni autostradali, le locazioni di stazioni di servizio ed il contratto di lavorazione con la Raffineria di Gela SpA.

Le riprese di valore nette di €83 milioni hanno riguardato essenzialmente i contratti di tolling del Power (€85 milioni).

Le passività per beni in leasing si analizzano come segue:

(€ milioni)	Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	Passività per beni in leasing a lungo termine	Totale
2023			
Valore iniziale	373	1.887	2.260
Operazioni straordinarie	(92)	(175)	(267)
Incrementi		233	233
Decrementi	(280)		(280)
Altre variazioni	289	(339)	(50)
Valore finale	290	1.606	1.896
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

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 €280 milioni; (ii) i pagamenti per interessi passivi di €90 milioni.

I principali contratti di leasing sottoscritti per i quali l'asset non è stato ancora messo a disposizione riguardano 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.

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 (€285 milioni) e dei mezzi navali di perforazione (€73 milioni).





8844 1/661

Gli ammontari rilevati nel conto economico si analizzano come segue:

(€ milioni)	2023	2022
Altri ricavi e proventi		
- proventi da remeasurement	4	6
	4	6
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		
- leasing di breve durata	5	73
- leasing di modico valore	19	14
- canoni di leasing variabili non inclusi nelle passività per beni in leasing		154
- oneri da remeasurement	4	
	28	241
Ammortamenti		
- ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing	238	327
- capitalizzazione ammortamenti diritto di utilizzo beni in leasing ad attività materiali	(28)	(21)
	210	306
Riprese di valore (svalutazioni) nette dei diritti utilizzo beni in leasing	83	(42)
Proventi (oneri) finanziari		
- interessi passivi su passività per beni in leasing	(90)	(73)
- oneri finanziari su passività per beni in leasing imputati ad attività materiali	3	1
	(87)	(72)

13 Attività immateriali

(€ milioni)	Concessioni, licenze, marchi e diritti simili	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Immobilitazioni in corso e acconti	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Attività immateriali a vita utile indefinita: Goodwill	Totale
2023							
Valore iniziale netto	10	55	5	155	225	16	241
Operazioni straordinarie		(5)	(4)	(2)	(11)	(14)	(26)
Investimenti		39	38		77		77
Ammortamenti		(39)		(19)	(58)		(58)
Riprese di valore (svalutazioni) nette			(11)		(11)		(11)
Dismissioni	(2)			(13)	(15)		(15)
Altre variazioni		4	33	7	44		44
Valore finale netto	8	54	61	128	251	2	253
Valore finale lordo	385	1.218	92	222	1.918	2	1.920
Fondo ammortamento e svalutazione	377	1.164	31	94	1.667		1.667
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



88441/662

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €8 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 €54 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 utilizzazione di processi produttivi di

raffineria. I coefficienti di ammortamento adottati sono compresi in un intervallo che va dal 10% al 100%.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €61 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business.

Le altre attività immateriali di €128 milioni riguardano essenzialmente l'acquisto del 50% dei diritti di liquefazione presso l'impianto di Damietta (€115 milioni).

14 Partecipazioni

(€ milioni)	2023				2022			
	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	58.626	1.085	104	59.815	55.113	796	101	56.010
Fusioni per incorporazione	(1.413)			(1.413)				
Acquisizioni e sottoscrizioni	2.983	7		2.990	2.830	627		3.457
Cessioni e rimborsi	(40)		(4)	(44)	(577)			(577)
Conferimenti	950			950	2.020	(14)		2.006
Rettifiche di valore	(2.199)	206		(1.993)	(462)	(323)		(785)
Valutazione al fair value con effetti a PN			2	2			3	3
Altre variazioni e riclassifiche	4	33		37	(298)	(1)		(299)
Valore finale	58.911	1.331	102	60.344	58.626	1.085	104	59.815
Valore finale lordo	74.663	2.228	102	76.993	73.410	2.188	104	75.702
Fondo svalutazione	15.752	897		16.649	14.784	1.103		15.887





88441/663

Le partecipazioni sono aumentate di €529 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)

Partecipazioni al 31 dicembre 2022	59.815
Fusioni per incorporazione	(1.413)
Eni Finance International SA	(1.413)
Acquisizioni e sottoscrizioni	2.990
- Interventi sul capitale	1.926
Versalis SpA	1.071
Enilive SpA (ex Eni Sustainable Mobility SpA)	311
Eni Rewind SpA	199
Floaters SpA	125
Eni Natural Energies SpA	81
Eni Mozambico SpA	75
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	40
Eniverse Ventures Srl	8
Agenzia Giornalistica Italia SpA	7
Eni Timor Leste SpA	2
Altre	7
- Acquisizioni	1.064
Eni Finance International SA	1.051
EniVibes Srl (ex Solares Srl)	13
Cessioni e Rimborsi	(44)
- Rimborsi di capitale	(40)
Enipower SpA	(17)
Serfactoring SpA - in liquidazione	(16)
leoc SpA	(7)
- Cessioni	(4)
Synthelion SA	(4)
Conferimenti	950
Enilive SpA (ex Eni Sustainable Mobility SpA)	1.049
Eniverse Ventures Srl	13
EniMoov SpA (ex Eni Fuel SpA)	(70)
Bioraffineria di Gela SpA (ex Raffineria di Gela SpA)	(29)
EniVibes Srl (ex Solares Srl)	(13)

(segue)



88441/664

(€ milioni)

Rettifiche di valore	(1.993)
- Riprese di valore	221
Saipem SpA	213
LNG Shipping SpA	8
- Svalutazioni	(2.214)
Versalis SpA	(1.072)
Eni Petroleum Co Inc	(706)
Eni Rewind SpA	(199)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	(115)
Eni Mozambico SpA	(60)
Export LNG Ltd	(36)
Floaters SpA	(6)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	(5)
Eni España Comercializadora de Gas SAU	(2)
Eni Natural Energies SpA	(2)
Eni Timor Leste SpA	(1)
Società Petrolifera Italiana SpA	(1)
Eni West Africa SpA	(1)
Altre minori	(8)
Valutazione al fair value con effetti a PN	2
Synhelion SA	1
Altre minori	1
Altre variazioni e riclassifiche	37
- Riclassifica da attività destinate alla vendita	33
SeaCorridor Srl	33
- Altre variazioni	4
Versalis SpA	1
Eni Plenitude SpA Società Benefit	1
Enilive SpA (ex Eni Sustainable Mobility SpA)	1
Altre	1
Partecipazioni al 31 dicembre 2023	60.344

Le fusioni hanno riguardato la fusione transfrontaliera per incorporazione della Eni Finance International SA. L'operazione è commentata alla nota n.4 - Fusioni per incorporazione.

I conferimenti hanno riguardato essenzialmente il conferimento a Enilive SpA (ex Eni Sustainable Mobility SpA) del ramo d'azienda "Sustainable Mobility" costituito dall'insieme dei rapporti attivi

e passivi inerenti all'attività raffinazione bio, commercializzazione e distribuzione di carburanti e altri prodotti petroliferi e bio e servizi alla mobilità. L'atto di conferimento è stato stipulato in data 15 dicembre 2022 con efficacia dal 1° gennaio 2023. L'operazione è stata effettuata in continuità di valori civilistici e fiscali e ha determinato un incremento del valore della partecipazione di €1.049 milioni.



8844 1/665

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 31.12.2023	Saldo netto al 31.12.2022	Saldo netto al 31.12.2023 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Partecipazioni in:					
Imprese controllate					
Agenzia Giomalistica Italia SpA	100,000	3	5	11	6
Ecofuel SpA	100,000	48	48	251	203
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni Energia Italia Srl	100,000			—	
Eni España Comercializadora De Gas SAU	100,000	50	48	76	28
Eni Finance International SA		362			
EniMoov SpA (ex Eni Fuel SpA)		70			
Eni Gas Transport Services Srl	100,000	—	—	—	
Eni Global Energy Markets SpA	100,000	655	655	808	153
Eni Insurance Designated Activity Company	100,000	500	500	626	126
Eni International BV	100,000	42,445	42,445	45,102	2,657
Eni International Resources Ltd	99,998	2	2	6	4
Eni Investments Plc	99,999	4,662	4,662	3,805	(857)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	502	427	4	(423)
Eni Mozambique SpA	100,000	58	73	12	(61)
Eni Natural Energies SpA	100,000	75	154	127	(27)
Eni Petroleum Co Inc	63,857	2,337	1,631	1,409	(222)
Eni Plenitude SpA Società Benefit	100,000	4,880	4,881	5,236	355
Eni Rewind SpA	99,999			144	144
Enilive SpA (ex Eni Sustainable Mobility SpA)	100,000	198	1,559	1,635	76
Eni Timor Leste SpA	100,000	2	3	2	(1)
Eni Trade & Biofuels SpA	100,000	207	207	174	(33)
Eni Trading & Shipping SpA - in liquidazione	100,000			8	8
Eni West Africa SpA	100,000	4	3	3	
Enipower SpA	51,000	337	320	397	77
EniProgetti SpA	100,000	24	24	42	18
EniServizi SpA	100,000	18	17	17	
Eniverse Ventures Srl	100,000		21	18	(3)
Export LNG Ltd	100,000	602	566	566	
Floaters SpA	100,000	253	372	372	
Ieoc SpA	100,000	10	3	2	(1)
LNG Shipping SpA	100,000	224	232	232	
Bioraffineria di Gela SpA (ex Raffineria di Gela SpA)		29			
Serfactoring SpA - in liquidazione		16			

(segue)



8844 1/666

(€ milioni)	Quota % posseduta al 31.12.2023	Saldo netto al 31.12.2022	Saldo netto al 31.12.2023 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Servizi Aerei SpA	100,000	47	47	47	
Società Petroliera Italiana SpA	99,964	3	3	3	
Versalis SpA	100,000			61	61
Totale imprese controllate		58.626	58.911		
Imprese collegate e joint venture					
Consorzio per l'attuazione del Progetto Divertor Tokamak Test DTT Scarl	25,000			2	2
Mozambique Rovuma Venture SpA	35,714	354	354	343	(11)
Norpipe Terminal HoldCo Ltd	14,201	1	1	7	6
Saipem SpA	31,193	702	915	722	(193)
Serain SpA	25,000	—	—	—	
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA	70,000	28	28	21	(7)
South Italy Green Hydrogen Srl	50,000	—	—	—	
SeaCorridor Srl	50,100		33	530	497
Totale imprese collegate e joint venture		1.085	1.331		
		59.711	60.242		

Le svalutazioni delle partecipazioni del settore Exploration & Production sono state operate a seguito dell'effetto combinato dell'indebolimento dei prezzi degli idrocarburi attesi nel breve-medio termine, della revisione di stima delle riserve e dei maggiori costi d'esercizio. 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. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla produzione stimati applicando ai profili produttivi delle riserve certe e probabili attesi dagli assets della partecipata gli scenari di mercato dei prezzi degli idrocarburi; (ii) le stime dei futuri costi di sviluppo, di estrazione, di smantellamento e ripristino degli impianti e dei costi generali specifici; (iii) la stima delle imposte. I flussi di cassa sono stati attualizzati utilizzando un WACC adjusted compreso tra il 6,1% e il 10,90%.

Per le altre partecipazioni, in presenza di impairment indicator, generalmente rappresentati da valori di iscrizione superiori rispetto al valore di patrimonio netto, è stata operata la verifica del valore recuperabile considerando il maggiore tra il fair value e il valore d'uso. Il fair value è determinato generalmente sulla base delle quotazioni di borsa. La stima del valore d'uso è determinata attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al

netto dei costi di dismissione ovvero considerando il complesso degli esiti degli impairment test condotti dalle partecipate. In particolare, la stima del valore recuperabile rispetto a quella di libro ha riguardato, tra l'altro:

- 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 6,8%;
- Società Oleodotti Meridionali SpA sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale, con un orizzonte temporale pari alla vita utile dell'oleodotto, utilizzando un tasso di attualizzazione WACC adjusted del 6,4%.

Con riferimento a Saipem SpA, la verifica della recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione riflette la quotazione di Borsa al 29 dicembre 2023, 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 (€6 milioni), la partecipazione dell'1,30% nella Simest SpA (€4 milioni), e la partecipazione del 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.



88441/667

15 Altre attività finanziarie

(€ milioni)	31.12.2023		31.12.2022	
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.970	15.608	218	2.126
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	4.242		3.542	
	6.212	15.608	3.760	2.126
Titoli strumentali all'attività operativa				20
	6.212	15.608	3.760	2.146

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano essenzialmente i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine verso le società del Gruppo. I crediti finanziari si incrementano per effetto della centralizzazione in Italia della gestione dei finanziamenti e dei depositi delle società estere del Gruppo, attività precedentemente svolte da Eni Finance International SA fusa per incorporazione.

I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano crediti a breve termine verso le società del Gruppo derivanti, essenzialmente, da rapporti di conto corrente con le società del Gruppo. Le convenzioni in essere al 31 dicembre 2023 prevedono, per tali crediti finanziari, l'applicazione di un tasso di interesse determinato, per ciascuna divisa, sulla base di un benchmark interest rate maggiorato di uno spread che riflette il costo del funding per Eni, il margine operativo per la remunerazione dell'attività svolta e il rischio Paese in cui sono svolte le operations della controparte.

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €13.883 milioni.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa con scadenza oltre i 5 anni ammontano a €757 milioni (€57 milioni al 31 dicembre 2022).

Il fair value dei crediti finanziari strumentali ammonta a €17.959 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione in euro compresi tra 1,86% e 4,01% e in dollari USA compresi tra 3,45% e 5,74%.

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.

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 e passività per imposte differite

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Imposte sul reddito anticipate IRES	2.366	2.973
Imposte sul reddito differite IRES	(438)	(469)
Imposte sul reddito anticipate IRAP		162
Imposte sul reddito differite IRAP		(74)
Imposte sul reddito anticipate estere	6	25
Imposte sul reddito differite estere	(5)	(23)
Totale Eni SpA	1.929	2.594
Imposte anticipate (differite) società in joint operation	89	90
Attività per imposte anticipate	2.018	2.684
Imposte sul reddito differite IRAP	(60)	
Passività per imposte differite	(60)	



88441/668

Le imposte anticipate nette IRES di Eni SpA di €2.018 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.

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

(€ milioni)	Valore al 31.12.2022	Incrementi	Decrementi	Operazioni straordinarie	Altre variazioni	Valore al 31.12.2023
Imposte differite lorde:						
- differenze su attività materiali ed immateriali	(33)		3		12	(18)
- differenze su derivati	(416)				64	(352)
- altre	(117)	(94)	52	1	25	(133)
	(566)	(94)	55	1	101	(503)
Imposte anticipate lorde:						
- differenze su derivati						
- fondi per rischi ed oneri	1.652	293	(187)	(177)		1.581
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	1.096	188	(127)	(89)	(25)	1.043
- differenze su attività materiali ed immateriali	268	7	(47)	(2)		226
- svalutazione crediti	88	3	(52)	(4)		35
- fondi per benefici ai dipendenti	91	35	(27)	(5)		94
- perdita fiscale	2.462	44	(615)			1.891
- altre	205	27	(134)	(1)	(11)	86
	5.862	597	(1.189)	(278)	(36)	4.956
- valutazione anticipate	(2.702)	118				(2.584)
	3.160	715	(1.189)	(278)	(36)	2.372
Totale Eni SpA	2.594	621	(1.134)	(277)	65	1.869
Imposte anticipate joint operation	98		(2)			96
Imposte differite joint operation	(8)		1			(7)
Totale joint operation	90		(1)			89
Totale attività per imposte anticipate e passività per imposte differite	2.684	621	(1.135)	(277)	65	1.958





8844 1/669

17 Debiti commerciali e altri debiti

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Debiti commerciali	7.033	11.682
Acconti e anticipi da partner per attività di esplorazione e produzione	49	35
Debiti per attività di investimento	255	237
Debiti verso altri	499	426
	7.836	12.380

I debiti commerciali di €7.033 milioni riguardano essenzialmente i debiti della linea di business Global Gas & LNG Portfolio di €3.118 milioni (€7.508 milioni al 31 dicembre 2022) e della linea di business Refining di €2.639 milioni (€3.092 milioni al 31 dicembre 2022).

I debiti verso altri di €499 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€174 milioni); (ii) i debiti verso controllate partecipanti al

consolidato fiscale (€245 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)	31.12.2023				31.12.2022			
	Passività finanziarie a breve termine	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale	Passività finanziarie a breve termine	Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine	Passività finanziarie a lungo termine	Totale
Banche	2.373	566	965	3.906	1.974	767	1.507	4.248
Obbligazioni ordinarie		1.952	19.159	21.111		2.116	14.544	16.660
Obbligazioni convertibili		9	917	926				
Altri finanziatori	21.385		3	21.388	12.148		3	12.151
	23.758	2.529	21.044	47.331	14.122	2.883	16.054	33.059

Al 31 dicembre 2023 le passività finanziarie con banche comprendono: (i) i contratti di finanziamento sustainability-linked, che prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità per €701 milioni; (ii) commercial paper per €2.277 milioni (€756 milioni al 31 dicembre 2022).

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 2023 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontano a €732 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.



8844 1/6fo

L'analisi dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2023 è di seguito indicata:

(€ milioni)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %
Obbligazioni ordinarie:						
- Euro Medium Term Notes	1.250	22	1.272	EUR	2033	4,250
- Euro Medium Term Notes	1.200	14	1.214	EUR	2025	3,750
- Euro Medium Term Notes	1.000	31	1.031	EUR	2029	3,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	12	1.012	EUR	2026	1,500
- Euro Medium Term Notes	1.000	4	1.004	EUR	2030	0,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	4	1.004	EUR	2026	1,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	10	1.010	EUR	2031	2,000
- Euro Medium Term Notes	900	1	901	EUR	2024	0,625
- Euro Medium Term Notes	800	3	803	EUR	2028	1,625
- Euro Medium Term Notes	750	13	763	EUR	2024	1,750
- Euro Medium Term Notes	750	8	758	EUR	2027	1,500
- Euro Medium Term Notes	750	(3)	747	EUR	2034	1,000
- Euro Medium Term Notes ^(a)	679	10	689	USD	2027	variabile
- Euro Medium Term Notes	650	5	655	EUR	2025	1,000
- Euro Medium Term Notes	600	(2)	598	EUR	2028	1,125
- Euro Medium Term Notes ^(a)	500	3	503	EUR	2025	1,275
- Euro Medium Term Notes ^(a)	452		452	USD	2026	variabile
- Euro Medium Term Notes ^(a)	452	(1)	451	USD	2026	variabile
- Euro Medium Term Notes ^(a)	100	4	104	EUR	2028	5,441
- Euro Medium Term Notes ^(a)	75	2	77	EUR	2043	3,875
- Euro Medium Term Notes ^(a)	70	1	71	EUR	2032	4,000
- Euro Medium Term Notes ^(a)	50	(1)	49	EUR	2031	4,800
- Bond US	905	7	912	USD	2028	4,750
- Bond US	905	1	906	USD	2029	4,250
- Bond US	317	1	318	USD	2040	5,700
	17.155	149	17.304			
- Retail -sustainability-linked	2.000	44	2.044	EUR	2028	4,300
- Euro Medium Term Notes -sustainability-linked	1.000	(1)	999	EUR	2028	0,375
- Euro Medium Term Notes -sustainability-linked	750	14	764	EUR	2027	3,625
	3.750	57	3.807			
	20.905	206	21.111			

(a) Prestiti obbligazionari ordinari rilevati a seguito della fusione per incorporazione di Eni Finance International SA.

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 2023 il programma risulta utilizzato per €16,8 miliardi. Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €2.821 milioni. Nel corso del 2023 sono state emesse nuove obbligazioni ordinarie all'interno del programma Euro Medium Term Notes per €1.272 milioni.

Nel corso del 2023, sono stati emessi 2 prestiti obbligazionari le cui obbligazioni sono collegate al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità, il primo destinato ad un pubblico retail di €2.000 milioni e il secondo nell'ambito del programma Euro medium Term Notes di €750 milioni, che riguardano: (i) Net Carbon Footprint upstream (Scope 1 e 2) pari o inferiore a 5,2 milioni di tonnellate di

CO₂ equivalenti al 31 dicembre 2025; (ii) capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili pari o superiore a 5 GW al 31 dicembre 2025. Nel caso di mancato raggiungimento di uno dei due obiettivi gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse.

Eni, inoltre, ha in essere un sustainability-linked bond per un ammontare nominale complessivo di €1.000 milioni le cui obbligazioni sono collegate al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità, che riguardano: (i) 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; (ii) capacità installata da fonti rinnovabili di 5 GW entro il 2025. Nel caso di mancato raggiungimento di uno dei due obiettivi gli accordi prevedono un incremento del tasso di interesse.



8844 1/671

(€ milioni)	Importo nominale	Disaggio di emissione, rateo di interesse e altre rettifiche	Totale	Valuta	Scadenza	Tasso %
Obbligazioni convertibili:						
Bond convertibile senior unsecured sustainability-linked	1.000	5	1.005	EUR	2030	2,950
di cui componente passività finanziarie	920	6	926			
di cui componente equity	80	(1)	79			

Nel corso del 2023 è stato emesso un prestito obbligazionario convertibile senior unsecured sustainability-linked per un valore nominale complessivo di €1.000 milioni. Le obbligazioni saranno convertibili in azioni ordinarie Eni acquistate nell'ambito del piano di acquisto di azioni proprie approvato dall'Assemblea degli Azionisti del 10 maggio 2023 e avranno una durata di 7 anni, saranno emesse ad un prezzo pari al 100% del loro valore nominale e pagheranno una cedola annuale del 2,95%. Il prezzo di conversione sarà di €17,5513, rappresentante un premio del 20% sopra il prezzo di riferimento di €14,6261, determinato come prezzo medio ponderato (Volume Weighted Average Price o VWAP) delle azioni ordinarie Eni rilevato sul mercato regolamentato di Borsa Italiana nella giornata del 7 settembre 2023 tra il momento di avvio delle contrattazioni e la fissazione dei termini economici del collocamento. Le obbligazioni saranno collegate al conseguimento dei target di sostenibilità relativi a emissioni nette di gas serra (Scope 1 e Scope 2) associate alle operazioni Upstream e alla capacità installata per la produzione di energia elettrica da fonti rinnovabili, se-

condo le modalità previste nei termini e condizioni delle obbligazioni. Le passività finanziarie verso altri finanziatori di €21.388 milioni si riferiscono essenzialmente ai rapporti di conto corrente e i depositi intrattenuti dalle società del Gruppo e si incrementano per gli effetti della fusione in Eni SpA di Eni Finance International SA, precedentemente deputata a gestire la copertura dei fabbisogni e ad assorbire i surplus finanziari delle società estere del Gruppo. Le convenzioni in essere al 31 dicembre 2023 prevedono, per i conti correnti e i depositi intercompany, l'applicazione di un tasso di interesse determinato, per ciascuna divisa, sulla base di un benchmark interest rate maggiorato di uno spread che riflette il costo del funding per Eni e il margine operativo per l'attività di tesoreria accentrata svolta.

Le passività finanziarie a breve termine in moneta diversa dall'euro ammontano a €15.574 milioni.

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

(€ milioni)	31.12.2023		31.12.2022	
	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	19.846	2,34	15.782	1,78
Dollaro USA	3.727	5,76	3.155	4,48
	23.573		18.937	

Al 31 dicembre 2023, Eni dispone di linee di credito sustainability-linked a lungo termine committed per €9.000 milioni (€8.100 milioni al 31 dicembre 2022) non utilizzate. Questi contratti prevedono un meccanismo di aggiustamento del costo del finanziamento collegato al

conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità. 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.



88441/612

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €23.176 milioni e si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Obbligazioni ordinarie	16.805	14.516
Obbligazioni convertibili	1.061	
Obbligazioni sustainability-linked	3.840	826
Banche	1.469	2.157
Altri finanziatori	1	1
	23.176	17.500

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 il 1,86% e il 4,01% (tra il

1,84% e il 3,25% al 31 dicembre 2022) e per il dollaro USA compresi tra il 3,45% e il 5,74% (tra il 3,30% e il 5,12% al 31 dicembre 2022). 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	Passività per beni in leasing a lungo termine e quote a breve di passività per leasing a lungo termine	Totale indebitamento finanziario lordo
Valore al 31.12.2022	14.122	18.937	2.260	35.319
Variazioni monetarie	13.854	2.333	(280)	15.907
Differenze cambio da conversione e da allineamento	(166)	(109)		(275)
Fusione Eni Finance International SA	(4.120)	2.419		(1.701)
Altre variazioni non monetarie e rami d'azienda	68	(7)	(84)	(23)
Valore al 31.12.2023	23.758	23.573	1.896	49.227

Le altre variazioni comprendono gli incrementi delle passività per leasing connessi con le nuove attivazioni di contratti e la revisione dei precedenti e il decremento delle passività per leasing per effetto del conferimento del ramo d'azienda "Sustainable Mobility" alla partecipata Enilive SpA.





8844 1/673

20 Analisi dell'indebitamento finanziario netto

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
A. Disponibilità liquide	855	1.011
B. Mezzi equivalenti a disponibilità liquide	6.264	5.617
C. Altre attività finanziarie correnti	10.522	11.357
D. Liquidità (A+B+C)	17.641	18.985
E. Debito finanziario corrente	25.719	16.238
- di cui debito finanziario corrente verso società del Gruppo	21.377	12.133
F. Quota corrente del debito finanziario non corrente	858	1.140
G. Indebitamento finanziario corrente (E+F)	26.577	17.378
H. Indebitamento finanziario corrente netto (G-D)	8.936	(1.607)
I. Debito finanziario non corrente	2.574	3.397
J. Strumenti di debito	20.076	14.544
K. Debiti commerciali e altri debiti		
L. Indebitamento finanziario non corrente (I+J+K)	22.650	17.941
M. Totale indebitamento finanziario (H+L)	31.586	16.334

Le disponibilità liquide e mezzi equivalenti comprendono circa €198 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 €290 milioni e €1.606 milioni (rispettivamente €373 milioni e €1.887 milioni al 31 dicembre 2022).

21 Fondi per rischi e oneri

(€ milioni)	Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	Fondo rischi e oneri ambientali	Fondo rischi per contenziosi	Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	Altri fondi per rischi ed oneri	Totale
Valore al 31.12.2022	3.491	936	617	138	479	5.661
Operazioni straordinarie	(27)	(112)	(6)		(118)	(263)
Rilevazione iniziale e variazioni di stima	(1)					(1)
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo	76	3				79
Accantonamenti	112	365	37	14	463	991
Utilizzi a fronte oneri	(174)	(205)	(179)		(28)	(586)
Utilizzi per esuberanza	(1)	(24)	(186)		(11)	(222)
Altre variazioni	(9)		(6)		(3)	(18)
Valore al 31.12.2023	3.467	963	277	152	782	5.641



8844 1/674

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €3.467 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 (€2.594 milioni), il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il 2,15 % e il 2,97%; il periodo previsto degli esborsi è 2024-2025; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con le autorità regionali (€453 milioni); (iii) la stima dei costi di decommissioning di linee produttive e strutture logistiche ausiliarie di raffinazione (€418 milioni). Il fondo rischi e oneri ambientali di €963 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 (€525 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (€46 milioni), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€137 milioni), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (€49 milioni), negli impianti di raffinazione (€61 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 (€87 milioni); (iv) gli oneri ambientali riferibili ad altri siti non operativi (€58 milioni).

Il fondo rischi per contenziosi di €277 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 €152 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.

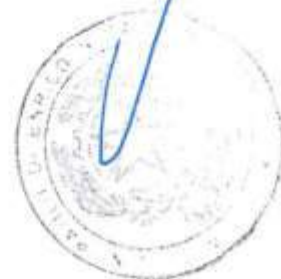
Gli altri fondi di €782 milioni comprendono: (i) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria per imposte indirette (€109 milioni); (ii) il fondo per contratti onerosi (€46 milioni) relativamente agli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso; (iii) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso ai piani di incentivazione monetaria differita, di lungo termine e azionaria (€31 milioni); (iv) 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 (€12 milioni).

22 Fondi per benefici ai dipendenti

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Piani a benefici definiti:		
- TFR	75	102
- Piani esteri a benefici definiti	2	1
- Fidej e altri	73	72
	150	175
Altri fondi per benefici ai dipendenti	186	166
	336	341

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 €186 milioni riguardano essenzialmente gli incentivi monetari differiti per €89 milioni, il contratto di espansione per €85 milioni e i premi di anzianità per €12 milioni.





8844 1/695

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

(€ milioni)	2023						2022					
	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	102	23	72	197	166	363	133	23	94	250	164	414
Costo corrente		1	1	2	31	33		1	2	3	33	36
Interessi passivi	3	1	2	6	5	11	1		1	2		2
Rivalutazioni:	2		1	3	1	4	(13)	(1)	(21)	(35)	(7)	(42)
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	1		2	3		3	(17)	(4)	(22)	(43)	(7)	(50)
- Effetto dell'esperienza passata	1		(1)		1	1	4	3	1	8		8
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzioni	2		3	5	66	71					45	45
Benefici pagati	(23)	(1)	(5)	(29)	(52)	(81)	(20)		(4)	(24)	(50)	(74)
Altre variazioni	(11)		(1)	(12)	(31)	(43)	1			1	(19)	(18)
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	75	24	73	172	186	358	102	23	72	197	166	363
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		23		23		23		22		22		22
Contributi al piano:		1		1		1		1		1		1
- Contributi del datore di lavoro		1		1		1		1		1		1
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		24		24		24		23		23		23
Massimale di attività/passività onerosa all'inizio dell'esercizio		1		1		1		1		1		1
Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa		1		1		1						
Massimale di attività/passività onerosa alla fine dell'esercizio (c)		2		2		2		1		1		1
Passività netta rilevata in bilancio (a-b+c)	75	2	73	150	186	336	102	1	72	175	166	341

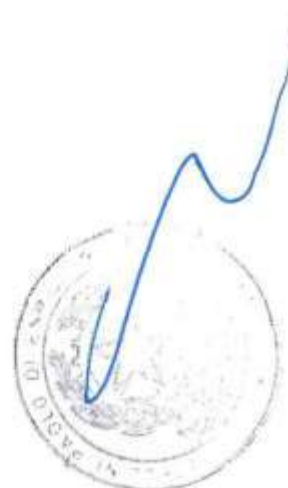
Le altre variazioni comprendono la quota contratto di espansione la cui erogazione è differita al 2024 (€25 milioni) e gli effetti del ramo del conferimento a Enilive SpA del ramo d'azienda "Sustainable Mobility" (€18 milioni).



88441/676

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

(€ milioni)	TFR	Pluri esteri a benefici definiti	Fisde e altri	Totale piani a benefici definiti	Altri fondi per benefici ai dipendenti	Totale
2023						
Costo corrente		1	1	2	31	33
Costo per prestazioni passate e (utili) perdite per estinzione	2		3	5	66	71
Interessi passivi (attivi) netti:						
- Interessi passivi sull'obbligazione	3	1	2	6	5	17
Totale interessi passivi (attivi) netti	3	1	2	6	5	11
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	3	1	2	6		6
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					1	1
Totale	5	2	6	13	103	116
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"	2	1	4	7	103	110
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	3	1	2	6		6
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
Totale interessi passivi (attivi) netti	1		1	2	-	2
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	1		1	2		2
Rivalutazioni dei piani a lungo termine					(7)	(7)
Totale	1	1	3	5	71	76
- di cui rilevato nel "Costo lavoro"		1	2	3	71	74
- di cui rilevato nei "Proventi (oneri) finanziari"	1		1	2		2





88441/677

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

(€ milioni)	2023				2022			
	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 finanziarie	1		2	3	(17)	(4)	(22)	(43)
- Effetto dell'esperienza passata	1		(1)		4	3	1	8
- Modifiche nel massimale di attività/passività onerosa		1		1				
	2	1	1	4	(13)	(1)	(21)	(35)

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Attività a servizio del piano:		
- con prezzi quotati in mercati attivi	24	23
	24	23

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

		TFR	Piani esteri a benefici definiti	FISDE e altri	Altri fondi per benefici ai dipendenti
2023					
Tassi di sconto	(%)	3,1	3,2	3,1	3,1 - 3,3
Tasso di inflazione	(%)	2	1,9	2	2
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	
2022					
Tassi di sconto	(%)	3,7	3,5	3,7	3,4 - 3,7
Tasso di inflazione	(%)	2,4	1,9	2,4	2,4
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per benefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €72 milioni, di cui €12 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

Gli effetti derivanti da modifiche ragionevolmente possibili delle ipotesi attuariali alla fine dell'esercizio non sono significativi.



88441/678

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
31.12.2023				
2024	7	—	5	60
2025	7	—	5	58
2026	7	—	4	52
2027	8	—	4	15
2028	9	—	4	5
Oltre il 2028	37	—	51	8
Durata media ponderata				
anni	6,0	10,0	11,6	2,9
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





88441/649

23 Strumenti finanziari derivati e Hedge Accounting

(€ milioni)	31.12.2023		31.12.2022	
	Fair value attivo	Fair value passivo	Fair value attivo	Fair value passivo
Contratti derivati non di copertura				
Contratti su valute				
- Currency swap	71	178	112	136
- Outright	12	2	28	22
- Interest currency swap		84	134	144
	83	264	274	302
Contratti su interessi				
- Interest rate swap	44	34	117	96
	44	34	117	96
Contratti su merci				
- Over the counter	4.054	3.966	13.854	13.155
- Future	1	7	9	6
- Opzioni vendute			2	
- Opzioni acquistate	31	32		2
- Altri	11			80
	4.097	4.005	13.865	13.243
	4.224	4.303	14.256	13.641
Contratti derivati cash flow hedge				
Over the counter	1.060	41	1.093	770
	1.060	41	1.093	770
Totale contratti derivati	5.284	4.344	15.349	14.411
Di cui:				
- correnti	4.968	4.007	12.768	12.489
- non correnti	316	337	2.581	1.922

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.

Il fair value attivo comprende, per €15 milioni, interest rate swap sustainability-linked con primari istituti bancari che prevedono un

meccanismo di aggiustamento del costo collegato al conseguimento di determinati obiettivi di sostenibilità.

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)	31.12.2023			31.12.2022		
	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace	Valore nominale dello strumento di copertura	Variazione fair value efficace	Variazione fair value inefficace
Contratti derivati cash flow hedge						
Contratti su merci	3.017	1.921	191	3.347	(2.021)	(185)



8844 1/680

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

(€ milioni)	31.12.2023			31.12.2022		
	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficienza delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico	Variazione di valore cumulata dell'oggetto coperto utilizzata per il calcolo dell'inefficienza delle coperture	Riserva cash flow hedge	Rigiro a conto economico
Cash flow hedge						
Rischio prezzo commodity						
- Vendite programmate	(1.921)	1.216	2.138	1.890	1.435	(4.250)

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 rife-

rimento 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 n. 26 - Garanzie, impegni e rischi.

L'esposizione al rischio di cambio derivante dai titoli denominati in dollari USA (€2.562 milioni) compresi nel portafoglio di liquidità strategica, è gestita utilizzando quale strumento di copertura, in una relazione fair value hedge, le differenze di cambio (positive di €75 milioni nel corso del 2023) che maturano su una porzione dei prestiti obbligazionari in dollari USA (€2.135 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)	2023	2022
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati non di copertura	514	(6.140)
Proventi (oneri) netti su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	191	(185)
	705	(6.325)

Gli altri proventi operativi netti di €705 milioni (oneri operativi netti di €6.325 milioni nel 2022) riguardano essenzialmente la rilevazione a conto economico degli effetti relativi al regolamento e alla valuta-

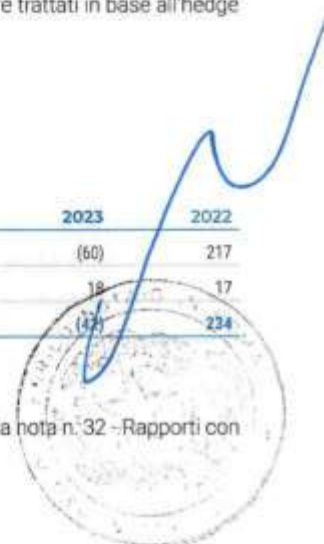
zione al fair value degli strumenti finanziari derivati su commodity in parte privi dei requisiti formali per essere trattati in base all'hedge accounting.

EFFETTI RILEVATI NEI PROVENTI (ONERI) FINANZIARI

(€ milioni)	2023	2022
Strumenti finanziari derivati su valute	(60)	217
Strumenti finanziari derivati su tassi di interesse	18	17
	(42)	234

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.





88441/684

24 Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €2 milioni (€82 milioni nel 2022), si riducono di €80 milioni per effetto del perfezionamento delle cessioni del 49,9% della partecipazione in SeaCorridor Srl e della par-

tecipazione in Servizi Fondo Bombole Metano SpA. Al 31 dicembre 2023 le attività destinate alla vendita si riferiscono principalmente a siti dismessi della linea Refining.

25 Patrimonio netto

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(2.333)	(2.937)
Riserva azioni proprie in portafoglio	2.333	2.937
Altre riserve di capitale:	7.968	9.629
Riserve di rivalutazione:	7.527	9.188
- 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	5.139	7.439
- Legge n. 342/2000 liberata ex art. 2445 c.c.	2.300	1.661
- Legge n. 448/2001	43	43
Riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993	378	378
Riserva conferimenti Leggi n. 730/1983, 749/1985, 41/1986	63	63
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	864	1.020
Riserva fair value partecipazioni minoritarie	(6)	(8)
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(35)	(32)
Riserva IFRS 10 e 11	(106)	(114)
Altre riserve:	29.098	26.658
Riserve di utili	28.986	26.631
- Riserva disponibile	27.619	25.489
- Riserva da avanzo di fusione	867	636
- Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1986	412	412
- Riserva art. 14 Legge n. 342/2000	74	74
- Riserva plusvalenza da realizzo titoli azionari Legge n. 169/1983	19	19
- Riserva art. 13 D.lgs. n. 124/1993	1	1
Riserva Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario	33	27
Componente equity prestito obbligazionario convertibile	79	
Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	5.000
Utile dell'esercizio	3.272	5.403
	51.019	52.520



8844 1 | 682

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2023, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 3.375.937.893 azioni ordinarie. La distribuzione per azionario è articolata come segue: (i) n. 157.552.137 azioni, pari al 4,67%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 27,73%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti SpA; (iii) n. 157.115.336 azioni, pari al 4,65%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.125.090.942 azioni, pari al 62,95%, 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 ridenominazione 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 2023, le azioni proprie acquistate ammontano a €2.333 milioni (€2.937 milioni al 31 dicembre 2022), e sono rappresentate da n. 157.115.336 azioni ordinarie. L'Assemblea, nelle sedute del 13 maggio 2020 e del 10 maggio 2023 ha approvato rispettivamente i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022 e 2023-2025, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022 e di 16 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2023-2025. Nell'esercizio 2023, sono state acquistate n. 128.894.264 azioni proprie per un controvalore complessivo di €1.837 milioni, sono state cancellate n. 195.550.084 azioni proprie per un controvalore complessivo di €2.400 milioni e sono state assegnate a titolo gratuito ai diri-

genti del Gruppo Eni n. 2.326.678 azioni proprie per un controvalore complessivo di €41 milioni, a seguito della conclusione del Periodo di Vesting come previsto dal "Piano di incentivazione di Lungo Termine 2020-2022".

Riserva azioni proprie in portafoglio

La riserva azioni proprie in portafoglio di €2.333 milioni (€2.937 milioni al 31 dicembre 2022) è a fronte del valore di iscrizione n. 157.115.336 azioni ordinarie acquistate fino al 31 dicembre 2023 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.

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di €7.968 milioni riguardano:

- riserve di rivalutazione: €7.527 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. Tali riserve derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES. Il CdA di Eni, nelle sedute del 22 febbraio 2023 e del 16 marzo 2023, verificata la sussistenza delle condizioni di legge ai fini della distribuzione, ha approvato, rispettivamente, la terza tranche del dividendo 2022 (€0,22 per azione pari a €736 milioni) e quarta tranche del dividendo 2022 (€0,22 per azione pari a €736 milioni), utilizzando, allo scopo, la riserva ex Legge 342/2000, il cui utilizzo è stato oggetto di deliberazione da parte dell'Assemblea dell'11 maggio 2022. L'Assemblea del 10 maggio 2023 ha deliberato la possibilità di utilizzare le riserve disponibili di Eni SpA a titolo e in luogo del pagamento del dividendo dell'esercizio 2023, stabilito in €0,94 per azione da regolarsi in 4 tranches (€0,24 per azione per le distribuzioni di settembre 2023 e marzo 2024; €0,23 per azione per le distribuzioni di novembre 2023 e maggio 2024). L'Assemblea del 10 maggio 2023 ha altresì approvato l'utilizzo dell'ammontare residuo (€189 milioni) della riserva ex Legge 342/2000, il cui utilizzo è stato oggetto di deliberazione da parte dell'Assemblea dell'11 maggio 2022 per il pagamento di parte della prima tranche del dividendo 2023 di €0,24 per azione del mese di settembre 2023. 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 €2.300 milioni consentendo, tuttavia, il ricorso ad altre riserve disponibili di Eni SpA per operare le distribuzioni qualora l'osservanza delle previsioni di legge non dovesse consentire l'utilizzo in tempo uti-



88441/683

le ovvero venisse ritenuto necessario o opportuno nell'interesse degli azionisti procedere in altro modo;

- riserva adeguamento patrimonio netto Legge n. 292/1993: €378 milioni. Accoglie la riclassifica della Riserva per acquisto 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 €864 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 lorda	Effetto Fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2022	1.435	(415)	1.020
Variazione dell'esercizio	1.921	(556)	1.365
Rigiro a conto economico	(2.138)	619	(1.519)
Rigiro a rettifica rimanenze	(2)		(2)
Riserva al 31 dicembre 2023	1.216	(352)	864

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 €35 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 €106 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 consolidamento proporzionale della partecipazione in Raffineria di Milazzo Scrl e accoglie essenzialmente la differenza tra il valore della partecipazione classificata 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 €29.098 milioni riguardano:

le riserve di utili per €28.986 milioni:

- riserva disponibile: €27.619 milioni, si incrementa di €2.130 milioni per effetto, tra l'altro, dell'attribuzione dell'utile 2022 (€5.395 milioni), in esecuzione della delibera dell'Assemblea ordinaria del 10 maggio 2023. La riserva, inoltre, si decrementa principalmente per effetto: (i) della distribuzione agli azionisti di parte della prima tranche del dividendo dell'esercizio 2023 di €0,24 per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione in data 27 luglio 2023 (€609 milioni); per la restante quota (€189 milioni) è stata utilizzata la riserva ex Lege 342/2000 liberata dall'Assemblea dell'11 maggio 2022; (ii) della distribuzione agli azionisti della seconda tranche del dividendo dell'esercizio 2023 di €0,23 per azione deliberato dal Consiglio di Amministrazione in data 26 ottobre 2023 (€735 milioni); (iii) 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 (€1.837 milioni).
- riserva da avanzo di fusione: €861 milioni. La riserva di incremento di €225 milioni per effetto della fusione transfrontaliera per incorporazione di Eni Finance International SA. L'operazione è commentata alla nota n.4 - Fusioni per incorporazione. La riserva



88441/684

accoglie inoltre 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 trae 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 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.

La riserva Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario: €33 milioni. Accoglie gli effetti dei Piani di Incentivazione di Lungo Termine azionario in contropartita del conto economico in relazione ai dipendenti Eni (€19 milioni) e in contropartita alla voce partecipazioni (€14 milioni) in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate.

Componente equity prestito obbligazionario convertibile: €79 milioni. Accoglie gli effetti della componente equity del prestito obbligazionario convertibile senior unsecured sustainability-linked. Per maggiori dettagli si rinvia alla nota 18 - Passività finanziarie.

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, incrementato di un ulteriore margine di 25 punti base a partire dal 13 ottobre 2034 e di un successivo aumento di ulteriori 75 punti base a 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,



88441685

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	7.968		7.968
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 ^(*)	5.139	A,B,C	5.139
Riserva di rivalutazione - Legge n. 342/2000 liberata ex art. 2445 cc	2.300	A,B,C	2.300
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	29.815		
Riserve di utili	28.986		28.986
- Riserva disponibile	27.619	A,B,C	27.619
- Riserva da avanzo di fusione	861	A,B,C	861
- Riserva da contributi in c/capitale art. 88 D.P.R. n. 917/1985	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	33	B	
Componente equity prestito obbligazionario convertibile	79	B	
Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	864	B	
Riserva fair value partecipazioni minoritarie	(6)		
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(35)		
Riserva IFRS 10 e 11	(106)	-	
Riserva azioni proprie in portafoglio	(2.333)	-	
Azioni proprie acquistate	2.333	-	
Obbligazioni subordinate perpetue	5.000	-	
Utile dell'esercizio	3.272		
	51.019		

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 €0,7 miliardi salvo l'utilizzo di perdite fiscali disponibili. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore e accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a €0,49 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a €32,6 miliardi.



88441/686

26 Garanzie, impegni e rischi

GARANZIE

Le garanzie di 95.139 milioni (€122.281 milioni al 31 dicembre 2022) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Imprese controllate	90.043	116.726
Imprese collegate e joint venture	3.602	3.834
Proprio	1.310	1.420
Altri	184	301
Totale	95.139	122.281

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese controllate di €90.043 milioni comprendono:

- per €49.765 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 €4.524 milioni (\$5.000 milioni), di €9.048 milioni (\$10.000 milioni) e di €22.621 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 €13.572 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 2023 è pari al valore nominale;
- per €20.389 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 2023 ammonta a €9.250 milioni;
- per €10.416 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 Enilive e Refining (€5.047 milioni), Global Gas & LNG Portfolio (€2.894 milioni), Plenitude & Power (€1.148 milioni), Altre attività (€1.008 milioni), Corporate e società

finanziarie (€194 milioni), Chimica (€125 milioni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2023 ammonta a €10.391 milioni;

- per €3.619 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 €3.945 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione all'erogazione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2023 ammonta a €3.936 milioni;
- per €1.267 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'escussione 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, sostenere



8844 1/687

do 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 €288 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente a fronte del pagamento delle accise e di rimborsi IVA;
- per €232 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 2023 è pari al valore nominale.

Le garanzie prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €3.602 milioni riguardano:

- per €3.055 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 2023 ammonta a €1.591 milioni;
- per €287 milioni le garanzie rilasciate a favore di terzi in relazione agli impegni di investimento assunti in quota con i partner, a loro

volta manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2023 è pari al valore nominale;

- per €260 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 2023 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di €1.310 milioni riguardano le manleve 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 2023 è pari al valore nominale.

Le garanzie prestate nell'interesse di altri includono per €184 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 2023 è pari al valore nominale.

IMPEGNI E RISCHI

(€ milioni)	31.12.2023	31.12.2022
Impegni	40	21
Rischi	792	941
	832	962

Gli impegni di €40 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 2023 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in €20 milioni.

I rischi di €792 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



88441/688

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 manleve 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 2023, ammontano a €7,6 milioni. Relativamente alla tratta Brescia Est-Verona nel corso del 2023 si è registrato un avanzamento della costruzione pari al 55,53% sulla base del quale è stato possibile scaricare parzialmente la garanzia di buona e tempestiva esecuzione rilasciata da Cepav Due nei confronti di RFI con conseguente scarico del 40% delle obbligazioni assunte da Eni nei confronti di RFI;

- le 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 (EniServizi) per conto di Eni SpA (Eni) un addendum al contratto di locazione di immobile da costruire, sottoscritto a luglio 2017 tra Eni e la Società di gestione del fondo di investimento immobiliare proprietario del nuovo complesso in costruzione a 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. Successivamente in data 16 giugno 2023, le parti si sono accordate per avviare le procedure di consegna pur in assenza del completamento (previsto per aprile 2024) di uno dei parcheggi adiacenti il complesso immobiliare. I sopralluoghi e le verifiche propedeutiche alla consegna hanno comportato una serie di attività di rimedio di vizi e difformità sostanziali da parte della Proprietà da svolgersi prima della consegna e tuttora in corso di completamento, con conseguente mancato perfezionamento della stessa entro il 31 dicembre 2023. Eni ha, pertanto, applicato alla Proprietà le penali per ritardata consegna previste dal Contratto, assistite da fidejussioni a prima richiesta per l'importo di €16,86 milioni, in misura pari a circa €30 milioni. La Proprietà non ha versato a Eni tale importo, adducendo a motivazione il fatto che i ritardi non sarebbero a sé interamente imputabili ma ha richiesto, al contempo, a EniServizi e/o Eni almeno il riconoscimento di parte delle riserve che il suo appaltatore ha formulato nei confronti della Proprietà medesima. Eni e EniServizi hanno ribadito in molteplici comunicazioni la loro completa terzietà ed estraneità rispetto ai rapporti contrattuali intercorrenti tra la Proprietà e il suo Appaltatore. 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.

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.

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



88441/689

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 – incorporata in Eni SpA a dicembre 2023 – e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa 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 (con Eni Finance International SA fino al giorno della sua incorporazione) garantisce per le società Eni la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari e 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 attività 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 che, dato il modello organizzativo accentrato, 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 prudenziale 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.



88441/690

Rischio di mercato - tasso di cambio

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 accentrata, 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 ca-

tegorie di esposizione: (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. Inclondono 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 stoccaggi 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 commodity) con sottostante greggio,



8844 1/692

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.

Al 31 dicembre 2023 il rating del portafoglio complessivo di Liquidità Strategica è pari a A/A-in linea rispetto a quello di fine 2022.

Le seguenti tabelle riportano i valori registrati nel 2023 in termini di VaR (raffrontati con quelli dell'esercizio 2022) 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:

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

(€ milioni)	2023				2022			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Tasso di interesse ^(a)	4,70	0,63	1,57	1,32	5,78	1,70	2,97	1,77
Tasso di cambio ^(a)	0,48	0,02	0,15	0,29	0,78	0,00	0,14	0,24

(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)	2023				2022			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Portafoglio Management Esposizioni Commerciali ^(b)	239,45	4,15	48,59	4,23	773,44	25,36	242,41	25,36

(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 consumarsi delle posizioni all'interno dell'orizzonte annuo fissato.

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

(€ milioni)	2023				2022			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica - portafoglio euro ^(a)	0,22	0,13	0,18	0,19	0,30	0,16	0,23	0,16

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

(\$ milioni)	2023				2022			
	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio	Massimo	Minimo	Media	Fine esercizio
Liquidità strategica - portafoglio USD ^(a)	0,12	0,04	0,08	0,11	0,13	0,04	0,08	0,04

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



88441692

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 accentrata prescelto.

Eni ha adottato un modello per la quantificazione e il controllo del rischio di credito basato sulla valutazione dell'Expected Credit Loss. L'Expected Credit 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 di 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 per l'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 Probabilità di Default, essenzialmente la 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 Credit Loss è determinata, per cluster omogenei, sulla base di un modello generico che sintetizza in un unico parametro (cd. Ratio di Expected Credit Loss) i valori della Probabilità di Default e della capacità di recupero (complemento della Loss Given Default) avuto riguardo ai dati

storici di recupero dei crediti dalla Società, sistematicamente aggiornati, integrati, ove appropriato, di considerazioni prospettiche 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), da Eni Trade & Biofuels (ETB), e da Eni Trading & Shipping Inc (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 Credit 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 aggiuntivi per fronteggiare i propri impegni o, come estrema conseguenza, una situazione di insolvibilità 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



8844 1/693

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 del perdurare della volatilità dei mercati delle commodity e del connesso impegno finanziario legato alla marginazione dei derivati in commodity, Eni ha consolidato la maggiore flessibilità finanziaria raggiunta lo scorso esercizio, tramite l'attivazione di liquidity swap in aggiunta alle nuove linee di credito acquisite. 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 2023 il programma risulta utilizzato per circa €16,8 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 Stabile 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 2023 Moody's ha rivisto l'outlook di Eni da Negativo a Stabile in virtù del miglioramento dell'outlook italiano.

Nel corso del 2023 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 €3 miliardi. Al 31 dicembre 2023 il valore complessivo delle linee di credito committed disponibili è pari a €9,0 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.

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2024	2025	2026	2027	2028	Oltre	
31.12.2023							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	2.213	2.582	3.206	2.236	5.459	7.665	23.361
Passività finanziarie a breve termine	23.758						23.758
Passività per beni in leasing	287	286	220	129	118	853	1.893
Passività per strumenti finanziari derivati	4.007	203	61	2	32	39	4.344
	30.265	3.071	3.487	2.367	5.609	8.557	53.356
Interessi su debiti finanziari	673	633	534	459	381	787	3.467
Interessi su passività per beni in leasing	25	18	13	10	8	33	107
	698	651	547	469	389	820	3.574

(€ milioni)	Anni di scadenza						Totale
	2023	2024	2025	2026	2027	Oltre	
31.12.2022							
Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve	2.697	2.265	2.082	2.301	808	8.658	18.811
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



88441/694

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

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2024	2025-2028	Oltre	
31.12.2023				
Debiti commerciali	7.033			7.033
Altri debiti e anticipi	803	8	24	835
	7.836	8	24	7.868

(€ milioni)	Anni di scadenza			Totale
	2023	2024-2027	Oltre	
31.12.2022				
Debiti commerciali	11.682			11.682
Altri debiti e anticipi	698	36	65	799
	12.380	36	65	12.481

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

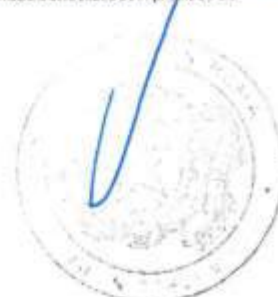
successivi. Gli ammontari dovuti sono stati calcolati sulla base delle assunzioni di prezzo di acquisto del gas e dei servizi formulate nel piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale e per gli esercizi successivi sulla base delle assunzioni di lungo termine del management. Nella 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
	2024	2025	2026	2027	2028	Oltre	
Costi di abbandono e ripristino siti ^(a)	202	116	98	97	364	3.309	4.186
Costi relativi a fondi ambientali	250	157	109	92	71	291	970
Impegni di acquisto^(b)	19.009	18.210	18.003	15.183	12.833	73.637	156.875
- Gas							
Take-or-pay	18.090	17.518	17.372	14.710	12.543	72.974	153.207
Ship-or-pay	919	692	631	473	290	663	3.668
Altri impegni, di cui:	4	14	2			20	40
Memorandum di Intenti Val d'Agrì	4	14	2				20
Altri						20	20
Totale	19.465	18.497	18.212	15.372	13.268	77.257	162.077

(a) Il fondo abbandono e ripristino siti raccoglie 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.

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





8844 1/695

Impegni per investimenti

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

mitted 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
	2024	2025	2026	2027	Oltre	
Impegni per progetti committed	604	502	360	366	368	2.200

Altre informazioni sugli strumenti finanziari

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

(€ milioni)	2023			2022		
	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)	(79)	472		615	(5.906)	
- Strumenti finanziari derivati di copertura CFH ^(b)	1.019	191	(217)	323	(185)	2.229
- Attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico ^(c)	6.280	263		7.815	(44)	
Strumenti finanziari da detenersi sino alla scadenza:						
- Titoli				20		
Partecipazioni valutate al fair value:						
- Partecipazioni minoritarie	12		2	14		3
- Altre imprese disponibili per la vendita				80		
Crediti e debiti e altre attività/passività valutate al costo ammortizzato						
- Crediti commerciali e altri crediti ^(d)	8.494	73		11.561	(18)	
- Crediti finanziari ^(e)	21.820	598		5.886	565	
- Debiti commerciali e altri debiti ^(d)	(7.836)	93		(12.380)	(183)	
- Debiti finanziari ^(e)	(47.331)	(978)		(33.059)	(751)	

(a) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi" per €514 milioni di proventi (oneri per 6.140 milioni nel 2022) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per €42 milioni di oneri (proventi per €234 milioni nel 2022).

(b) Gli effetti a conto economico della quota inefficace sono stati rilevati negli "Altri proventi (oneri) operativi". Rileva inoltre che i reversal a conto economico sono rilevati nei "Ricavi della gestione caratteristica negli "Acquisti, prestazioni e costi diversi", proventi per €2.138 milioni (oneri per €4.250 milioni nel 2022).

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

(d) Gli effetti a conto economico sono stati rilevati nelle "Riprese di valore (svalutazioni) nette di crediti commerciali e altri crediti" per €112 milioni di proventi (oneri per €81 milioni nel 2022) e nei "Proventi (oneri) finanziari" per le differenze di cambio da allineamento al cambio di fine esercizio per €39 milioni di oneri (proventi per €63 milioni nel 2022).

(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.



88441/696

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 2023 di Eni SpA sono classificate:

(€ milioni)	2023			2022		
	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	4.603	1.677		4.313	3.502	
Strumenti finanziari derivati non di copertura	1	3.919	2	9	11.670	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		1.046			1.089	
Attività non correnti:						
Partecipazioni minoritarie			12			14
Strumenti finanziari derivati non di copertura		302			2.577	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		14			4	
Attività destinate alla vendita:						
- Partecipazioni disponibili per la vendita						80
Passività correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura	7	3.970		6	11.816	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		30			667	
Passività non correnti:						
Strumenti finanziari derivati non di copertura		326			1.819	
Strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge		11			103	

Nel corso dell'esercizio 2023 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, salva diversa indicazione non è stato effettuato alcuno stanziamento perché

Eni SpA ritiene improbabile un esito sfavorevole dei procedimenti ovvero perché 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 2023, a fronte di 3,99 milioni di tonnellate di anidride carbonica emessa in atmosfera, sono stati assegnati 2,21 milioni di permessi di emissione. Il deficit risultante (1,78 milioni di tonnellate di permessi di emissione) è stato interamente compensato mediante acquisto di permessi di emissione sul mercato.





88441/698

27 Ricavi

RICAVI DELLA GESTIONE CARATTERISTICA

(€ milioni)	2023	2022
Ricavi delle vendite e delle prestazioni		
Prodotti petroliferi	16.830	22.159
Gas naturale	15.713	34.364
Energia elettrica e utility	4.167	9.499
GNL	3.209	5.509
Greggi	1.143	1.399
Gestione sviluppo sistemi informatici	187	115
Vettoriamento gas su tratte estere	50	53
Altre vendite e prestazioni	1.489	1.575
	42.788	74.673
Variazioni dei lavori in corso su ordinazione	2	6
	42.790	74.679

(€ milioni)	2023	2022
Ricavi rilevati a fronte di anticipi e altre passività con la clientela esistenti all'inizio dell'esercizio ^(a)	600	99
Ricavi rilevati a fronte di performance obligation soddisfatte o parzialmente soddisfatte in esercizi precedenti	1.086	(4)
	1.686	95

(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)	2023	2022
Accise su prodotti petroliferi	(7.870)	(6.051)
Vendite a gestori di stazioni di servizio per consegne fatturate a titolari di carte di credito e carte prepagate	3	(2.190)
Vendite in conto permuta di prodotti petroliferi, escluse le accise	(282)	(940)
Prestazioni fatturate a partner per attività in joint venture	(212)	(188)
Ricavi operativi relativi a permuta greggi	(136)	(70)
	(8.497)	(9.439)

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

ALTRI RICAVI E PROVENTI

(€ milioni)	2023	2022
Proventi per attività in joint venture	46	33
Locazioni, affitti e noleggi	36	42
Plusvalenze da cessioni	9	8
Penalità contrattuali e altri proventi commerciali	3	66
Altri proventi	338	393
	432	542

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



88441698

28 Costi

ACQUISTI, PRESTAZIONI DI SERVIZI E COSTI DIVERSI

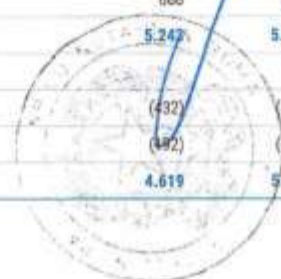
(€ milioni)	2023	2022
Costi per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	32.130	59.911
Costi per servizi	4.619	5.156
Costi per godimento di beni di terzi	290	640
Accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri	728	1.369
Variazioni rimanenze	1.722	(1.895)
Altri oneri	507	954
	39.996	66.135

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

(€ milioni)	2023	2022
Gas naturale	15.219	37.336
Materie prime, sussidiarie	11.123	14.383
Prodotti	4.626	7.117
Semilavorati	675	621
Materiali e materie di consumo	670	626
a dedurre:		
- acquisti per investimenti	(173)	(161)
- ricavi recuperi da partner quota costi acquisto per materie prime, sussidiarie, di consumo e merci	(10)	(11)
	32.130	59.911

I costi per servizi riguardano:

(€ milioni)	2023	2022
Trasporto e distribuzione di gas naturale	1.252	1.190
Tolling fee per la produzione di energia elettrica	972	1.095
Manutenzioni	372	377
Progettazione e direzione lavori	349	439
Costruzioni, rilievi geologici e geofisici e perforazioni	320	279
Sviluppo, gestione infrastrutture e applicativi ICT	320	261
Consulenze e prestazioni professionali	253	298
Trasporti e movimentazioni	206	336
Servizi di modulazione e stoccaggio	119	30
Viaggi, missioni e altri	100	105
Postali, telefoniche e ponti radio	95	95
Trasporto e distribuzione di energia elettrica	93	106
Pubblicità, promozione e attività di comunicazione	75	84
Costi di vendita diversi	29	183
Compensi di lavorazione		765
Altri	688	803
	5.242	5.846
a dedurre:		
- servizi per investimenti	(432)	(522)
- ricavi recuperi da partner quota costi per servizi	(192)	(168)
	4.619	5.156





88441699

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 €99 milioni.

I costi per godimento beni di terzi di €290 milioni comprendono royalties su prodotti petroliferi estratti per €89 milioni (€445 milioni al 31 dicembre 2022).

Gli accantonamenti netti ai fondi per rischi e oneri ammontano a €728 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 €507 milioni includono essenzialmente: (i) le imposte indirette e tasse (€108 milioni); (ii) Certificati forestry (€25 milioni);

(iii) gli oneri addebitati dal GSE - Gestore Servizi Energetici relativi a differenziali zonal, gli oneri per transazioni effettuate sulla borsa elettrica e gli altri oneri di gestione delle attività connesse con la commercializzazione dell'energia elettrica (€23 milioni); (iv) oneri per penalità contrattuali (€18 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)	2023	2022
Salari e stipendi	831	883
Oneri sociali	230	248
Oneri per benefici ai dipendenti	163	132
Costi personale in comando	27	24
Altri costi	55	79
	1.306	1.366
a dedurre:		
- proventi relativi al personale	(94)	(97)
- incrementi di immobilizzazioni per lavori interni	(40)	(33)
- ricavi recuperi da partner quota costo lavoro	(6)	(5)
	1.166	1.231

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:

	2023	2022
Dirigenti	509	565
Quadri	3.739	4.265
Impiegati	4.860	5.431
Operai	926	1.005
	10.034	11.266

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



8844 1/400

PIANI DI INCENTIVAZIONE DEI DIRIGENTI CON AZIONI ENI

Di seguito sono indicati i principali termini dei piani di incentivazione dei dirigenti con azioni Eni le cui assegnazioni sono in essere alla chiusura dell'esercizio 2023.

In particolare, l'Assemblea nelle sedute del 13 maggio 2020 e del 10 maggio 2023 ha approvato rispettivamente i Piani di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022 e 2023-2025, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione dei Piani e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 20 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2020-2022 e di 16 milioni di azioni proprie al servizio del Piano 2023-2025 (autorizzando anche la disposizione delle azioni proprie originariamente destinate al Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022, per la parte relativa alle azioni non utilizzate, pari a circa 6,7 milioni di azioni). I Piani di Incentivazione di Lungo Termine prevedono tre attribuzioni di azioni ordinarie ciascuno (rispettivamente negli anni 2020, 2021 e 2022 e negli anni 2023, 2024, 2025) 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 2020-2022, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato di tipo relativo connesso al Total Shareholder Return (TSR) triennale misurato dalla differenza, nel triennio, tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione di Eni, confrontata con le analoghe differenze registrate per ciascuna società di un gruppo di competitors di Eni ("Peer Group"); (ii) per il 20% da un obiettivo industriale di tipo relativo misurato in termini di valore unitario annuale (\$/boe) del Net Present Value delle riserve certe (NPV), confrontato con gli analoghi valori registrati per le società del Peer Group, con risultato finale pari alla media dei risultati annuali nel triennio; (iii) per il 20% da un obiettivo economico/finanziario di tipo assoluto misurato dal Free Cash Flow organico (FCF) cumulato nel triennio di riferimento, consuntivato rispetto all'omologo valore cumulato previsto nei primi 3 anni del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance. La consuntivazione del FCF viene effettuata al netto degli effetti delle variabili esogene, in applicazione di una metodologia di analisi degli

scostamenti predeterminata e approvata dal Comitato Remunerazione, allo scopo di valorizzare l'effettiva performance aziendale derivante dall'azione del management; (iv) per la restante parte (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi triennali di tipo assoluto e precisamente: (a) per il 15% da un obiettivo di decarbonizzazione misurato dal valore consuntivato a fine triennio dell'Intensità delle Emissioni di GHG upstream Scope 1 e Scope 2 equity (tCO₂eq./kboe), rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (b) per il 10% da un obiettivo di transizione energetica misurato a fine triennio in termini di Megawatt di capacità installata di generazione elettrica da fonti rinnovabili rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (c) per il 10% da un obiettivo di economia circolare misurato in termini di stato avanzamento a fine triennio di tre progetti rilevanti rispetto allo stato avanzamento previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance.

Con riferimento al Piano 2023-2025, il numero di azioni che verrà assegnato a scadenza dipende: (i) per il 25%, da un obiettivo di mercato di tipo relativo collegato al Total Shareholder Return (TSR) misurato dalla differenza, nel periodo di performance triennale, tra il TSR del Titolo Eni e il TSR dell'indice FTSE Mib di Borsa Italiana, corretto per l'indice di correlazione di Eni, confrontata con le analoghe differenze registrate per ciascuna società del Peer Group; (ii) per il 40% da un obiettivo economico/finanziario di tipo assoluto misurato come valore cumulato del Free Cash Flow organico (FCF) nel periodo triennale di riferimento, rispetto all'omologo valore cumulato previsto nei primi 3 anni del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (iii) per la restante parte (35%) da un obiettivo di sostenibilità ambientale e transizione energetica articolato in tre obiettivi triennali di tipo assoluto e precisamente: (a) per il 10% da un obiettivo di decarbonizzazione misurato in termini di emissioni nette di GHG upstream Scope 1 e Scope 2 equity (tCO₂eq.) al termine del triennio di riferimento rispetto all'omologo valore previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance; (b) per il 15% da un obiettivo di transizione energetica calcolato come capacità di generazione elettrica installata da fonti rinnovabili in termini di megawatt e capacità di produzione di biojet fuel in termini di kton, entrambi valutati rispetto agli omologhi valori previsti al termine del 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuti invariati nel periodo di performance; (c) per il 10% da un obiettivo di economia circolare misurato in termini di valore percentuale di integrazione verticale di agribusiness per la produzione di biocarburanti al termine del triennio di riferimento rispetto a quan-



88441/701

to previsto al 3° anno del Piano Strategico approvato dal Consiglio di Amministrazione nell'anno di attribuzione e mantenuto invariato nel periodo di performance⁶.

In base all'andamento dei parametri di performance sopra indicati, il numero di azioni che saranno offerte 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% delle azioni che saranno effettivamente assegnate a ciascun beneficiario in servizio sarà sottoposto ad una clausola di lock-up che ne impedisce il trasferimento per 1 anno dalla data di assegnazione per il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2020-2022, mentre per 2 anni dalla data di assegnazione per il Piano di Incentivazione di Lungo Termine 2023-2025.

Alla grant date sono state attribuite complessivamente da parte di Eni: (i) nel 2023, n. 1.909.849 azioni; il fair value medio ponderato di tali azioni alla medesima data è pari a 10,82 per azione; (ii) 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; (iii) 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.

La determinazione del fair value è stata operata adottando appropriate tecniche di valutazione avuto riguardo ai differenti parametri di performance previsti dai piani (metodo stocastico con riferimento ad entrambi i Piani di Incentivazione di Lungo Termine in essere) tenendo conto, essenzialmente, del valore del titolo Eni alla data di

attribuzione (€15,482 e €15,068 a seconda della grant date per l'attribuzione 2023; €12,918 e €14,324 a seconda della grant date per l'attribuzione 2022; €12,164 e €11,642 a seconda della grant date per l'attribuzione 2021), ridotto dei dividendi attesi nel vesting period (6,6% e 6,8% per l'attribuzione 2023, 6,8% e 6,1% per l'attribuzione 2022 e 7,1% e 7,4% per l'attribuzione 2021 del prezzo dell'azione alla data di attribuzione), considerando la volatilità del titolo (28,2% e 28,4% per l'attribuzione 2023; 30% e 31% per l'attribuzione 2022; 44% e 45% per l'attribuzione 2021), 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 €15,1 milioni (€14,9 milioni nel 2022) 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 personnel) in carica nel corso dell'esercizio ammontano per il 2023 e il 2022 (inclusi i contributi e gli oneri accessori) rispettivamente a €50 milioni e a €59 milioni, e si analizzano come segue:

(€ milioni)	2023	2022
Salari e stipendi	30	33
Benefici successivi al rapporto di lavoro	3	3
Altri benefici a lungo termine	17	14
Indennità per cessazione rapporto di lavoro		9
	50	59

COMPENSI SPETTANTI AGLI AMMINISTRATORI E SINDACI

I compensi spettanti agli amministratori ammontano a €13,9 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.

(6) La consuntivazione di tutti i parametri di tipo assoluto viene effettuata al netto degli effetti delle variabili esogene, in applicazione di una metodologia di analisi degli scostamenti predeterminata e approvata dal Comitato Remunerazione, allo scopo di valorizzare l'effettiva performance aziendale derivante dall'azione del management.



88441 | 702

29 Proventi (oneri) finanziari

(€ milioni)	2023	2022
Proventi (oneri) finanziari:		
Proventi finanziari	4.344	3.324
Oneri finanziari	(4.830)	(3.730)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	263	(44)
	(223)	(450)
Strumenti finanziari derivati	(42)	234
	(265)	(216)

I proventi (oneri) finanziari si analizzano come segue:

(€ milioni)	2023	2022
Proventi (oneri) finanziari correlati all'indebitamento finanziario netto:		
Interessi e altri oneri su prestiti obbligazionari	(517)	(400)
Interessi e altri oneri verso banche e altri finanziatori	(784)	(105)
Interessi passivi su passività per beni in leasing	(90)	(73)
Interessi attivi su depositi e c/c	265	42
Proventi (oneri) su attività finanziarie destinate al trading	229	(42)
Proventi (oneri) netti su altre attività finanziarie valutate al fair value con effetti a conto economico	34	(2)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	210	90
Commissioni mancato utilizzo linee di credito	(11)	(8)
	(664)	(498)
Differenze attive (passive) di cambio:		
Differenze attive realizzate	3.028	2.650
Differenze attive da valutazione	327	416
Differenze passive realizzate	(3.045)	(2.514)
Differenze passive da valutazione	(277)	(549)
	33	3
Altri proventi (oneri) finanziari:		
Oneri finanziari connessi al trascorrere del tempo ^(a)	(79)	(44)
Interessi e altri proventi su crediti finanziari strumentali all'attività operativa	471	67
Commissioni per servizi finanziari	28	46
Oneri correlati ad operazioni di factoring	(24)	(8)
Interessi su crediti d'imposta	1	1
Altri proventi	8	4
Altri oneri	(23)	(39)
	382	27
Oneri finanziari imputati all'attivo patrimoniale	26	18
	(223)	(450)

(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, negativi di €42 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.





8844 1/703

30 Proventi (oneri) su partecipazioni

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

(€ milioni)	2023	2022
Dividendi	3.691	2.336
Plusvalenze nette da vendite	373	214
Plusvalenza su conferimenti		2.006
Altri proventi	432	1.238
Totale proventi	4.496	5.794
Svalutazioni e altri oneri	(2.214)	(2.023)
	2.282	3.771

I proventi su partecipazioni si analizzano come segue:

(€ milioni)	2023	2022
Dividendi		
Eni International BV	3.190	1.722
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	107	59
SeaCorridor Srl	95	
Eni Insurance Designated Activity Company	81	58
Ecofuel SpA	77	54
Floaters SpA	68	10
Enipower SpA	32	49
Eni Finance International SA	26	15
Società Oleodotti Meridionali - SGM SpA	10	3
Norpipe Terminal HoldCo Ltd	4	2
Eni International Resources Ltd	1	3
Ieoc SpA		48
EniMoov SpA (ex Eni Fuel SpA)		11
Transmed SpA		2
Azule Energy Angola SpA		300
	3.691	2.336
Plusvalenze nette da vendite		
SeaCorridor Srl	372	
Servizio Fondo Bombole Metano SpA	1	
Enipower SpA		214
	373	214
Plusvalenze su conferimenti		
Azule Energy Angola SpA		2.006
		2.006
Altri proventi		
Ripresa di valore Saipem SpA	213	
Earn out cessione SeaCorridor Srl	202	
Ripresa di valore LNG Shipping SpA	8	7
Liquidazione Serfarctoring SpA	8	
Ripresa di valore Eni Investments Plc		551
Ripresa di valore Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		359
Ripresa di valore Eni Petroleum Co Inc		287
Ripresa di valore Eni España Comercializadora de Gas SA		31
Ripresa di valore Floaters SpA		2
Altri proventi	1	1
	432	1.238
Totale proventi	4.496	5.794



88441 | 709

Le svalutazioni e gli altri oneri si analizzano come segue:

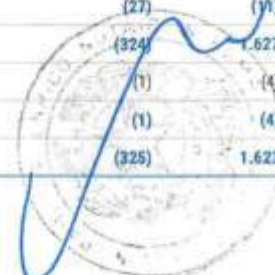
(€ milioni)	2023	2022
Svalutazioni		
Versalis SpA	1.072	379
Eni Petroleum Co Inc	706	
Eni Rewind SpA	199	890
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	115	
Eni Mozambico SpA	60	11
Export LNG Ltd	36	45
Flosters SpA	6	
Agenzia Giornalistica Italia SpA	5	13
Eni España Comercializadora de Gas SAU	2	
Eni Natural Energies SpA	2	
Eni Timor Leste SpA	1	2
Società Petroliera Italiana SpA	1	3
Eni West Africa SpA	1	
Raffineria di Gela SpA		331
Salpem SpA		320
Ieoc SpA		14
EniProgetti SpA		11
EniServizi SpA		1
Altre minori	8	2
	2.214	2.022
Altri oneri		
Altri oneri		1
		1
Totale oneri	2.214	2.023

31 Imposte sul reddito

Le imposte sul reddito si analizzano come segue:

(€ milioni)	2023	2022
IRES	228	303
IRAP	(99)	(26)
Altre imposte correnti	86	(1.153)
Totale imposte correnti	215	(876)
Imposte differite	(57)	1
Imposte anticipate	(455)	2.513
Totale imposte differite e anticipate^(a)	(512)	2.514
Totale imposte estere	(27)	(1)
Totale imposte sul reddito di Eni SpA	(324)	1.627
Imposte anticipate (differite) relative alla joint operation	(1)	(4)
Totale imposte sul reddito joint operation	(1)	(4)
	(325)	1.623

(a) Per il commento si rinvia alla nota n. 16 - Attività per imposte anticipate e passività per imposte differite.





8844 1/405

L'ultimo esercizio definito con gli uffici fiscali è quello chiuso al 31 dicembre 2017. 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 2017 possono essere notificati fino al 25 marzo 2024. L'analisi della differenza tra l'aliquota teorica e l'aliquota effettiva di Eni SpA, inclusiva delle joint operation è di seguito analizzata:

	2023		2022	
(€ milioni)	Aliquota	Imposta	Aliquota	Imposta
Utile prima delle imposte	3.597	24%	863	3.780
Differenza tra valore e costi della produzione	1.580	4,96%	78	225
Aliquota teorica	26,18%		24,29%	
Effetto delle variazioni in aumento (diminuzione) rispetto all'aliquota teorica:				
- dividendi esclusi da tassazione	-23,47%		-13,57%	
- cessioni pex	-3,53%		-12,60%	
- perdite fiscali società consolidate	-1,51%		-9,01%	
- valutazione partecipazioni	13,31%		5,02%	
- valutazione anticipate	-3,27%		-57,75%	
- altre imposte correnti	-2,38%		30,51%	
- altre variazioni	3,71%		-9,83%	
Aliquota effettiva	9,04%		-42,94%	

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 2023 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 (€4 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 (€22 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:



88441/706

ESERCIZIO 2023

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2023					2023		
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Ricavi ^(a)	Costi ^(a)	Altri proventi (oneri) operativi
Imprese controllate									
Agip Caspian Sea BV		4				14.248	10		
Agip Karachaganak BV		5	1			3.127	13		
Ecofuel Spa		9	32			64	3	245	
Eni Abu Dhabi BV		6	3			49.765	25	1	
Eni Abu Dhabi Refining & Trading BV						3.619			
Eni Algeria Exploration BV		13				94	17		
Eni Arguni I Limited						57			
Eni Congo SAU		90					108		
Eni Cote d'Ivoire Ltd		26				86	55		
Enilive Deutschland GmbH (ex Eni Deutschland GmbH)		161				11	1.181		
Eni España Comercializadora de Gas SAU		128	42	36	33	37	1.122	239	14
Enilive France Sarl (ex Eni France Sarl)		1				74	8		
Eni Gas & Power France SA		120	1	225	86	186	834		332
Eni Global Energy Markets SpA		1.706	1.508	3.940	3.206	2.672	3.722	1.958	1.787
Eni Indonesia Limited		13				6	20	146	
Eni International BV		3				181	4		
Eni Lasmo PLC						585			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		51	71			52	122	264	
Eni México S.de RL de CV		22	1			232	52		
Eni Mozambique SpA		1	61			55	4		
Eni Muara Bakau BV		7	16				10	180	
Eni North Africa BV		11	7			24	28	115	
Eni Petroleum US LLC						432			
Eni Plenitude Iberia SLU						100			
Eni Plenitude Renewables Spain SLU						70			
Eni Plenitude SpA Società Benefit		492	28	946	725	818	3.406		608
Eni Rewind SpA		26	169			1.018	57	336	
Enilive Suisse SA (ex Eni Suisse SA)		14					217		
Eni Trade & Biofuels SpA		486	1.832	1	6	3.636	2.322	12.834	(18)
Eni Trading & Shipping Inc						991			
Eni UK Ltd		13	2			93	36	5	
Eni ULX Limited						283			
Eni US Operating Co. Inc.						760			
Eni USA Gas Marketing LLC						1.270			
Enilive SpA (ex Eni Sustainable Mobility SpA)		1.379	114	1	1	359	10.246	1.768	
EniMoov SpA (ex Eni Fuel SpA)		730	4			50	2.688	2	
Enipower Mantova SpA		10	46			6	54	193	
Enipower SpA		71	156			10	154	663	
EniProgetti SpA		13	67			11	25	131	
EniServizi SpA		10	21			9	40	134	



8844 1/707

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2023					2023		
		Credit e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Ricavi ^(a)	Costi ^(b)	Altri proventi (oneri) operativi
leac Production BV		28				10	74		
LNG Shipping SpA		12	13			186	3	169	
Bioraffineria di Gela SpA (ex Raffineria di Gela SpA)		16	8			152	67	10	
Versalis France SAS				3		95			
Versalis SpA		123	243		1	121	598	77	
Altre ^(c)		149	84	7		444	348	165	
		5.951	4.530	5.159	4.058	86.899	27.670	19.655	2.723
Imprese collegate e joint venture									
Azule Energy Angola BV		14				83	11		
Azule Energy Angola SpA		72				3.073	67		
Damietta LNG (DLNG) SAE			28					83	
North Sea Wind Ltd						169			
Società Enipower Ferrara Srl		2	55			5	19	146	
Società Oleodotti Meridionali - SOM SpA		11	473				19	12	
Trans Tunisian Pipeline Company SpA		21	29				1	361	
Vår Energi ASA		14	68			260	17	807	
Altre ^(c)		37	28			11	44	64	
		171	681			3.601	178	1.473	
Imprese controllate dallo Stato									
Gruppo Shams		237	351				1.121	1.624	
GSE - Gestore Servizi Energetici		57	59				1.088	628	
Gruppo Terna		38	13				145	43	8
Altre ^(c)		31	12				33	44	
		363	435				2.387	2.339	8
Fondi pensione, fondazioni e altri soggetti correlati									
		1	2				1	31	
		6.486	5.648	5.159	4.058	89.700	30.236	23.498	2.731

(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 €50 milioni.



88441/708

ESERCIZIO 2022

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2022					2022		
		Crediti e altre attività	Debiti e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Ricavi ^(H)	Costi ^(H)	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 Lasmo plc						606			
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		41	50			30	163	492	
Eni México, S.de RL de CV		15	1			289	41		
Eni Mozambique 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	



8844 1/709

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2022					2022		Altri proventi (oneri) operativi
		Credit e altre attività	Debit e altre passività	Derivati attivi	Derivati passivi	Garanzie	Ricavi ^(a)	Costi ^(b)	
EniProgetti SpA		9	59			10	22	102	
EniServizi SpA		7	42			8	56	140	
Floaters SpA		22					1	236	
Ieoc Production BV		28	1			13	76	2	
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		95			
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 BV (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	7.089	15.121	13.984	92.764	42.584	25.585	(8.318)

(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 €50 milioni.



8844 1/710

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

- l'acquisto di greggio da Eni Trade & Biofuels SpA e da Eni Mediterranea Idrocarburi SpA 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 Enilive SpA, EniMoov SpA, Eni Mediterranea Idrocarburi SpA, Eni Trade & Biofuels SpA, Versalis SpA), nonché di greggi a Enilive Deutschland GmbH e prodotti petroliferi a controllate estere (tra le principali Enilive 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, e Vår Energi ASA) sulla base di corrispettivi legati all'andamento dei principali prodotti energetici;
- l'acquisizione di servizi di ingegneria da EniProgetti SpA;
- la fornitura di servizi specialistici nel campo dell'upstream petrolifero a società controllate e collegate (tra le principali Eni Congo SAU, Ieoc Production BV, Azule Energy Angola SpA, Eni Côte d'Ivoire Ltd, Eni México S.de RL de CV ed Eni UK Ltd) fatturati sulla base dei costi sostenuti;
- l'acquisizione di servizi di trasporto gas all'estero da Trans Tunisian Pipeline Company SpA;
- l'acquisto di prodotti petrolchimici 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 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 Damietta 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 guardiania, 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 Eni Gas & 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 decreto legislativo 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 Enerna;
- 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.





8844 1/711

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 2023

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2023			2023			
		Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	Proventi finanziari	Oneri finanziari	Derivati	Proventi (oneri) su partecipazioni
Imprese controllate								
Agip Caspian Sea BV		34	195				2	
Agip Karachaganak BV		16	186		1	1		
Banque Eni SA		361	1		7			2
Eni Abu Dhabi BV		1.324	220		49	2		
Eni Algeria Exploration BV			299		1	2		
Eni Australia BV		93	21		2			
Eni Australie Ltd		91	49		2	1		
Eni Canada Holding Ltd			60					
Eni Congo SAU		3.264			118			
Eni Cote d'Ivoire Ltd		1.734	45		40			
Enilive Deutschland GmbH (ex Eni Deutschland GmbH)			557				5	
Eni Finance International SA					4	431	(8)	
Enilive France Sarl (ex Eni France Sarl)			50					
Eni Ghana Exploration and Production Ltd		182	28		9			
Eni Global Energy Markets SpA		276	484	295	12	25		1
Eni In Armas Ltd			85			1		
Eni In Salah Ltd			120			1		
Eni International BV			8.398			54		5
Eni International N.A. N.V. Sarl			71					
Eni Investments Plc			1.538			9		
Eni Iraq BV			189			1		
Eni JPDA 03-13 Ltd			86			1		
Eni Lasmo PLC			477				2	
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA		360	59	175	8			
Eni México S.de RL de CV		2.325	10	22	23			
Eni Mozambique LNG Holding BV		52	6		1			
Eni New Energy SpA		88	1		4			
Eni North Africa BV		52	1		1			9
Eni Oil Algeria Ltd			173				1	
Eni Petroleum Co Inc		655	204		20	1		
Eni Plenitude SpA Società Benefit		2.000	1		62	3		5
Eni Qatar BV			115				1	
Eni Rewind SpA			1.920	11	3	55		
Eni Sustainable Mobility US Inc		84			3			



88441/712

Denominazione	(€ milioni)	31.12.2023			2023			
		Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	Proventi finanziari	Oneri finanziari	Derivati	Proventi (oneri) su partecipazioni
Eni Trade & Biofuels SpA		280	728	1.333	95	9		
Eni Trading & Shipping Inc			73	111	1	1		
Eni Transporte y Suministro México S. de RL de CV		53			1			
Eni Tunisia BV			51			1		
Eni Turkmenistan Ltd		3	215			2		
Eni UK Ltd			536			3	(4)	
Eni ULX Ltd			109			2		
Eni Venezuela BV		764	88		46			
EniBioCh4in SpA		101			4			
Enliven SpA (ex Eni Sustainable Mobility SpA)		1.480	1.188		13	12	21	
EniMoov SpA (ex Eni Fuel SpA)		161	599			18		
Enipower Mantova SpA			224			9		
Enipower SpA			1.048			59		
EniProgetti SpA		100	29		3			
EniServizi SpA		72	71		2			
Export LNG Ltd			569		1	3		
Floater SpA		767	143	1.864	5	5	8	
LNG Shipping SpA			288			10		
Naoc Nigerian Agip Oil Co Ltd		823	113		8	1		
Nigerian Agip Exploration Ltd		91	216		3	1		
Novamont SpA		146			1			
Bioraffineria di Gela SpA (ex Raffineria di Gela SpA)		78			3			
Versalis France SAS		220	37		2		3	
Versalis SpA		2.041	1	40	46	1		
Altre ^(a)		335	597	93	6	10	(3)	
		20.506	22.572	3.944	610	746	39	
Imprese collegate e joint venture								
Mozambique Rovuma Venture SpA		1.339			101	1		
Altre ^(a)		17	47	1	2	1		
		1.356	47	1	103	2		
Imprese controllate dallo Stato								
Gruppo Snam								545
Altre ^(a)			1			1		1
			1			1		546
		21.862	22.620	3.945	713	749	39	546

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





88441/13

ESERCIZIO 2022

Desominazione	(€ milioni)	31.12.2022			2022			
		Crediti e disponibilità liquide e equivalenti	Debiti	Garanzie	Proventi finanziari	Oneri finanziari	Derivati	Proventi (oneri) su partecipazioni
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					
Floater SpA			334					
Ileoc 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 ^(a)		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 ^(a)		18	39	1	19		2	
		1.205	39	106	22	5	2	
Imprese controllate dallo Stato								
Altre ^(a)			10		1	1		
			10		1	1		
		5.661	13.546	27.796	213	106	235	

(a) Per rapporti di importo unitario inferiori 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. Per maggiori informazioni, si rinvia alle note n. 15 - Altre attività finanziarie e n. 18 - Passività finanziarie.

I rapporti finanziari comprendono le passività finanziarie per beni in leasing.

I proventi (oneri) su partecipazioni riguardano la cessione al gruppo Snam del 49,9% del capitale della SeaCorridor Srl e la cessione al Gruppo GSE della partecipazione in Servizi Fondo Bombole Metano SpA.

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



88441/714

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)	31.12.2023			31.12.2022		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Disponibilità liquide ed equivalenti	7.119	163	2,29	7.628	20	0,26
Altre attività finanziarie correnti	6.212	6.139	98,82	3.760	3.565	94,81
Crediti commerciali e altri crediti	8.494	6.310	74,29	11.661	8.434	72,33
Altre Attività correnti	5.227	4.898	93,71	13.076	12.669	96,89
Altre Attività finanziarie non correnti	15.608	15.560	99,69	2.146	2.076	96,74
Altre Attività non correnti	654	437	66,82	2.813	2.484	88,30
Passività finanziarie a breve termine	23.758	21.377	89,98	14.122	12.143	85,99
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	2.529	-	n.s.	2.883	-	n.s.
Quote a breve di passività per beni in leasing a lungo termine	290	139	47,93	373	157	42,09
Debiti commerciali e altri debiti	7.836	5.149	65,71	12.380	6.583	53,17
Altre passività correnti	5.375	3.857	71,76	14.305	12.317	86,10
Passività finanziarie a lungo termine	21.044	3	0,01	16.054	4	0,02
Passività per beni in leasing a lungo termine	1.606	1.101	68,56	1.887	1.242	65,82
Altre passività non correnti	1.194	700	58,63	3.029	2.173	71,74

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

(€ milioni)	2023			2022		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Ricavi della gestione caratteristica	42.790	29.312	68,50	74.679	40.936	54,82
Altri ricavi e proventi	432	234	54,17	542	251	46,31
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi	39.996	22.803	57,01	66.135	24.201	36,59
Altri proventi (oneri) operativi	705	2.731	n.s.	(6.325)	(8.318)	n.s.
Proventi finanziari	4.344	713	16,41	3.324	213	6,41
Oneri finanziari	4.830	749	15,51	3.730	106	2,84
Strumenti finanziari derivati	(42)	39	n.s.	234	235	n.s.
Proventi (oneri) su partecipazioni	2.282	546	23,93	3.771		n.s.

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

(€ milioni)	2023	2022
Ricavi e proventi	29.679	41.519
Costi e oneri	(22.851)	(24.249)
Altri proventi (oneri) operativi	2.731	(8.318)
Variazione crediti e debiti commerciali e diversi	654	(4.903)
Interessi	(112)	88
Flusso di cassa netto da attività operativa	10.101	4.737
Investimenti in attività materiali e immateriali	(51)	(36)
Disinvestimenti in partecipazioni	420	
Variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento	124	(10)
Variazione crediti finanziari	(16.198)	1.631
Flusso di cassa netto da attività di investimento	(15.705)	1.585
Variazione debiti finanziari e passività per beni in leasing	9.109	6.258
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	9.109	6.258
Totale flussi finanziari verso entità correlate	3.505	12.580





88441/715

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

(€ milioni)	2023			2022		
	Totale	Entità correlate	Incidenza %	Totale	Entità correlate	Incidenza %
Flusso di cassa da attività operativa	6.178	10.101	n.s.	5.818	4.737	81,42
Flusso di cassa da attività di investimento	(17.704)	(15.705)	88,71	(3.715)	1.585	n.s.
Flusso di cassa da attività di finanziamento	10.999	9.109	82,82	(1.087)	6.258	n.s.

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 modificazioni, 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 formazione 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 cassa⁷.

L'informativa di seguito presentata include le erogazioni di importo pari o superiore a €10 mila effettuate da un medesimo soggetto erogante nel corso del 2023, 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.

(7) 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.



8844 1/16

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 (€)
Comune di Ravenna	5.000.000
Fondazione Eni Enrico Mattei (FEEM)	4.750.000
Eni Foundation	4.455.000
Fondazione Teatro alla Scala	3.202.994
Ministero della Salute della Guinea-Bissau	913.761
Fondazione Giorgio Cini	500.000
WEF - World Economic Forum	313.120
Fondazione Fratelli tutti	250.000
Parrocchia di Santa Barbara - San Donato Milanese	125.000
Extractive Industries Transparency Initiative (EITI)	56.114
Cotec - Fondazione per l'Innovazione Tecnologica	50.000
Agenzia per la sicurezza territoriale e protezione civile	37.500
Aspen Institute Italia	35.000
E4Impact Foundation	35.000
Italladecide	35.000
Comunità Pastorale Madonna della Pentecoste in Rodano	30.000
Associazione Pionieri e Veterani Eni	27.000
GCNI - Fondazione Global Compact Network Italia	25.000
Voluntary Principles Association (VPA)	24.716
Fondazione Luigi Scotto ONLUS	24.000
Associazione Cure Palliative Livorno	23.000
Fondazione CARITAS Livorno	23.000
Associazione Civita	22.000
Associazione Amici della Luiss	20.000
Centro Studi Americani	20.000
Ara Pacis Initiative For Peace ONLUS	20.000
Famiglie GNAD1 APS	20.000
AIRC - Fondazione AIRC per la Ricerca sul Cancro	12.000
Fondazione Milan	12.000
Harvard University	10.777
Parks - Liberi e Uguali	10.000
Associazione Amici dell'Accademia dei Lincei	10.000
ASD Canoa Club Livorno	10.000

34 Eventi ed operazioni significative non ricorrenti

Nel 2023 e 2022 non si segnalano eventi e/o operazioni significative non ricorrenti.

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

Nel 2023 e 2022 non si rilevano posizioni o transazioni derivanti da operazioni atipiche e/o inusuali.

36 Fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio

Non si segnalano fatti di rilievo avvenuti dopo la chiusura dell'esercizio.

F.to GIUSEPPE ZAFARANA

F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio





8844 1/17

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 2023 di Eni SpA che chiude con l'utile di 3.272.366.066,40 euro;
- attribuire l'utile dell'esercizio di 3.272.366.066,40 euro alla riserva disponibile.

13 marzo 2024

per il Consiglio di Amministrazione

Il Presidente del Consiglio di Amministrazione

 Giuseppe Zafarana

F.to GIUSEPPE ZAFARANA

8844 1/718

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 2023.
2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio d'esercizio al 31 dicembre 2023 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 2023:
 - 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.

13 marzo 2024

Firmato digitalmente da: Claudio Descalzi
Organizzazione: ENI S.P.A./00484960588
Data: 13/03/2024 11:51:05

Amministratore Delegato

Firmato digitalmente da: Francesco Esposito
Organizzazione: ENI S.P.A./00484960588
Data: 13/03/2024 09:37:07

Dirigente preposto alla redazione
dei documenti contabili societari

F.to GIUSEPPE ZAFARANA

F.to PAOLO CASTELLINI - Notaio

