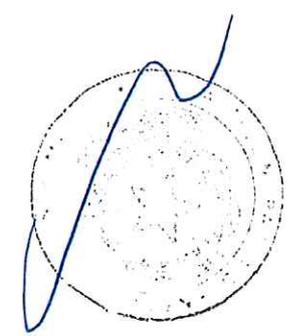


83192/838

Data Relazione Finanziaria Annuale 2017

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
2017										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2016	176	264	454	281	809	767	307	163	9	3.230
di cui: sviluppate	132	228	287	205	507	556	124	143	8	2.190
non sviluppate	44	36	167	76	302	211	183	20	1	1.040
Acquisizioni					2					2
Revisioni di precedenti stime	59	29	73	21	31	29	(69)	19	(1)	191
Miglioramenti di recupero assistito		1	6	7			9			23
Estensioni e nuove scoperte		103	1		18		4	3		129
Produzione	(20)	(37)	(58)	(26)	(90)	(30)	(19)	(23)	(1)	(304)
Cessioni				(3)	(6)					(9)
Riserve al 31 dicembre 2017	215	360	476	280	764	766	232	162	7	3.262
Società In Joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2016			13		15			140		168
di cui: sviluppate			13		8			22		43
non sviluppate					7			118		125
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime					(2)			1		(1)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(1)		(1)			(5)		(7)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2017			12		12			136		160
Riserve al 31 dicembre 2017	215	360	488	280	776	766	232	298	7	3.422
Sviluppate	169	219	318	203	552	547	81	169	5	2.263
consolidate	169	219	306	203	546	547	81	144	5	2.220
joint venture e collegate			12		6			25		43
Non sviluppate	46	141	170	77	224	219	151	129	2	1.159
consolidate	46	141	170	77	218	219	151	18	2	1.042
joint venture e collegate					6			111		117



Ne

83192/839

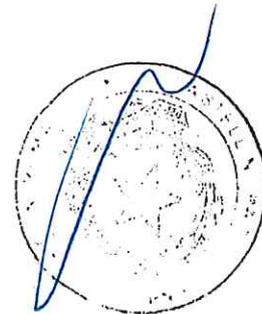
ENI BILANCIO CONSOLIDATO 2017

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2016										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2015	228	305	494	327	787	771	262	189	9	3.372
di cui: sviluppate	171	237	312	230	511	355	126	149	9	2.100
non sviluppate	57	68	182	97	276	416	136	40		1.272
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(35)	(4)	19	(26)	113	20	73	(1)	1	160
Miglioramenti di recupero assistito		1	1							2
Estensioni e nuove scoperte		2	1	8						11
Produzione	(17)	(40)	(61)	(28)	(91)	(24)	(28)	(25)	(1)	(315)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2017	176	264	454	281	809	767	307	163	9	3.230
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2015			13		16			158		187
di cui: sviluppate			13		6			29		48
non sviluppate					10			129		139
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime			1		(1)			(13)		(13)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(1)					(5)		(6)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2016			13		15			140		168
Riserve al 31 dicembre 2016	176	264	467	281	824	767	307	303	9	3.398
Sviluppate										
consolidate	132	228	300	205	515	556	124	165	8	2.233
joint venture e collegate			13		8			22		43
Non sviluppate										
consolidate	44	36	167	76	309	211	183	138	1	1.165
joint venture e collegate					7			118		125

83 192/860

Eni Risorse e Progetti Area

(milioni di barili)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2015									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2014	243	331	776	739	697	131	147	13	3.077
di cui: sviluppate	184	174	521	470	306	64	116	12	1.847
non sviluppate	59	157	255	269	391	67	31	1	1.230
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	10	5	139	143	94	159	64	(2)	612
Miglioramenti di recupero assistito			2						2
Estensioni e nuove scoperte			2	14			6		22
Produzione	(25)	(31)	(98)	(93)	(20)	(28)	(28)	(2)	(325)
Cessioni				(16)					(16)
Riserve al 31 dicembre 2015	228	305	821	787	771	262	189	9	3.372
Società in joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2014			14	17		1	117		149
di cui: sviluppate			13	7			26		46
non sviluppate			1	10		1	91		103
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime				(1)			45		44
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(1)			(1)	(4)		(6)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2015			13	16			158		187
Riserve al 31 dicembre 2015	228	305	834	803	771	262	347	9	3.559
Sviluppate									
consolidate	171	237	555	517	355	126	178	9	2.148
joint venture e collegate	171	237	542	511	355	126	149	9	2.100
Non sviluppate									
consolidate	57	68	279	286	416	136	169		1.411
joint venture e collegate	57	68	279	276	416	136	40		1.272
joint venture e collegate				10			129		139



Me

83 192/861

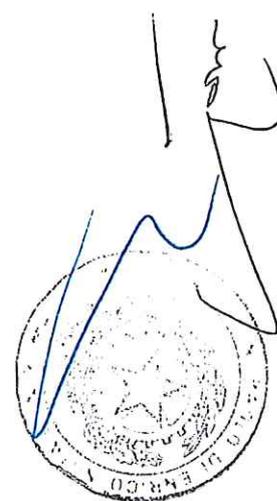
GAS NATURALE

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2017										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2016	27.648	24.889	105.872	156.316	78.369	70.349	28.395	9.993	20.964	522.795
di cui: sviluppate	23.925	22.674	49.054	22.630	46.769	63.391	7.911	9.580	15.822	261.756
non sviluppate	3.723	2.215	56.818	133.686	31.600	6.958	20.484	413	5.142	261.039
Acquisizioni					33					33
Revisioni di precedenti stime	8.920	4.606	1.861	27.439	3.788	(7.926)	5.313	(1.727)	175	42.449
Miglioramenti di recupero assistito		6	(544)							(538)
Estensioni e nuove scoperte		812		1.797	52.061			111		54.781
Produzione	(4.565)	(4.923)	(18.118)	(8.917)	(4.591)	(2.726)	(3.575)	(2.007)	(1.085)	(50.507)
Cessioni				(53.425)	(26.031)					(79.456)
Riserve al 31 dicembre 2017	32.003	25.390	89.071	123.210	103.629	59.697	30.133	6.370	20.054	489.557
Società in joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2016			414		10.421		149	98.633		109.617
di cui: sviluppate			414		2.927		149	50.445		53.935
non sviluppate					7.494			48.188		55.682
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime			(1)		378		6	(44.333)		(43.950)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(42)		(920)		(114)	(2.795)		(3.871)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2017			371		9.879		41	51.505		61.796
Riserve al 31 dicembre 2017	32.003	25.390	89.442	123.210	113.508	59.697	30.174	57.875	20.054	551.353
Sviluppate	27.962	21.829	35.284	40.228	50.297	53.179	24.417	56.347	14.709	324.252
consolidate	27.962	21.829	34.913	40.228	47.949	53.179	24.376	4.842	14.709	269.987
joint venture e collegate			371		2.348		41	51.505		54.265
Non sviluppate	4.041	3.561	54.158	82.982	63.211	6.518	5.757	1.528	5.345	227.101
consolidate	4.041	3.561	54.158	82.982	55.680	6.518	5.757	1.528	5.345	219.570
joint venture e collegate					7.531					7.531

83 192/862

Eti - Egitto - Africa Settentrionale - Africa Sub-Sahariana - Kazakistan - Resto dell'Asia - America - Australia e Oceania

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakistan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2016										
Società consolidate										
Riserve al 31 dicembre 2015	36.905	29.594	109.064	26.817	76.856	66.649	24.864	12.419	21.793	404.961
di cui: sviluppate	29.757	26.034	49.404	23.264	39.367	51.832	5.225	10.549	16.562	251.994
non sviluppate	7.148	3.560	59.660	3.553	37.489	14.817	19.639	1.870	5.231	152.967
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime	(4.374)	495	13.330	710	6.324	6.334	5.657	228	352	29.056
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte			6	134.980			421	5		135.412
Produzione	(4.883)	(5.200)	(16.528)	(6.191)	(4.811)	(2.634)	(2.547)	(2.659)	(1.181)	(46.634)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2016	27.648	24.889	105.872	156.316	78.369	70.349	28.395	9.993	20.964	522.795
Società In Joint venture e collegate										
Riserve al 31 dicembre 2015			363		10.967		359	101.399		113.088
di cui: sviluppate			363		2.376		260	36.691		39.690
non sviluppate					8.591		99	64.708		73.398
Acquisizioni										
Revisioni di precedenti stime			102		(244)		(15)	(126)		(283)
Miglioramenti di recupero assistito										
Estensioni e nuove scoperte										
Produzione			(51)		(302)		(195)	(2.640)		(3.188)
Cessioni										
Riserve al 31 dicembre 2016			414		10.421		149	98.633		109.617
Riserve al 31 dicembre 2016	27.648	24.889	106.286	156.316	88.790	70.349	28.544	108.626	20.964	632.412
Sviluppate	23.925	22.674	49.468	22.630	49.696	63.391	8.060	60.025	15.822	315.691
consolidate	23.925	22.674	49.054	22.630	46.769	63.391	7.911	9.580	15.822	261.756
joint venture e collegate			414		2.927		149	50.445		53.935
Non sviluppate	3.723	2.215	56.818	133.686	39.094	6.958	20.484	48.601	5.142	316.721
consolidate	3.723	2.215	56.818	133.686	31.600	6.958	20.484	413	5.142	261.039
joint venture e collegate					7.494			48.188		55.682



me

83192/803

(milioni di metri cubi)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
2015									
Società consolidate									
Riserve al 31 dicembre 2014	40.484	33.196	149.869	77.651	58.013	23.978	13.246	22.821	419.258
di cui: sviluppate	33.754	25.125	59.755	35.980	43.966	7.393	11.141	19.102	236.216
non sviluppate	6.730	8.071	90.114	41.671	14.047	16.585	2.105	3.719	183.042
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime	1.948	2.101	4.606	4.144	10.893	663	1.941	128	26.424
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte	123		3.503			3.218			6.844
Produzione	(5.650)	(5.703)	(22.097)	(4.840)	(2.257)	(2.995)	(2.659)	(1.156)	(47.357)
Cessioni				(99)			(109)		(208)
Riserve al 31 dicembre 2015	36.905	29.594	135.881	76.856	66.649	24.864	12.419	21.793	404.961
Società In Joint venture e collegate									
Riserve al 31 dicembre 2014			419	9.957		510	94.943		105.829
di cui: sviluppate			415	2.540		273	145		3.379
non sviluppate			4	7.417		237	94.798		102.456
Acquisizioni									
Revisioni di precedenti stime			(3)	1.019		98	7.168		8.282
Miglioramenti di recupero assistito									
Estensioni e nuove scoperte									
Produzione			(53)	(9)		(249)	(712)		(1.023)
Cessioni									
Riserve al 31 dicembre 2015			363	10.967		359	101.399		113.088
Riserve al 31 dicembre 2015	36.905	29.594	136.244	87.823	66.649	25.223	113.818	21.793	518.049
Sviluppate	29.757	26.034	73.031	41.743	51.832	5.485	47.240	16.562	291.684
consolidate	29.757	26.034	72.668	39.367	51.832	5.225	10.549	16.562	251.994
joint venture e collegate			363	2.376		260	36.691		39.690
Non sviluppate	7.148	3.560	63.213	46.080	14.817	19.738	66.578	5.231	226.365
consolidate	7.148	3.560	63.213	37.489	14.817	19.639	1.070	5.231	152.967
joint venture e collegate				8.591		99	64.708		73.398

83 192/866

Eni - Bilancio Consolidato 2017 - Informazioni Supplementari

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 2017, 2016 e 2015. Futuri cambiamenti di prezzi sono considerati solo se previsti dai termini contrattuali. Le stime dei futuri costi di sviluppo e di produzione sono determinati 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 include-

no 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&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:

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2017										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	14.339	19.507	31.793	29.156	41.136	30.263	11.826	6.205	2.593	186.818
Costi futuri di produzione	(5.091)	(5.711)	(6.677)	(6.153)	(14.790)	(6.992)	(3.653)	(2.351)	(590)	(52.008)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.943)	(5.483)	(4.350)	(4.496)	(6.522)	(2.787)	(3.694)	(1.011)	(318)	(32.604)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	5.305	8.313	20.766	18.507	19.824	20.484	4.479	2.843	1.685	102.206
Imposte sul reddito future	(859)	(4.490)	(10.836)	(5.709)	(6.418)	(3.970)	(757)	(699)	(303)	(34.041)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	4.446	3.823	9.930	12.798	13.406	16.514	3.722	2.144	1.382	68.165
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(1.633)	(1.050)	(4.566)	(6.698)	(5.430)	(9.172)	(1.239)	(777)	(607)	(31.172)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	2.813	2.773	5.364	6.100	7.976	7.342	2.483	1.367	775	36.993
Società in Joint venture e collegate										
Entrate di cassa future			245		2.062		11	10.797		13.115
Costi futuri di produzione			(119)		(930)		(6)	(3.291)		(4.346)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(1)		(66)			(535)		(602)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			125		1.066		5	6.971		8.167
Imposte sul reddito future			(21)		(57)		(1)	(2.459)		(2.538)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			104		1.009		4	4.512		5.629
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(50)		(471)			(2.475)		(2.996)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			54		538		4	2.037		2.633
Totale	2.813	2.773	5.418	6.100	8.514	7.342	2.487	3.404	775	39.626

46

83192 / 805

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Egitto	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2016										
Società consolidate										
Entrate di cassa future	9.627	12.898	30.847	33.524	38.271	26.903	12.263	5.789	2.815	172.937
Costi futuri di produzione	(4.136)	(5.240)	(7.481)	(7.927)	(13.913)	(9.247)	(3.498)	(2.935)	(658)	(55.035)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(3.641)	(3.575)	(5.904)	(6.981)	(9.392)	(3.268)	(5.047)	(1.313)	(270)	(39.391)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	1.850	4.083	17.462	18.616	14.966	14.388	3.718	1.541	1.887	78.511
Imposte sul reddito future	(237)	(1.308)	(9.253)	(5.941)	(4.525)	(2.596)	(953)	(298)	(341)	(25.452)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	1.613	2.775	8.209	12.675	10.441	11.792	2.765	1.243	1.546	53.059
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(241)	(365)	(4.060)	(8.055)	(4.594)	(6.536)	(1.266)	(501)	(724)	(26.342)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	1.372	2.410	4.149	4.620	5.847	5.256	1.499	742	822	26.717
Società in joint venture e collegate										
Entrate di cassa future			259		2.429		33	16.430		19.151
Costi futuri di produzione			(143)		(974)		(20)	(4.614)		(5.751)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(1)		(64)			(1.186)		(1.251)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			115		1.391		13	10.630		12.149
Imposte sul reddito future			(21)		(115)		(4)	(3.667)		(3.807)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			94		1.276		9	6.963		8.342
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(46)		(734)			(4.441)		(5.221)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			48		542		9	2.522		3.121
Totale	1.372	2.410	4.197	4.620	6.389	5.256	1.508	3.264	822	29.838

(€ milioni)	Italia	Resto d'Europa	Africa Settentrionale	Africa Sub-Sahariana	Kazakhstan	Resto dell'Asia	America	Australia e Oceania	Totale
31 dicembre 2015									
Società consolidate									
Entrate di cassa future	16.760	18.692	58.390	44.114	34.589	13.027	8.101	3.519	197.192
Costi futuri di produzione	(4.995)	(5.554)	(13.481)	(14.645)	(9.846)	(4.585)	(3.091)	(804)	(56.001)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono	(4.299)	(4.379)	(9.457)	(9.359)	(4.108)	(4.964)	(1.644)	(218)	(38.428)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito	7.466	8.759	35.452	20.110	21.635	3.478	3.366	2.497	102.763
Imposte sul reddito future	(1.657)	(4.349)	(17.195)	(8.222)	(4.682)	(1.230)	(933)	(604)	(38.872)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione	5.809	4.410	18.257	11.888	16.953	2.248	2.433	1.893	63.891
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%	(2.077)	(817)	(7.844)	(4.976)	(10.561)	(1.276)	(970)	(901)	(29.422)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri	3.732	3.593	10.413	6.912	6.392	972	1.463	992	34.469
Società in joint venture e collegate									
Entrate di cassa future			313	3.047		85	18.519		21.964
Costi futuri di produzione			(177)	(1.021)		(32)	(5.370)		(6.600)
Costi futuri di sviluppo e d'abbandono			(5)	(95)		(22)	(2.118)		(2.240)
Flusso di cassa netto futuro prima delle imposte sul reddito			131	1.931		31	11.031		13.124
Imposte sul reddito future			(8)	(251)		(10)	(4.088)		(4.357)
Flusso di cassa netto futuro prima dell'attualizzazione			123	1.680		21	6.943		8.767
Valore dell'attualizzazione al tasso del 10%			(70)	(1.016)		(2)	(4.358)		(5.446)
Valore standard attualizzato dei flussi di cassa futuri			53	664		19	2.585		3.321
Totale	3.732	3.593	10.466	7.576	6.392	991	4.048	992	37.790

83 192/846

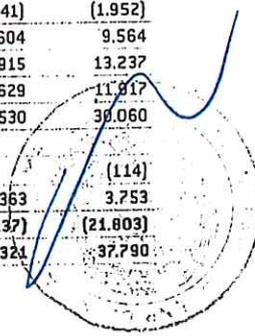
VALORE STANDARD DEI FLUSSI NETTI DI CASSA FUTURI ATTUALIZZATI

La tabella seguente indica le variazioni del valore standard dei flussi netti di cassa futuri attualizzati relativi agli esercizi 2017, 2016 e 2015.

(€ milioni)	Società consolidate	Società in joint venture e collegate	Totale
2017			
Valore al 31 dicembre 2016	26.717	3.121	29.838
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(14.125)	(432)	(14.557)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	23.940	1.482	25.422
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	1.697		1.697
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.017)	495	(2.322)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.203	45	7.248
- revisioni delle quantità stimate	5.269	(2.285)	2.984
- effetto dell'attualizzazione	3.864	438	4.302
- variazione netta delle imposte sul reddito	(6.498)	238	(6.260)
- acquisizioni di riserve	10		10
- cessioni di riserve	(2.995)		(2.995)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	(5.272)	(469)	(5.741)
Saldo aumenti (diminuzioni)	10.276	(488)	9.788
Valore al 31 dicembre 2017	36.993	2.633	39.626
2016			
Valore al 31 dicembre 2015	34.469	3.321	37.790
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(11.222)	(347)	(11.569)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(24.727)	(1.586)	(26.313)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	4.563		4.563
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(2.357)	650	(1.707)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	7.578	151	7.729
- revisioni delle quantità stimate	2.840	(131)	2.709
- effetto dell'attualizzazione	5.705	514	6.219
- variazione netta delle imposte sul reddito	9.200	386	9.586
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve			
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	668	163	831
Saldo aumenti (diminuzioni)	(7.752)	(200)	(7.952)
Valore al 31 dicembre 2016	26.717	3.121	29.838
2015			
Valore al 31 dicembre 2014	56.035	3.558	59.593
Aumenti (diminuzioni):			
- vendite a terzi e a imprese consolidate, al netto dei costi di produzione	(14.846)	(179)	(15.025)
- variazioni nette dei prezzi di vendita, al netto dei costi di produzione	(70.909)	(2.858)	(73.767)
- estensioni, nuove scoperte e miglioramenti di recupero, al netto dei futuri costi di produzione e sviluppo	524		524
- revisioni di stime dei futuri costi di sviluppo e d'abbandono	(1.711)	(241)	(1.952)
- costi di sviluppo sostenuti nell'esercizio, che riducono i futuri costi di sviluppo	8.960	604	9.564
- revisioni delle quantità stimate	12.322	915	13.237
- effetto dell'attualizzazione	11.288	629	11.917
- variazione netta delle imposte sul reddito	29.530	530	30.060
- acquisizioni di riserve			
- cessioni di riserve	(114)		(114)
- variazioni dei profili temporali di produzione e altre variazioni	3.390	363	3.753
Saldo aumenti (diminuzioni)	(21.566)	(237)	(21.803)
Valore al 31 dicembre 2015	34.469	3.321	37.790

Esercizio 2017
 2017
 2016
 2015

Approved
 Approved





83192/807

Sede legale
Piazzale Enrico Mattei, 1
00144 Roma
Tel. +39 06 59821
eni.com

**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 Massimo Mondazzi 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 2017.

2. Le procedure amministrative e contabili per la formazione del bilancio consolidato al 31 dicembre 2017 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.

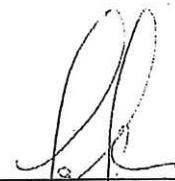
3. Si attesta, inoltre, che:
 - 3.1 Il bilancio consolidato al 31 dicembre 2017:
 - a) è redatto in conformità ai principi contabili internazionali applicabili riconosciuti nella Comunità Europea ai sensi del regolamento (CE) n. 1606/2002 del Parlamento Europeo e del Consiglio del 19 luglio 2002;
 - 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.

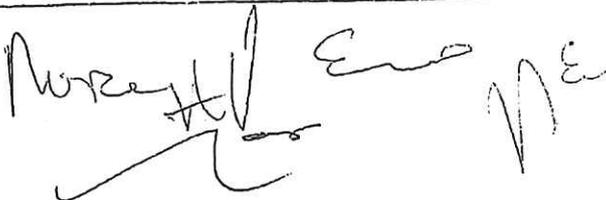
15 marzo 2018



Claudio Descalzi
Amministratore Delegato



Massimo Mondazzi
Chief Financial Officer



Eni SpA

Capitale Sociale Euro 4.005.358.876,00 i.v.
Registro Imprese di Roma, Codice Fiscale 00484960588
Partita IVA 00905811006, R.E.A. Roma n. 756453
Sedi secondarie:
Via Emilia, 1 - Piazza Ezio Vanoni, 1
20097 San Donato Milanese (MI)



Bullding a better
working world

83192/869

Abbiamo identificato i seguenti aspetti chiave della revisione contabile:

Aspetti chiave	Risposte di revisione
<p>Riserve di petrolio e di gas naturale</p> <p>La stima dell'entità delle riserve di petrolio e di gas naturale è stata ritenuta un aspetto chiave della revisione a causa dell'incertezza tecnica connessa alla valutazione delle quantità e alla complessità degli accordi contrattuali che regolano i termini e le condizioni di sfruttamento dei giacimenti. Tali stime hanno effetti significativi su alcune voci del bilancio, quali ammortamenti e svalutazioni delle attività materiali e immateriali del settore Exploration & Production (E&P) e i relativi fondi di abbandono e ripristino.</p> <p>Le riserve rappresentano, inoltre, un indicatore fondamentale delle potenziali performance future del Gruppo.</p> <p>Il Gruppo ha fornito l'informativa relativa alle riserve di petrolio e di gas naturale nel paragrafo "Attività Minerarie" della nota 6 "Stime contabili e giudizi significativi".</p>	<p>Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: (i) la comprensione del processo adottato dal Gruppo Eni per la determinazione della stima delle riserve di petrolio e di gas naturale; (ii) l'analisi del disegno e la verifica dell'operatività dei controlli chiave; (iii) la valutazione della competenza e obiettività del personale interno preposto a tali stime e degli esperti terzi incaricati dal Gruppo di effettuare una valutazione indipendente delle riserve; (iv) l'esame delle principali assunzioni, quali le previsioni dei profili di produzione, degli investimenti, dei costi operativi, dei costi per lo smantellamento e il ripristino del sito; (v) l'analisi delle assunzioni sottostanti al riconoscimento delle riserve "certe non sviluppate" (<i>proved undeveloped</i>); (vi) il confronto dei risultati del processo di stima interno del Gruppo con le valutazioni risultanti dalle relazioni emesse dai suddetti esperti terzi; (vii) la verifica della coerenza dei volumi delle riserve stimate con quelli utilizzati ai fini del test di impairment, del calcolo degli ammortamenti e della stima dei fondi di abbandono e ripristino. Infine, abbiamo verificato l'adeguatezza dell'informativa fornita nelle note al bilancio in relazione all'aspetto chiave.</p>
<p>Valore recuperabile di alcune attività del settore Exploration & Production (E&P)</p>	<p>Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave hanno riguardato, tra l'altro: (i) la comprensione del processo adottato dal Gruppo Eni per la verifica della recuperabilità delle suddette attività; (ii) l'analisi del disegno e la verifica dell'operatività dei relativi controlli chiave; (iii) l'analisi delle principali assunzioni formulate dagli amministratori, avvalendoci anche del supporto di nostri specialisti in tecniche di valutazione. In particolare, è stata analizzata la metodologia adottata dal Gruppo per la stima dei prezzi di medio-lungo termine delle <i>commodities</i>, anche rispetto ai valori espressi dal mercato e dagli analisti di settore;</p>



Building a better
working world

83192/850

Inoltre, il peggioramento del contesto operativo di alcuni paesi in cui opera il Gruppo Eni, rappresenta un ulteriore elemento di incertezza nella valutazione della recuperabilità delle attività ad essi riferite.

Il Gruppo ha fornito l'informativa sulla recuperabilità delle attività nella nota 11 "Crediti commerciali e altri crediti", nella nota 19 "Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali", nella nota 20 "Partecipazioni valutate con il metodo del patrimonio netto", nella nota 21 "Altre attività finanziarie" e, con riferimento alla complessità delle stime, nel paragrafo "Svalutazioni" della nota 6 "Stime contabili e giudizi significativi".

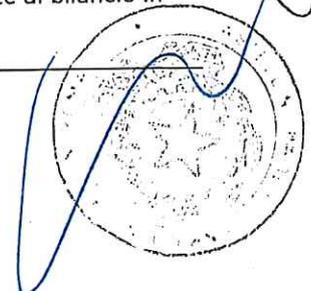
inoltre, abbiamo confrontato le assunzioni utilizzate dagli amministratori per la stima del valore recuperabile delle attività non correnti con quelle utilizzate per la stima delle riserve di petrolio e gas naturale; (iv) inoltre, per quanto riguarda le valutazioni di recuperabilità delle attività, influenzate anche dall'attuale peggioramento del contesto operativo di alcuni paesi, abbiamo ottenuto informazioni sulla situazione economico-finanziaria del paese, analizzato le posizioni scadute e la serie storica degli incassi, rivisto i piani di recupero ed eventuali accordi commerciali, ottenuto informazioni sulle negoziazioni in corso con le controparti e analizzato le previsioni dei flussi di cassa attesi e dei tassi di sconto applicati. Infine, abbiamo verificato l'adeguatezza dell'informativa fornita nelle note al bilancio in relazione all'aspetto chiave.

Procedimenti in materia di responsabilità amministrativa di impresa

Il Gruppo è interessato da procedimenti in materia di responsabilità amministrativa d'impresa, a fronte di attività svolte in paesi esteri. La valutazione delle possibili implicazioni per il Gruppo derivanti da tali procedimenti è un processo complesso che comporta l'applicazione di giudizio da parte degli amministratori, in ciò supportata dalle indicazioni dei legali interni ed esterni incaricati di fornire assistenza nei suddetti procedimenti e, pertanto, è stata ritenuta un aspetto chiave della revisione.

Il Gruppo ha fornito l'informativa sui rischi connessi ai procedimenti in materia di responsabilità amministrativa di impresa nella sezione "Contenziosi" della nota 38 "Garanzie, impegni e rischi".

Le nostre procedure di revisione in risposta all'aspetto chiave, svolte anche con il supporto di nostri specialisti, hanno riguardato, tra l'altro: (i) la comprensione del processo adottato dal Gruppo Eni relativamente alla complessiva analisi dei procedimenti legali e alla valutazione dell'esito atteso da tali procedimenti; (ii) l'analisi del disegno e la verifica dell'operatività dei relativi controlli chiave; (iii) l'analisi delle principali assunzioni utilizzate dagli amministratori nella valutazione dell'esito atteso, anche attraverso informazioni acquisite dai legali interni ed esterni, dalla funzione internal audit, dal collegio sindacale e dal comitato controllo e rischi; (iv) l'esame della documentazione rilevante relativa a tali procedimenti, nonché delle relazioni predisposte dagli esperti incaricati dal Gruppo. Infine, abbiamo verificato l'adeguatezza dell'informativa fornita nelle note al bilancio in relazione all'aspetto chiave.





Building a better
working world

83 192 | 854

Responsabilità degli amministratori e del collegio sindacale per il bilancio consolidato

Gli amministratori sono responsabili per la redazione del bilancio consolidato che fornisca una rappresentazione veritiera e corretta in conformità agli International Financial Reporting Standards adottati dall'Unione Europea, nonché ai provvedimenti emanati in attuazione dell'art. 9 del D. Lgs. 28 febbraio 2005, n. 38 e, nei termini previsti dalla legge, per quella parte del controllo interno dagli stessi ritenuta necessaria per consentire la redazione di un bilancio che non contenga errori significativi dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali.

Gli amministratori sono responsabili per la valutazione della capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento e, nella redazione del bilancio consolidato, per l'appropriatezza dell'utilizzo del presupposto della continuità aziendale, nonché per un'adeguata informativa in materia. Gli amministratori utilizzano il presupposto della continuità aziendale nella redazione del bilancio consolidato a meno che abbiano valutato che sussistono le condizioni per la liquidazione della capogruppo Eni S.p.A. o per l'interruzione dell'attività o non abbiano alternative realistiche a tali scelte.

Il collegio sindacale ha la responsabilità della vigilanza, nei termini previsti dalla legge, sul processo di predisposizione dell'informativa finanziaria del Gruppo.

Responsabilità della società di revisione per la revisione contabile del bilancio consolidato

I nostri obiettivi sono l'acquisizione di una ragionevole sicurezza che il bilancio consolidato nel suo complesso non contenga errori significativi, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali, e l'emissione di una relazione di revisione che includa il nostro giudizio. Per ragionevole sicurezza si intende un livello elevato di sicurezza che, tuttavia, non fornisce la garanzia che una revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia) individui sempre un errore significativo, qualora esistente. Gli errori possono derivare da frodi o da comportamenti o eventi non intenzionali e sono considerati significativi qualora ci si possa ragionevolmente attendere che essi, singolarmente o nel loro insieme, siano in grado di influenzare le decisioni economiche degli utilizzatori prese sulla base del bilancio consolidato.

Nell'ambito della revisione contabile svolta in conformità ai principi di revisione internazionali (ISA Italia), abbiamo esercitato il giudizio professionale e abbiamo mantenuto lo scetticismo professionale per tutta la durata della revisione contabile. Inoltre:

- abbiamo identificato e valutato i rischi di errori significativi nel bilancio consolidato, dovuti a frodi o a comportamenti o eventi non intenzionali; abbiamo definito e svolto procedure di revisione in risposta a tali rischi; abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti ed appropriati su cui basare il nostro giudizio. Il rischio di non individuare un errore significativo dovuto a frodi è più elevato rispetto al rischio di non individuare un errore significativo derivante da comportamenti od eventi non intenzionali, poiché la frode può implicare l'esistenza di collusioni, falsificazioni, omissioni intenzionali, rappresentazioni fuorvianti o forzature del controllo interno;
- abbiamo acquisito una comprensione del controllo interno rilevante ai fini della revisione contabile allo scopo di definire procedure di revisione appropriate nelle circostanze, e non per esprimere un giudizio sull'efficacia del controllo interno del Gruppo;
- abbiamo valutato l'appropriatezza dei principi contabili utilizzati nonché la ragionevolezza delle stime contabili effettuate dagli amministratori e della relativa informativa;

M7

mm



Building a better
working world

83192/852

- siamo giunti ad una conclusione sull'appropriatezza dell'utilizzo da parte degli amministratori del presupposto della continuità aziendale e, in base agli elementi probativi acquisiti, sull'eventuale esistenza di una incertezza significativa riguardo a eventi o circostanze che possono far sorgere dubbi significativi sulla capacità del Gruppo di continuare ad operare come un'entità in funzionamento. In presenza di un'incertezza significativa, siamo tenuti a richiamare l'attenzione nella relazione di revisione sulla relativa informativa di bilancio ovvero, qualora tale informativa sia inadeguata, a riflettere tale circostanza nella formulazione del nostro giudizio. Le nostre conclusioni sono basate sugli elementi probativi acquisiti fino alla data della presente relazione. Tuttavia, eventi o circostanze successivi possono comportare che il Gruppo cessi di operare come un'entità in funzionamento;
- abbiamo valutato la presentazione, la struttura e il contenuto del bilancio consolidato nel suo complesso, inclusa l'informativa, e se il bilancio consolidato rappresenti le operazioni e gli eventi sottostanti in modo da fornire una corretta rappresentazione;
- abbiamo acquisito elementi probativi sufficienti e appropriati sulle informazioni finanziarie delle imprese o delle differenti attività economiche svolte all'interno del Gruppo per esprimere un giudizio sul bilancio consolidato. Siamo responsabili della direzione, della supervisione e dello svolgimento dell'incarico di revisione contabile del Gruppo. Siamo gli unici responsabili del giudizio di revisione sul bilancio consolidato.

Abbiamo comunicato ai responsabili delle attività di governance, identificati ad un livello appropriato come richiesto dai principi di revisione internazionali (ISA Italia), tra gli altri aspetti, la portata e la tempistica pianificate per la revisione contabile e i risultati significativi emersi, incluse le eventuali carenze significative nel controllo interno identificate nel corso della revisione contabile.

Abbiamo fornito ai responsabili delle attività di governance anche una dichiarazione sul fatto che abbiamo rispettato le norme e i principi in materia di etica e di indipendenza applicabili nell'ordinamento italiano e abbiamo comunicato loro ogni situazione che possa ragionevolmente avere un effetto sulla nostra indipendenza e, ove applicabile, le relative misure di salvaguardia.

Tra gli aspetti comunicati ai responsabili delle attività di governance, abbiamo identificato quelli che sono stati più rilevanti nell'ambito della revisione contabile del bilancio dell'esercizio in esame, che hanno costituito quindi gli aspetti chiave della revisione. Abbiamo descritto tali aspetti nella relazione di revisione.

Altre informazioni comunicate ai sensi dell'art. 10 del Regolamento (UE) n. 537/2014

L'assemblea degli Azionisti della Eni S.p.A. ci ha conferito in data 29 aprile 2010 l'incarico di revisione legale del bilancio d'esercizio e consolidato della Eni S.p.A. per gli esercizi con chiusura dal 31 dicembre 2010 al 31 dicembre 2018.

Dichiariamo che non sono stati prestati servizi diversi dalla revisione contabile vietati ai sensi dell'art. 5, par. 1, del Regolamento (UE) n. 537/2014 e che siamo rimasti indipendenti rispetto alla Eni S.p.A. nell'esecuzione della revisione legale.

Confermiamo che il giudizio sul bilancio consolidato espresso nella presente relazione è in linea con quanto indicato nella relazione aggiuntiva destinata al collegio sindacale, nella sua funzione di comitato per il controllo interno e la revisione contabile, predisposta ai sensi dell'art. 11 del citato Regolamento.



Handwritten signature

Handwritten mark



Building a better
working world

83192/853

Relazione su altre disposizioni di legge e regolamentari

Giudizio ai sensi dell'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39 e dell'art. 123-bis, comma 4, del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58

Gli amministratori della Eni S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della relazione sulla gestione e della relazione sul governo societario e gli assetti proprietari del Gruppo Eni al 31 dicembre 2017, incluse la loro coerenza con il relativo bilancio consolidato e la loro conformità alle norme di legge.

Abbiamo svolto le procedure indicate nel principio di revisione (SA Italia) n. 720B al fine di esprimere un giudizio sulla coerenza della relazione sulla gestione e di alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari indicate nell'art. 123-bis, comma 4, del D. Lgs. 24 febbraio 1998, n. 58, con il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2017 e sulla conformità delle stesse alle norme di legge, nonché di rilasciare una dichiarazione su eventuali errori significativi.

A nostro giudizio, la relazione sulla gestione e alcune specifiche informazioni contenute nella relazione sul governo societario e gli assetti proprietari sopra richiamate sono coerenti con il bilancio consolidato del Gruppo Eni al 31 dicembre 2017 e sono redatte in conformità alle norme di legge. Con riferimento alla dichiarazione di cui all'art. 14, comma 2, lettera e), del D. Lgs. 27 gennaio 2010, n. 39, rilasciata sulla base delle conoscenze e della comprensione dell'impresa e del relativo contesto acquisite nel corso dell'attività di revisione, non abbiamo nulla da riportare.

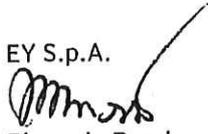
Dichiarazione ai sensi dell'art. 4 del Regolamento Consob di attuazione del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254

Gli amministratori della Eni S.p.A. sono responsabili per la predisposizione della dichiarazione non finanziaria ai sensi del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254. Abbiamo verificato l'avvenuta approvazione da parte degli amministratori della dichiarazione non finanziaria.

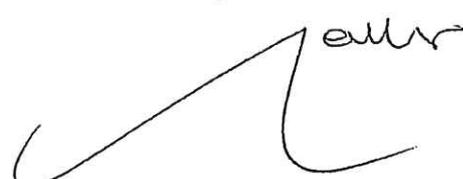
Ai sensi dell'art. 3, comma 10, del D. Lgs. 30 dicembre 2016, n. 254, tale dichiarazione è oggetto di separata attestazione di conformità da parte nostra.

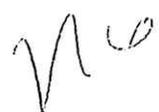
Roma, 6 aprile 2018

EY S.p.A.


Riccardo Rossi
(Socio)

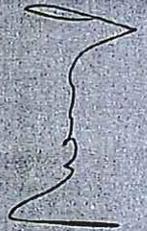






83192/854

BILANCIO DI ESERCIZIO
2017



83192 | 855

STATO PATRIMONIALE

[€ milioni]	Note	31.12.2017		31.12.2016	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
ATTIVITÀ					
Attività correnti					
Disponibilità liquide ed equivalenti	(7)	6.213.811.825	367.730.040	4.582.814.901	41.250.113
Altre attività finanziarie destinate al trading	(8)	5.793.162.809		6.062.003.322	
Crediti commerciali e altri crediti:	(9)	8.587.544.230	6.158.572.868	15.658.346.871	11.254.082.382
- crediti finanziari		2.699.464.465		7.762.576.306	
- crediti commerciali e altri crediti		5.888.079.765		7.895.770.565	
Rimanenze	(10)	1.388.544.550		1.277.716.959	
Attività per imposte sul reddito correnti	(11)	58.726.446		92.581.620	
Attività per altre imposte correnti	(12)	267.014.834		345.870.167	
Altre attività correnti	(13)	692.967.944	377.969.627	1.010.630.623	644.226.025
		23.001.772.638		29.029.964.463	
Attività non correnti					
Immobili, impianti e macchinari	(14)	7.178.646.178		8.045.543.832	
Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo	(15)	1.297.318.037		1.172.570.632	
Attività immateriali	(16)	194.752.958		1.205.014.790	
Partecipazioni	(18)	42.336.529.045		40.009.194.283	
Altre attività finanziarie	(19)	4.832.057.257	4.811.641.219	1.427.755.931	1.405.873.735
Attività per imposte anticipate	(20)	1.151.910.450		1.185.193.459	
Altre attività non correnti	(21)	480.873.584	164.534.684	699.552.732	374.019.621
		57.472.087.509		53.744.825.659	
Discontinued operations e attività destinate alla vendita	(33)	1.717.074		3.635.721	
		80.475.577.221		82.778.425.843	
TOTALE ATTIVITÀ					
PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO					
Passività correnti					
Passività finanziarie a breve termine	(22)	4.146.377.799	3.922.516.072	4.159.479.169	4.006.268.773
Quote a breve di passività finanziarie a lungo termine	(23)	1.972.775.366	464.447	3.013.889.929	645.770
Debiti commerciali e altri debiti	(24)	6.224.379.855	3.156.070.915	6.209.179.673	3.050.851.168
Passività per imposte sul reddito correnti	(25)	64.289.938		3.851.266	
Passività per altre imposte correnti	(26)	808.586.429		887.109.601	
Altre passività correnti	(27)	872.182.600	510.938.545	1.204.612.480	632.108.110
		14.088.591.987		15.478.122.118	
Passività non correnti					
Passività finanziarie a lungo termine	(28)	18.843.053.798	380.563.643	19.553.554.728	695.766.552
Fondi per rischi e oneri	(29)	3.780.911.177		4.053.811.288	
Fondi per benefici ai dipendenti	(30)	353.083.516		391.417.852	
Altre passività non correnti	(31)	880.586.249	143.007.778	1.366.197.912	263.952.970
		23.857.634.740		25.364.981.780	
		37.946.226.727		40.843.103.898	
TOTALE PASSIVITÀ					
PATRIMONIO NETTO					
Capitale sociale	(34)	4.005.358.876		4.005.358.876	
Riserva legale		959.102.123		959.102.123	
Altre riserve		36.000.165.103		34.471.271.330	
Acconto sul dividendo		(1.440.456.053)		(1.440.456.053)	
Azioni proprie		(581.047.644)		(581.047.644)	
Utile netto dell'esercizio		3.586.228.089		4.521.093.313	
TOTALE PATRIMONIO NETTO		42.529.350.494		41.935.321.945	
TOTALE PASSIVITÀ E PATRIMONIO NETTO		80.475.577.221		82.778.425.843	

Morozzi & C

83 192/856

Bilancio Finanziario Annuale 2017

CONTO ECONOMICO

(€ milioni)	Note	2017		2016	
		Totale	di cui verso parti correlate	Totale	di cui verso parti correlate
RICAVI	(36)				
Ricavi della gestione caratteristica		28.983.563.971	10.938.862.109	27.717.529.085	9.897.099.006
Altri ricavi e proventi		2.316.144.963	76.673.075	547.240.248	310.307.957
Totale ricavi		31.299.708.934		28.264.769.333	
COSTI OPERATIVI	(37)				
Acquisti, prestazioni di servizi e costi diversi		(27.358.189.265)	(13.711.409.772)	(27.245.943.596)	(12.388.627.823)
Costo lavoro		(1.159.011.571)		(1.179.079.612)	
Altri proventi (oneri) operativi		(238.634.781)	(249.181.706)	(50.349.163)	369.011.841
Ammortamenti		(727.072.500)		(815.079.778)	
Riprese di valore (svalutazioni) nette		(111.314.644)		(442.645.642)	
Radiazioni		(4.669.125)		(209.196.618)	
UTILE (PERDITA) OPERATIVO		1.700.817.048		(1.677.525.076)	
PROVENTI (ONERI) FINANZIARI	(38)				
Proventi finanziari		1.681.990.022	226.677.635	2.149.423.813	194.138.386
Oneri finanziari		(2.698.158.435)	(28.808.401)	(2.539.618.343)	(24.068.426)
Proventi (oneri) netti su attività finanziarie destinate al trading		(109.755.540)		(21.404.309)	
Strumenti finanziari derivati		479.934.776	(349.102.508)	(34.753.871)	471.993.196
		(645.989.177)		(446.352.710)	
PROVENTI (ONERI) SU PARTECIPAZIONI	(39)	2.701.993.904		6.057.741.755	
UTILE ANTE IMPOSTE - Continuing operations		3.756.821.775		3.933.863.969	
Imposte sul reddito	(40)	(170.593.686)		232.110.583	
Utile netto dell'esercizio - Continuing operations		3.586.228.089		4.165.974.552	
Utile netto dell'esercizio - Discontinued operations	(33)			355.118.761	410.037.436
UTILE NETTO DELL'ESERCIZIO		3.586.228.089		4.521.093.313	

Novare

83192/857

PROSPETTO DELL'UTILE COMPLESSIVO

(€ milioni)	Note	2017	2016
Utile netto dell'esercizio		3.586	4.521
Altre componenti dell'utile (perdita) complessivo:			
Componenti non riclassificabili a conto economico			
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti	(34)	8	(5)
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo non riclassificabili a conto economico	(34)	(1)	2
		7	(3)
Componenti riclassificabili a conto economico			
Variazione fair value strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(34)	(27)	1.044
Differenze cambio da conversione Joint Operation	(34)	(98)	19
Effetto fiscale relativo alle altre componenti dell'utile complessivo riclassificabili a conto economico	(34)	7	(271)
		(118)	792
Totale altre componenti dell'utile (perdita) complessivo		(111)	789
Totale utile complessivo dell'esercizio		3.475	5.310

PROSPETTO DELLE VARIAZIONI NELLE VOCI DI PATRIMONIO NETTO

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Altre riserve di utili disponibili	Riserva IFRS 10 e 11	Accanto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2016	4.005	10.368	959	(581)	581	217	(19)	22.713	612	(1.441)	4.521	41.935
Utile netto dell'esercizio											3.586	3.586
Altre componenti dell'utile complessivo:												
Componenti non riclassificabili a conto economico												
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale							?					?
							?					?
Componenti riclassificabili a conto economico												
Variazione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						(20)						(20)
Differenze cambio da conversione Joint Operation									(98)			(98)
									(98)			(118)
Operazioni con gli azionisti:												
Accanto sul dividendo 2017 (€0,40 per azione)									(1.441)			(1.441)
Attribuzione del dividendo residuo 2016 (€0,40 per azione)									1.441	(2.881)		(1.440)
Attribuzione utile 2016 a riserve							18	1.644	(22)		(1.640)	
							18	1.644	(22)		(4.521)	(2.881)
Altri movimenti di patrimonio netto:												
Riduzione riserva art.6 comma 2 lettera a) D.Lgs 38/2005							(22)	22				
							(22)	22				
Saldi al 31 dicembre 2017	4.005	10.368	959	(581)	581	197	(16)	24.379	492	(1.441)	3.586	42.529

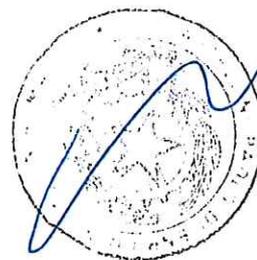
Morgani

83 192/858

FAI RENDICONTI FINANZIARI ANNO 2017

(€ milioni)	Capitale sociale	Altre riserve di capitale	Riserva legale	Azioni proprie acquistate	Riserva per acquisto di azioni proprie	Riserva fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale	Altre riserve di utili non disponibili	Altre riserve di utili disponibili	Riserva IFRS 10 e 11	Accanto sul dividendo	Utile dell'esercizio	Totale
Saldi al 31 dicembre 2015	4.005	10.368	959	(581)	581	(556)	123	23.310	610	(1.440)	2.183	39.562
Effetti fusioni 1° gennaio 2016								(58)				(58)
Saldo al 1° gennaio 2016	4.005	10.368	959	(581)	581	(556)	123	23.252	610	(1.440)	2.183	39.504
Utile netto dell'esercizio											4.521	4.521
Altre componenti dell'utile complessivo:												
Componenti non riclassificabili a conto economico												
Valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale							(3)					(3)
							(3)					(3)
Componenti riclassificabili a conto economico												
Variatione fair value strumenti finanziari derivati cash flow hedge al netto dell'effetto fiscale						773						773
Differenze cambio da conversione Joint Operation									19			19
						773			19			792
Operazioni con gli azionisti:												
Accanto sul dividendo 2016 (€0,40 per azione)									(1.441)			(1.441)
Attribuzione del dividendo residuo 2015 (€0,40 per azione)							(1.025)	(3)	1.440	(1.852)		(1.440)
Attribuzione utile 2015 a riserve							63		3		(66)	
							63	(1.025)		(1)	(1.918)	(2.881)
Altri movimenti di patrimonio netto:												
Riduzione riserva art.6 comma 2 lettera a) D.Lgs 38/2005							(202)	202				
Effetto Versalis								294			(294)	
Effetto Applicazione SEM							(12)	(17)			29	
Operazioni straordinarie under common control							(11)					(11)
Altre variazioni								13				13
							(202)	486	(17)		(265)	2
Saldi al 31 dicembre 2016	4.005	10.368	959	(581)	581	217	(19)	22.713	612	(1.441)	4.521	41.895

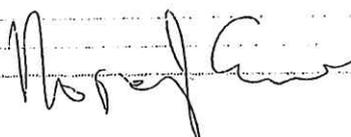
Moray E



83192/1859

RENDICONTO FINANZIARIO

(€ milioni)	2017	2016
Utile netto dell'esercizio - Continuing operations	3.586	4.166
Rettifiche per ricondurre l'utile netto al flusso di cassa da attività operativa:		
- Ammortamenti	727	815
- Svalutazioni (riprese di valore) nette	111	443
- Radiazioni	5	209
- Svalutazioni (rivalutazioni) partecipazioni	367	374
- Plusvalenze nette su cessioni di attività	(1.996)	29
Dividendi	(3.061)	(6.486)
Interessi attivi	(204)	(161)
Interessi passivi	599	588
Imposte sul reddito	171	(232)
Altre variazioni	230	159
Variazioni del capitale di esercizio:		
- rimanenze	(238)	(66)
- crediti commerciali	241	1.353
- debiti commerciali	335	93
- fondi per rischi e oneri	(195)	(30)
- altre attività e passività	(195)	(585)
Flusso di cassa del capitale di esercizio	(52)	765
Variazione fondo benefici per i dipendenti	42	16
Dividendi incassati	3.076	6.458
Interessi incassati	201	165
Interessi pagati	(576)	(692)
Imposte sul reddito pagate al netto dei rimborsi e crediti di imposta acquistati	55	7
Flusso di cassa netto da attività operativa - Continuing operations	3.281	6.623
Flusso di cassa netto da attività operativa - Discontinued operations		
Flusso di cassa netto da attività operativa	3.281	6.623
- di cui flusso di cassa netto da attività operativa verso parti correlate	(2.315)	(3.086)
Investimenti:		
- attività materiali	(738)	(788)
- attività immateriali	(35)	(58)
- partecipazioni	(2.586)	(8.299)
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	(3.041)	(1.585)
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di investimento e imputazione di ammortamenti all'attivo patrimoniale		(507)
Flusso di cassa degli investimenti	(6.400)	(11.237)
Disinvestimenti:		
- attività materiali	14	5
- imprese consolidate e rami d'azienda al netto delle disponibilità liquide cedute	2.362	
- Imposte pagate sulle dismissioni	(301)	
- partecipazioni	1.033	2.209
- crediti finanziari strumentali all'attività operativa	1.901	5.405
- variazione debiti e crediti relativi all'attività di disinvestimento	382	
- titoli strumentali all'attività operativa	1	
Flusso di cassa dei disinvestimenti	5.392	7.619
Flusso di cassa netto da attività di Investimento - Continuing operations	(1.008)	(3.618)
Flusso di cassa netto da attività di Investimento - Discontinued operations		
Flusso di cassa netto da attività di Investimento	(1.008)	(3.618)
- di cui flusso di cassa netto da attività di Investimento verso parti correlate	(1.203)	(3.436)
Altre attività finanziarie destinate al trading	1	(1.257)
Assunzione (rimborso) di debiti finanziari a lungo	(1.345)	2.135
Incremento (decremento) di debiti finanziari a breve termine	26	548
Crediti finanziari non strumentali all'attività operativa	3.556	(1.105)
Dividendi pagati	(2.880)	(2.881)
Flusso di cassa netto da attività di finanziamento	(642)	(2.560)
- di cui flusso di cassa netto da attività di finanziamento verso parti correlate	3.153	(1.693)
Effetto delle operazioni straordinarie (fusioni, conferimenti)		6
Flusso di cassa netto dell'esercizio	1.631	451
Disponibilità liquide ed equivalenti a inizio esercizio	4.583	4.132
Disponibilità liquide ed equivalenti a fine esercizio	6.214	4.583



83 192/860

ENI REPORTING FINANZIARIO PUBBLICO 2017

NOTE AL BILANCIO DI ESERCIZIO

1 Criteri di redazione

Il bilancio di esercizio è redatto 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. 38/05.

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.

Il progetto di bilancio di esercizio al 31 dicembre 2017 è stato approvato dal Consiglio di Amministrazione di Eni nella riunione del 15 marzo 2018. 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.

2 Criteri di valutazione

I criteri di valutazione sono gli stessi adottati per la redazione del bilancio consolidato, cui si rinvia, fatta eccezione per la rilevazione e valutazione delle partecipazioni in imprese controllate, joint venture e collegate, che sono valutate al costo di acquisto¹. Il valore di iscrizione delle partecipazioni, in assenza di meccanismi di riaddebito, tiene conto della valorizzazione al valore di mercato dei piani di incentivazione basati su azioni della controllante attribuiti a dipendenti delle società controllate. 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.

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 degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Il valore d'uso è determinato, generalmente, nei limiti della corrispondente frazione del patrimonio netto dell'impresa partecipata desunto dal bilancio consolidato, attualizzando i flussi di cassa attesi dalla partecipazione e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla sua cessione, al netto degli oneri di dismissione. I flussi di cassa attesi sono determinati sulla base di assunzioni ragionevoli e dimostrabili rappresentative della migliore stima delle future condizioni economiche, dando maggiore rilevanza alle indicazioni provenienti dall'esterno. L'attualizzazione è effet-

tuata a 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. Quando vengono meno i motivi delle svalutazioni precedentemente rilevate, le partecipazioni sono rivalutate nei limiti delle svalutazioni effettuate, con imputazione dell'effetto a conto economico alla voce "Proventi (oneri) su partecipazioni".

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 è impegnata ad adempiere a obbligazioni legali o implicite della partecipata, o comunque, a coprirne le perdite.

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.

Le altre partecipazioni sono valutate al fair value con imputazione degli effetti alla riserva di patrimonio netto afferente le altre componenti dell'utile complessivo; le variazioni del fair value rilevate nel patrimonio netto sono imputate a conto economico all'atto della svalutazione o del realizzo. Quando le altre partecipazioni non sono quotate in un mercato regolamentato e il fair value non può essere attendibilmente determinato, le stesse sono valutate al costo rettificato per perdite di valore; le perdite di valore non sono oggetto di ripristino².

I dividendi da società controllate, joint venture e collegate sono imputati a conto economico quando deliberati, anche nel caso in cui derivino dalla distribuzione di riserve di utili generatesi antecedentemente all'acquisizione della partecipazione. La distribuzione di tali riserve di utili rappresenta un evento che fa presumere una perdita di valore e, pertanto, comporta la necessità di verificare la recuperabilità del valore di iscrizione della partecipazione.

3 Schemi di bilancio³

Le voci dello stato patrimoniale sono classificate in correnti e non correnti, quelle del conto economico sono classificate per natura⁴. Le attività e le passività sono classificate come correnti se: (i) la loro realizzazione/estinzione è prevista nel normale ciclo operativo aziendale o nei dodici mesi successivi alla chiusura dell'esercizio; (ii) sono costituite da disponibilità liquide o disponibilità liquide equivalenti che non presentano vincoli tali da limitarne l'utilizzo nei dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; o (iii) sono detenute principalmente con finalità di trading. Gli strumenti derivati posti in essere con finalità di trading sono classificati tra le componenti correnti, indipendentemente dalla maturity date. Gli strumenti derivati non di copertura, posti in essere con finalità di mitigazione di rischi ma privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting, e gli strumenti derivati di copertura

(1) In caso di acquisizione del controllo in fasi successive, il valore di iscrizione della partecipazione è determinato come sommatoria del costo sostenuto in ciascuna tranche di acquisto.

(2) La svalutazione 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.

(3) Gli schemi di bilancio sono gli stessi adottati nell'ultimo bilancio di esercizio; nello schema di rendiconto finanziario, nel flusso di cassa netto da attività di investimento, è presentato distintamente l'esborso fiscale, specificatamente individuabile, riferito ad una operazione di dismissione.

(4) Le informazioni relative agli strumenti finanziari secondo la classificazione prevista dagli IFRS sono indicate nella nota n. 35 - "Garanzie, impegni e rischi - Altre informazioni sugli strumenti finanziari".

83 192 | 1861

sono classificati come correnti quando la loro realizzazione è prevista entro i dodici mesi successivi alla data di chiusura dell'esercizio; diversamente, sono classificati tra le componenti non correnti.

Il prospetto dell'utile complessivo indica il risultato economico integrato dei proventi e oneri che per espressa disposizione degli IFRS sono rilevati direttamente a patrimonio netto.

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 del periodo delle altre componenti di natura non monetaria.

4 Modifica dei criteri contabili

Le modifiche ai principi contabili entrate in vigore a partire dal 1° gennaio 2017 non hanno prodotto effetti significativi.

5 Stime contabili e giudizi significativi

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

6 Principi contabili di recente emanazione

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

Con riferimento alle nuove disposizioni in materia di ricavi (IFRS 15) e di strumenti finanziari (IFRS 9), in vigore a partire dal 1° gennaio 2018, gli impatti connessi con l'adozione delle nuove previsioni non sono significativi e sono relativi, essenzialmente, all'adozione dell'expected credit loss model per l'impairment delle attività finanziarie (riduzione del patrimonio netto di €29 milioni al netto dell'effetto fiscale) e all'adeguamento al valore di mercato di alcune partecipazioni minoritarie (incremento del patrimonio netto di €20 milioni al netto dell'effetto fiscale).



83 192 / 862

Eni - Bilancio Finanziario Annuale 2017

ATTIVITÀ CORRENTI

7 Disponibilità liquide ed equivalenti

Le disponibilità liquide ed equivalenti ammontano a €6.214 milioni (€4.583 milioni al 31 dicembre 2016) con un incremento di €1.631 milioni.

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 del Gruppo e da saldi attivi di conto corrente connessi alla gestione degli incassi e

dei pagamenti del Gruppo che confluiscono sui conti Eni. La scadenza media dei depositi in euro (€4.700 milioni) è di 6 giorni e il tasso di interesse effettivo è -0,3249%; la scadenza media dei depositi in dollari (€620 milioni) è di 4 giorni e il tasso di interesse effettivo è lo 1,4702%; la scadenza media dei depositi in sterline (€17 milioni) è di 4 giorni e il tasso di interesse effettivo è lo 0,045%.

8 Attività finanziarie destinate al trading

Le attività finanziarie destinate al trading di €5.793 milioni (€6.062 milioni al 31 dicembre 2016) sono relative a titoli non strumentali all'attività operativa e comprendono per €845 milioni operazioni di prestito titoli. Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità nel rispetto di quanto definito nel Piano Finanziario. L'attivi-

tà di gestione della liquidità strategica 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 si analizza come segue⁵:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Titoli non strumentali all'attività operativa:		
Titoli quotati emessi da Stati Sovrani	888	913
Altri titoli	4.905	5.149
	5.793	6.062

[5] Maggiori informazioni sui rischi connessi alla liquidità strategica sono riportate alla nota n. 35 - "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi di impresa".

83192/863

(€ milioni)	Valore nominale (€ milioni)	Fair value (€ milioni)	Classe di rating Moody's	Classe di rating S&P
TITOLI QUOTATI EMESSI DA STATI SOVRANI				
Tasso fisso				
Italia	461	460	Baa2	BBB
Stati Uniti d'America	47	39	Aaa	AA+
Giappone	25	21	A1	A+
Spagna	30	25	Baa2	BBB+
Polonia	30	27	A2	BBB+
Slovenia	11	9	Baa1	A+
Canada	11	9	Aaa	AAA
Slovacchia	5	4	A2	A+
Corea del Sud	1	1	Aa2	AA
	621	595		
Tasso variabile				
Italia	288	291	Baa2	BBB
Stati Uniti d'America	2	2	Aaa	AA+
	290	293		
Totale titoli quotati emessi da Stati Sovrani	911	888		
ALTRI TITOLI				
Tasso fisso				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	2.018	1.903	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	1.394	1.365	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Enti Sovranazionali	11	10	da Aaa a Aa3	da AAA a AA-
	3.423	3.278		
Tasso variabile				
Titoli quotati emessi da imprese industriali	787	752	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Istituti finanziari e assicurativi	835	837	da Aaa a Baa3	da AAA a BBB-
Titoli quotati emessi da Enti Sovranazionali	45	38	da Aaa a Aa3	da AAA a AA-
	1.667	1.627		
Totale Altri titoli	5.090	4.905		
Totale Attività finanziarie destinate al trading	6.001	5.793		

Le attività finanziarie destinate al trading si analizzano per valuta come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Euro	4.024	4.219
Dollaro USA	1.014	695
Lira sterlina	198	632
Franco Svizzero	461	413
Dollaro australiano	79	51
Dollaro canadese	17	52
	5.793	6.062

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

9 Crediti commerciali e altri crediti

I crediti commerciali e altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Crediti commerciali	5.111	6.813
Crediti finanziari:		
- strumentali all'attività operativa	258	1.735
- non strumentali all'attività operativa	2.442	6.028
	2.700	7.763
Altri crediti:		
- attività di disinvestimento	1	385
- altri	775	697
	776	1.082
	8.587	15.658

I crediti commerciali di €5.111 milioni riguardano essenzialmente crediti derivanti dalla cessione di gas naturale e di energia elettrica e dalla vendita di prodotti petroliferi. I crediti commerciali riguardano crediti verso clienti (€2.434 milioni), crediti verso imprese controllate (€2.647 milioni) e crediti verso imprese collegate, joint venture e altre imprese del gruppo (€30 milioni). La riduzione dei crediti commerciali di €1.702

milioni è dovuta essenzialmente al conferimento del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power" ad Eni gas e luce SpA a cui sono stati ceduti i crediti esistenti al 30 giugno 2017, data di efficacia del conferimento, per un importo pari a €1.908 milioni.

I crediti sono esposti al netto del fondo svalutazione di €242 milioni (€1.256 milioni al 31 dicembre 2016), la cui movimentazione è di seguito indicata:

(€ milioni)	Crediti commerciali	Altri crediti diversi e finanziari	Totale fondo svalutazione
Valore al 31.12.2016	1.254	2	1.256
Accantonamenti	159		159
Effetto conferimento Eni gas e luce SpA	(1.083)		(1.083)
Utilizzi	(90)		(90)
Valore al 31.12.2017	240	2	242

Gli accantonamenti riguardano essenzialmente le svalutazioni dei crediti afferenti alle vendite di gas ed energia elettrica operate nel primo semestre dal business retail oggetto di conferimento ad Eni gas e luce SpA al 30 giugno 2017; in sede di conferimento il fondo svalutazione crediti trasferito ammontava a €1.083 milioni.

Al 31 dicembre 2017 sono in essere operazioni di cessione pro-soluto di crediti commerciali con scadenza 2018 per €681 milioni (€944 milioni nel 2016 con scadenza 2017). Le cessioni riguardano crediti commerciali relativi a Gas & Power (€485 milioni) e Refining & Marketing (€196 milioni). L'ageing dei crediti commerciali e degli altri crediti si analizza come segue:

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale	Crediti commerciali	Altri crediti	Totale
Crediti non scaduti e non svalutati	4.861	758	5.619	5.338	1.079	6.417
Crediti svalutati al netto del fondo svalutazione	79		79	596		596
Crediti scaduti e non svalutati:						
- da 0 a 3 mesi	110	6	116	619		619
- da 3 a 6 mesi	14	1	15	36		36
- da 6 a 12 mesi	13		13	58		58
- oltre 12 mesi	34	11	45	166	3	169
	171	18	189	879	3	882
	5.111	776	5.887	6.813	1.082	7.895

ne

83192/865

I crediti commerciali e gli altri crediti scaduti e non svalutati riguardano principalmente rapporti verso amministrazioni pubbliche, Enti di Stato italiano ed esteri, controparti con elevata affidabilità creditizia per forniture di prodotti petroliferi e gas naturale. I crediti commerciali in moneta diversa dall'euro ammontano a €434 milioni.

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa⁶ di €258 milioni, sono relativi in particolare alla quota a breve di finanziamenti a lungo termine concessi ad Eni gas e luce SpA (€160 milioni) in occasione del conferimento del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power". La diminuzione di €1.477 milioni è essenzialmente dovuta alla scadenza di linee di credito verso Eni Finance International SA. I crediti

finanziari non strumentali all'attività operativa di €2.442 milioni riguardano crediti a breve termine verso società controllate, in particolare verso Eni Finance International SA (€1.227 milioni), Trans Tunisian Pipeline Company SpA (€195 milioni), Eni Mediterranea Idrocarburi SpA (€177 milioni), Eni Trading & Shipping SpA (€168 milioni) e Tigáz DSO (€159 milioni); la diminuzione dei crediti finanziari non strumentali all'attività operativa di €3.586 milioni riguarda essenzialmente rimborsi di finanziamenti da parte di Eni Finance International SA. I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €385 milioni.

Gli altri crediti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Crediti verso partner in joint venture per attività di esplorazione e produzione	157	138
Anticipi al personale	38	45
Acconti per servizi e forniture	23	16
Altri crediti	558	883
	776	1.082

Gli altri crediti di €558 milioni includono essenzialmente: (i) i crediti verso imprese controllate incluse nel consolidato IVA (€247 milioni); (ii) il credito residuo verso Eni Insurance DAC (€201 milioni) per l'indennizzo relativo all'incidente occorso a dicembre 2016 sull'impianto Est presso la raffineria di Sannazzaro; (iii) i crediti per il regolamento di rapporti patrimoniali con imprese controllate incluse nel consolidato fiscale (€18 milioni).

I crediti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 – "Rapporti con parti correlate".

La valutazione al fair value dei crediti commerciali e degli altri crediti 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.

10 Rimanenze

Le rimanenze si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017				31.12.2016			
	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale	Greggio, gas naturale e prodotti petroliferi	Lavori in corso su ordinazione	Altre	Totale
Materie prime, sussidiarie e di consumo	211		176	387	59		188	247
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati	96			96	69			69
Lavori in corso su ordinazione						2		2
Prodotti finiti e merci	852			852	905			905
Certificati bianchi			54	54			54	54
	1.159		230	1.389	1.033	2	242	1.277

(6) I crediti finanziari strumentali all'attività operativa riguardano i finanziamenti a lungo termine, comprensivi delle quote a breve termine, concessi alle società del Gruppo. La quota a lungo termine dei crediti finanziari strumentali all'attività operativa è descritta alla nota n. 19 – "Altre attività finanziarie". I crediti finanziari non strumentali all'attività operativa riguardano i finanziamenti a breve termine concessi alle società del Gruppo.

83 192/866

SOCIETÀ PER AZIONI

Le rimanenze sono esposte al netto del fondo svalutazione di €22 milioni (€13 milioni al 31 dicembre 2016):

(€ milioni)	Valore al 31.12.2016	Accantonamenti	Valore al 31.12.2017
Materie prime, sussidiarie e di consumo	13	6	19
Prodotti in corso di lavorazione e semilavorati		1	1
Prodotti finiti e merci		2	2
	13	9	22

Al 31 dicembre 2017 le rimanenze sono costituite:

- per le materie prime, sussidiarie e di consumo, da greggio (€211 milioni) e da materiali diversi (€176 milioni);
- per i prodotti in corso di lavorazione e semilavorati, da nafta in deposito presso le raffinerie (€96 milioni);
- per i prodotti finiti e merci, da prodotti petroliferi depositati presso raffinerie e depositi (€462 milioni) e da gas naturale depositato prin-

cipalmente presso Stoccaggi Gas Italia SpA (€364 milioni) e di GNL depositato presso il terminale di Zeebrugge e su navi viaggianti (€26 milioni).

I certificati bianchi di €54 milioni sono valutati al fair value determinato sulla base dei prezzi di mercato.

Le rimanenze di magazzino per €86 milioni sono a garanzia dell'esposizione potenziale di bilanciamento nei confronti di Snam Rete Gas SpA

11 Attività per imposte sul reddito correnti

Le attività per imposte sul reddito correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
IRES	14	40
IRAP	29	30
Crediti per istanza di rimborso IRES Legge n. 2/2009	4	3
Altre	12	19
	59	92

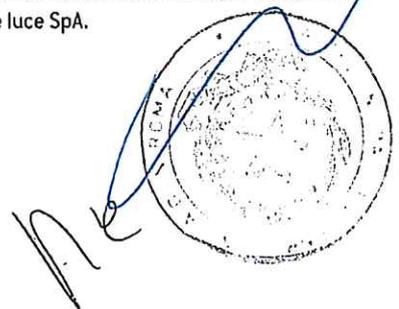
12 Attività per altre imposte correnti

Le attività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Amministrazione Finanziaria Italiana:		
- IVA	182	167
- Imposte di consumo	26	127
- Accise	4	10
- Altre imposte indirette	55	42
	267	346

Le attività per altre imposte correnti di €267 milioni sono diminuite di €79 milioni a seguito essenzialmente dei minori crediti per imposte di

consumo in relazione al conferimento del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power" ad Eni gas e luce SpA.



83 192 / 864

13 Altre attività correnti

Le altre attività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	430	660
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	103	168
Altre attività	160	183
	693	1.011

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 32 – "Strumenti finanziari derivati".

Le altre attività di €160 milioni comprendono essenzialmente l'ammontare di €63 milioni relativo al gas prepagato per effetto dell'attivazione in esercizi passati della clausola take-or-pay dei contratti di fornitura long-term, rilevato come deferred cost, che Eni prevede di recuperare nei prossimi dodici mesi ritirando il gas prepagato sulla base dei piani di vendita (€90 milioni al 31 dicembre 2016).

La riduzione del deferred cost rispetto al 2016 è dovuta al ritiro dei volumi sottostanti realizzato nel corso dell'esercizio. Il valore contabile dell'anticipo, assimilabile a un credito in natura, è oggetto di svalutazione per allinearlo al valore netto di realizzo del gas quando quest'ultimo è inferiore. In caso contrario e nei limiti del costo sostenuto è prevista la ripresa di valore. In applicazione di tale criterio contabile nell'esercizio 2017 è stata rilevata una ripresa di valore di €4 milioni.

83 192 / 868

Eni - Rapporto Finanziario Annuale 2017

ATTIVITÀ NON CORRENTI

14 Immobili, impianti e macchinari

Gli immobili, impianti e macchinari si analizzano come segue:

(€ milioni)	Terreni	Fabbricati	Impianti e macchinari	Attrezzature industriali e commerciali	Altri beni	Immobilizzazioni in corso e acconti	Totale
2017							
Valore iniziale netto	170	501	4.357	158	59	2.801	8.046
Operazioni straordinarie		(3)	(4)				(7)
Investimenti		2	32	8	9	687	738
Ammortamenti		(30)	(591)	(17)	(18)		(656)
Riprese di valore (svalutazioni) nette		(3)	67	(1)	(1)	(173)	(111)
Radiazioni			(3)			(2)	(5)
Dismissioni	(1)		(5)				(6)
Altre variazioni	3	25	348	5		(1.202)	(821)
Valore finale netto	172	492	4.201	153	49	2.111	7.178
Valore finale lordo	172	1.902	23.637	583	649	2.502	29.445
Fondo ammortamento e svalutazione		1.410	19.436	430	600	391	22.267
2016							
Valore iniziale netto	168	542	4.947	168	104	2.508	8.437
Operazioni straordinarie	2	3	111		(2)	98	212
Investimenti				5	5	778	788
Ammortamenti		(31)	(654)	(19)	(25)		(729)
Riprese di valore (svalutazioni) nette		(2)	(266)	(1)		(174)	(443)
Radiazioni			(196)			(13)	(209)
Dismissioni							
Altre variazioni		(11)	415	5	(23)	(396)	(10)
Valore finale netto	170	501	4.357	158	59	2.801	8.046
Valore finale lordo	170	1.892	23.187	569	645	3.158	29.621
Fondo ammortamento e svalutazione		1.391	18.830	411	586	357	21.575

I terreni (€172 milioni) riguardano principalmente le aree sulle quali insistono gli impianti di distribuzione dei carburanti (€151 milioni).

I fabbricati (€492 milioni) riguardano principalmente fabbricati industriali impiegati nell'attività di raffinazione e nell'attività non oil della rete di distribuzione (€426 milioni) e i fabbricati del centro elaborazioni Green Data Center della Corporate (€45 milioni).

Gli impianti e macchinari (€4.201 milioni) riguardano essenzialmente: (i) gli impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi (€2.475 milioni); (ii) gli impianti di raffinazione (€979 milioni) e di distribuzione carburanti (€281 milioni).

Le attrezzature industriali e commerciali (€153 milioni) si riferiscono principalmente agli strumenti di laboratorio della raffinazione e della logistica nonché ad attrezzature commerciali del comparto non oil della rete di distribuzione carburanti.

Gli altri beni (€49 milioni) riguardano principalmente le attrezzature informatiche.

Le immobilizzazioni in corso e acconti (€2.111 milioni) riguardano principalmente per la Exploratin & Production: (i) le attività di presviluppo condotte in Mozambico dalla joint operation Mozambique Rovuma Venture SpA (ex Eni East Africa SpA) (€614 milioni); (ii) gli investimenti relativi allo sviluppo dei giacimenti della concessione Val d'Agri (€301 milioni); (iii) gli investimenti relativi allo sviluppo dei giacimenti dell'offshore adriatico (€85 milioni) e della concessione Villafortuna (€23 milioni); per le attività di Refining & Marketing gli interventi sulle strutture di raffineria (€675 milioni) e gli interventi sulla rete di distribuzione dei prodotti petroliferi (€53 milioni).

Gli investimenti di €738 milioni riguardano essenzialmente: (a) Exploration & Production (€355 milioni) e sono relativi principalmente alle attività di sviluppo di nuovi progetti e hanno riguardato in particolare: (i) il proseguimento delle attività di presviluppo condotte in Mozambico dalla joint operation Mozambique Rovuma Venture SpA; (ii) l'ottimizzazione di giacimenti in produzione attraverso interventi sui pozzi

me

83 192 | 869

(Barbara e Cervia); (iii) l'avanzamento del programma di perforazione, allacciamento e adeguamento degli impianti di produzione in Val d'Agri; (b) Refining & Marketing (€363 milioni) in relazione: (i) all'attività di raffinazione e logistica (€292 milioni), principalmente per il mantenimento dell'affidabilità degli impianti, della conversione del sistema di raffinazione, nonché interventi in materia di salute, sicurezza e ambiente; (ii) all'attività di marketing (€71 milioni), per obblighi di legge e stay in business della rete di distribuzione di prodotti petroliferi.

Le svalutazioni nette di €111 milioni riguardano essenzialmente la Refining & Marketing per investimenti di stay in business e di rispetto delle normative applicabili su impianti già interamente svalutati. Le informazioni sulle metodologie utilizzate per la determinazione delle svalutazioni sono indicate alla nota n. 17 - "Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali".

Le altre variazioni negative di €821 milioni si riferiscono essenzialmente: (i) alla cessione dell'interest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico (€648 milioni); (ii) alla revisione delle stime dei costi per abbandono e ripristino siti, dovuta alla variazione dei tassi di sconto, del timing degli esborsi e all'aggiornamento delle stime costi.

Il tasso d'interesse utilizzato per la capitalizzazione degli oneri finanziari è del 2,3% (2,54% al 31 dicembre 2016).

Gli oneri finanziari capitalizzati ammontano a €40 milioni.

I contributi pubblici portati a decremento degli Immobili, impianti e macchinari ammontano a €78 milioni.

Le immobilizzazioni in corso relative all'attività esplorativa e di appraisal nonché altre immobilizzazioni in corso di Exploration & Production si analizzano come segue:

(€ milioni)	Pozzi esplorativi in corso	Pozzi esplorativi completati in attesa di esito	Pozzi esplorativi di successo in corso	Attività esplorativa e di appraisal	Pozzi e impianti di sviluppo in corso	Altre immobilizzazioni in corso	Totale
2017							
Valore Iniziale		677	20	697	1.083	1.083	1.780
Investimenti					348	348	348
Riprese di valore (svalutazioni) nette			(15)	(15)	9	9	(6)
Radiazioni					(1)	(1)	(1)
Riclassifiche		(173)	173		(188)	(188)	(188)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione		(253)	(92)	(345)	(456)	(456)	(801)
Valore finale		251	86	337	795	795	1.132
2016							
Valore Iniziale		665	5	670	1.383	1.383	2.053
Investimenti					467	467	467
Riprese di valore (svalutazioni) nette					(75)	(75)	(75)
Radiazioni		(6)		(6)	(6)	(6)	(12)
Riclassifiche					(812)	(812)	(812)
Altre variazioni e differenze di cambio da conversione		18	15	33	126	126	159
Valore finale		677	20	697	1.083	1.083	1.780

Le riclassifiche di €188 milioni riguardano pozzi e impianti di sviluppo avviati in produzione nell'esercizio.

Di seguito le informazioni relative alla stratificazione dei pozzi sospesi in attesa dell'esito ("ageing") e i progetti ai quali si riferiscono:

(€ milioni)	2017	2016
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a inizio periodo	677	665
Incrementi per i quali è in corso la determinazione delle riserve certe		
Ammontari precedentemente capitalizzati e spesi nell'esercizio		(6)
Riclassifica a pozzi di successo a seguito della determinazione delle riserve certe	(173)	
Cessione Mozambico	(200)	
Riclassifica ad assets destinati alla cessione/discontinued operation		
Differenze cambio da conversione	(53)	18
Costi dei pozzi esplorativi sospesi a fine periodo	251	677

83 192 / 870

ENI RIFINAZIONE INDUSTRIALIA ANNO 2017

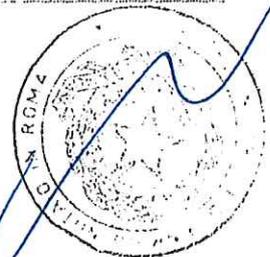
	2017		2016	
	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)	(€ milioni)	(Numero pozzi in quota Eni)
Costi capitalizzati e sospesi di perforazione esplorativa				
- fino a 1 anno	188	4,10		
- da 1 a 3 anni			30	0,56
- oltre 3 anni	63	1,80	647	7,96
	251	5,90	677	8,52
Costi capitalizzati di pozzi sospesi				
- progetti con scoperte commerciali che procedono verso il sanzionamento	251	5,90	677	8,52
	251	5,90	677	8,52

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

(% annua)	
Fabbricati	3-16
Pozzi e impianti di sfruttamento	Aliquota UOP
Impianti specifici di raffineria e logistica	5,5-15
Impianti specifici di distribuzione	4-12,5
Altri impianti e macchinari	4-25
Attrezzature industriali e commerciali	7-35
Altri beni	12-25

Gli immobili, impianti e macchinari per linea di business si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Attività materiali lorde:		
- Exploration & Production	14.968	15.418
- Gas & Power	18	99
- Refining & Marketing	14.090	13.765
- Corporate	369	339
	29.445	29.621
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	11.278	10.853
- Gas & Power	12	67
- Refining & Marketing	10.723	10.429
- Corporate	254	226
	22.267	21.575
Attività materiali nette:		
- Exploration & Production	3.690	4.565
- Gas & Power	6	32
- Refining & Marketing	3.367	3.336
- Corporate	115	113
	7.178	8.046



83192 (871)

15 Rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo

Le rimanenze immobilizzate - scorte d'obbligo di €1.297 milioni (€1.172 milioni al 31 dicembre 2016) includono 3,5 milioni di tonnellate di greggi e prodotti petroliferi a fronte dell'obbligo di cui al DL n. 249 del 31 di-

cembre 2012. La misura è determinata annualmente dal Ministero dello Sviluppo Economico. Le scorte d'obbligo aumentano di €125 milioni per effetto principalmente dell'andamento della dinamica dei prezzi.

16 Attività immateriali

Le attività immateriali si analizzano come segue:

(€ milioni)	Concessioni, licenze, marchi e diritti simil	Diritti di brevetto industriale e diritti di utilizzazione delle opere dell'ingegno	Immobilizzazioni in corso e acconti	Altre attività immateriali	Attività immateriali a vita utile definita	Attività immateriali a vita utile indefinita: Goodwill	Totale
31.12.2017							
Valore Iniziale netto	22	235	44	64	365	840	1.205
Operazioni straordinarie		(117)	(18)	(18)	(153)	(823)	(976)
Investimenti		14	21		35		35
Ammortamenti	(2)	(59)		(10)	(71)		(71)
Altre variazioni		35	(34)	1	2		2
Valore finale netto	20	108	13	37	178	17	195
Valore finale lordo	385	1.094	13	620	2.112	94	2.206
Fondo ammortamento e svalutazione	365	986		583	1.934	77	2.011
31.12.2016							
Valore Iniziale netto	25	250	49	72	396	808	1.204
Operazioni straordinarie						32	32
Investimenti		40	16	2	58		58
Ammortamenti	(3)	(72)		(11)	(86)		(86)
Altre variazioni		17	(21)	1	(3)		(3)
Valore finale netto	22	235	44	64	365	840	1.205
Valore finale lordo	385	1.265	44	1.303	2.997	917	3.914
Fondo ammortamento e svalutazione	363	1.030		1.239	2.632	77	2.709

Le concessioni, licenze, marchi e diritti simili di €20 milioni riguardano essenzialmente i diritti minerari relativi alla concessione del giacimento Bonaccia (€7 milioni), alla concessione Val d'Agri (€8 milioni) e ad altre concessioni minori. 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 €108 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 12,5% al 33%.

Le immobilizzazioni in corso e acconti di €13 milioni riguardano essenzialmente i costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business.

Le altre attività immateriali di €37 milioni si riferiscono principalmente alle somme riconosciute alla Regione Basilicata e alla Regione Emilia Romagna - Provincia/Comune di Ravenna, al netto dell'ammortamento effettuato con il metodo UOP, sulla base degli accordi attuativi connessi a interventi di social project realizzati da Eni e associati all'attività della Exploration & Production nelle aree della Val D'Agri e dell'Alto Adriatico (€35 milioni).

Le operazioni straordinarie riguardano essenzialmente il conferimento delle attività immateriali del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power" ad Eni gas e luce SpA.

Gli investimenti di €35 milioni (€58 milioni al 31 dicembre 2016) si riferiscono essenzialmente ai costi sostenuti per lo sviluppo di software a supporto delle aree di business e staff.

Le altre variazioni riguardano principalmente la riclassifica dalle immobilizzazioni in corso alle diverse categorie di beni entrati in esercizio.

83192(872)

Eni Refining & Marketing - Anno in corso 2017

Le attività immateriali per linea di business si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Attività immateriali lorde:		
- Exploration & Production	1.351	1.987
- Gas & Power	73	1.162
- Refining & Marketing	400	397
- Corporate	382	368
	2.206	3.914
Fondo ammortamento e svalutazione:		
- Exploration & Production	1.275	1.896
- Gas & Power	66	174
- Refining & Marketing	362	356
- Corporate	308	283
	2.011	2.709
Attività immateriali nette:		
- Exploration & Production	76	91
- Gas & Power	7	989
- Refining & Marketing	38	41
- Corporate	74	84
	195	1.205

17 Svalutazioni e riprese di valore di attività materiali e immateriali

Le svalutazioni iscritte in bilancio sono determinate confrontando il valore di libro degli asset con il relativo valore recuperabile, rappresentato dal maggiore tra il fair value, al netto degli oneri di dismissione, e il valore d'uso. Le riprese di valore degli asset sono eseguite nei limiti del valore che avrebbero avuto se le svalutazioni rilevate in precedenti reporting period non fossero state rilevate.

Considerata la natura delle attività Eni, le informazioni sul fair value degli asset sono di difficile ottenimento, salva la circostanza che un'attività di negoziazione sia in corso con un potenziale acquirente. Pertanto, il management procede alla stima del relativo valore d'uso (value-in-use - "VIU"). La valutazione è effettuata per singola attività o per il più piccolo insieme identificabile di attività che genera flussi di cassa in entrata autonomi derivanti dal suo utilizzo su base continuativa (cd. cash generating unit - "CGU"). Le principali CGU dei settori di business di Eni SpA sono: (i) nella Exploration & Production, i campi o insieme (pool) di campi quando in relazione ad aspetti tecnici, economici o contrattuali i relativi flussi di cassa sono interdipendenti; (ii) nella Refining & Marketing, gli impianti di raffinazione, gli stabilimenti e gli impianti afferenti i canali di distribuzione (rete ordinaria, autostradale, extra rete), con relative facilities.

Il VIU delle CGU è determinato attualizzando i flussi di cassa attesi derivanti dall'uso e, se significativi e ragionevolmente determinabili, dalla cessione al termine della vita utile. I flussi di cassa sono determinati sulla base delle migliori informazioni disponibili al momento della stima desumibili: (i) per i primi quattro anni della stima, dal piano industriale quadriennale approvato dalla Direzione Aziendale contenente le previsioni in ordine ai volumi di produzione e vendita, ai profili delle riserve, agli investimenti, ai costi operativi e ai margini e agli assetti industriali e commerciali, nonché all'andamento delle principali variabili monetarie, inflazione, tassi di interesse nominali e tassi di cambio; (ii) per gli anni successivi al quarto, tenuto conto delle ipotesi sull'evoluzione di lungo termine delle principali variabili macroeconomiche adottate dal management (tassi di inflazione, prezzo del petrolio,

ecc.) si assumono proiezioni dei flussi di cassa basate: a) per le CGU oil&gas, sulla vita residua delle riserve e le associate proiezioni di costi operativi e investimenti di sviluppo; b) per le CGU della Refining & Marketing, sulla vita economico-tecnica degli impianti e le associate proiezioni normalizzate di costi operativi e investimenti di mantenimento; (iii) per quanto riguarda i prezzi delle commodity, il management assume lo scenario prezzi adottato per le proiezioni economico finanziarie del piano industriale quadriennale 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 e si basa sulle ipotesi relative all'evoluzione dei fondamentali sempre confrontate con il consensus e, laddove di sia un sufficiente livello di liquidità ed affidabilità, sulle curve forward/future. Il valore d'uso è determinato attualizzando i flussi di cassa al netto delle imposte al tasso che corrisponde per la Exploration & Production e la Refining & Marketing al costo medio ponderato del capitale di Eni (weighted average cost of capital - "WACC"). Il riferimento a flussi di cassa e a tassi di sconto al netto delle imposte è adottato in quanto produce risultati sostanzialmente equivalenti a quelli derivanti da una valutazione ante imposte.

Alla data di riferimento delle valutazioni di recuperabilità delle attività fisse di Eni SpA, il quadro degli impairment indicator di origine esogena si presentava in leggero miglioramento rispetto a quello che ha fatto da cornice alle valutazioni del 2016.

Nel corso del 2017 il mercato petrolifero ha registrato una progressiva ripresa, rafforzata nell'ultima parte dell'anno, per effetto dei migliorati fondamentali, sostenuti dalla crescita della domanda mondiale di greggio trainata dall'espansione economica e dall'assorbimento dell'eccesso di offerta grazie alla regimazione dell'accordo di fine 2016 dei Paesi OPEC per ridurre l'output del cartello con l'adesione di importanti Paesi non-OPEC (in particolare la Russia) e alla decisione di prolungarlo per tutto il 2018. Questo ha consentito di ridurre i livelli globali delle scorte

ne

83192/893

di greggio che avevano frenato la ripresa dei prezzi nella prima metà dell'anno. Sulla base di tale miglioramento nei fondamentali e tenuto conto delle incertezze a medio termine sull'evoluzione del bilanciamento domanda-offerta, il management di Eni ha sostanzialmente confermato la previsione di prezzo del marker Brent di lungo termine a 72 \$/barile (71,4 \$/barile nel precedente piano), sulla cui base sono state eseguite le valutazioni del bilancio 2017 e le proiezioni economico-finanziarie del piano 2018-2021. Il margine indicatore della redditività dell'attività di raffinazione è stato confermato nel lungo termine a 5 \$/barile; previsioni stabili anche per i prezzi del gas ai principali hub europei e lo spread tra questi e il punto virtuale di scambio in Italia.

Il WACC 2017 di Eni, dal quale sono derivati i WACC utilizzati nel calcolo del valore d'uso delle CGU oil&gas e raffinazione, ha registrato un marginale incremento dello 0,4% a 6,8% rispetto al 2016 per effetto principalmente della previsione di ripresa dei rendimenti dei titoli risk-free (BTP Italia a dieci anni). In particolare i WACC adjusted 2017 sono: (i) 5,3% per Exploration & Production (4,8% nel 2016); (ii) 5,6% per Refining & Marketing (5,1% nel 2016).

Per effetto del quadro degli impairment indicator e del WACC sopra rappresentati nel 2017 sono state rilevate svalutazioni nette di attività materiali pari a €111 milioni che hanno riguardato principalmente Refining & Marketing ed Exploration & Production. Le svalutazioni contabilizzate nella Refining & Marketing di €118 milioni riguardano principalmente gli investimenti dell'anno per compliance e stay-in-business relativi a CGU integralmente svalutate in esercizi precedenti delle quali è stata confermata l'assenza di prospettive di redditività. In particolare sono stati svalutati i nuovi investimenti effettuati sugli impianti di raffinazione (€102 milioni) e sulla rete autostradale (€10 milioni). Le riprese di valore nette della Exploration & Production di €7 milioni riguardano le rivalutazioni relative ad alcuni impianti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi situati nell'offshore adriatico dovute principalmente alla revisione dello scenario dei prezzi della commodity gas naturale (€89 milioni), parzialmente compensate dalle svalutazioni di progetti di sfruttamento di giacimenti di idrocarburi situati nell'onshore dell'Italia centrale dovute principalmente alla revisione del profilo delle riserve di idrocarburi (€82 milioni).

18 Partecipazioni

Le partecipazioni si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	Partecipazioni in imprese controllate	partecipazioni in imprese collegate e joint venture	Partecipazioni in altre imprese	- disponibili per la vendita	- valutate al costo	Totale
31.12.2017						
Valore Iniziale	38.216	1.789	4		4	40.009
Operazioni straordinarie	1.549					1.549
Interventi sul capitale e acquisizioni	1.851	(11)	8		8	1.848
Cessioni e conferimenti	(571)	(131)				(702)
Rettifiche di valore	(283)	(84)				(367)
Valore finale	40.762	1.563	12		12	42.337
Valore finale lordo	60.485	1.655				62.140
Fondo svalutazione	19.723	92				19.815
31.12.2016						
Valore Iniziale	31.944	599	372	368	4	32.915
Operazioni straordinarie	(283)					(283)
Interventi sul capitale e acquisizioni	6.931	1.069				8.000
Cessione		(53)	(368)	(368)		(421)
Rettifiche di valore	(368)	(9)				(377)
Riclassifiche discontinued operations		183				183
Altre variazioni	(8)					(8)
Valore finale	38.216	1.789	4		4	40.009
Valore finale lordo	61.337	1.798	4		4	63.139
Fondo svalutazione	23.121	9				23.130

83 192 (876)

Eni Gas Services - Rendiconto - Anno 2017

Le partecipazioni sono aumentate di €2.328 milioni per effetto delle variazioni indicate nella tabella seguente:

(€ milioni)	
Partecipazioni al 31 dicembre 2016	40.009
<i>Incremento per:</i>	
Interventi sul capitale	
Eni International BV	1.723
Syndial SpA	255
Eni Petroleum Co Inc	188
Raffineria di Gela SpA	80
Eni New Energy SpA	15
Altre	20
	2.281
Operazioni straordinarie	
Eni gas e luce SpA	1.535
Eni Adfin SpA	14
	1.549
Acquisizioni	
Eni Gas & Power France SA	259
Eni Trading & Shipping SpA	43
BANCA UBAE SpA	8
Serfactoring SpA	3
	313
Riprese di valore	
Eni Gas & Power NV	134
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	11
	145
<i>Decremento per:</i>	
Rimborsi di capitale	
Eni Investments Plc	(720)
Floaters SpA	(15)
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	(11)
	(746)
Cessioni e conferimenti	
Eni Gas & Power NV	(302)
Eni Gas & Power France SA	(253)
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	(122)
Adrianplin Doo	(10)
Gas Supply Company of Thessaloniki - Thessalia SA	(9)
	(702)
Svalutazioni	
Syndial SpA	(210)
Raffineria di Gela SpA	(92)
Unión Fenosa Gas SA	(84)
EniProgetti SpA (ex Tecnomare SpA)	(47)
LNG Shipping SpA	(41)
Eni Adfin SpA	(16)
Agenzia Giornalistica Italia SpA	(6)
Eni Mozambico SpA	(5)
Eni West Africa SpA	(4)
Servizi Aerei SpA	(4)
Altre	(1)
	(512)
<i>Altre operazioni:</i>	
Gas Distribution Company of Thessaloniki - Thessaly SA	(9)
Gas Supply Company of Thessaloniki - Thessalia SA	(9)
	(18)
Partecipazioni al 31 dicembre 2017	42.337

Me



83 192 875

Relativamente alle operazioni su rami d'azienda si rileva quanto segue:

- il conferimento del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power", efficace dal 30 giugno 2017, ha determinato un incremento del valore di iscrizione della partecipazione in Eni gas e luce SpA di €1.535 milioni; inoltre sono state oggetto di conferimento ad Eni gas e luce SpA le partecipazioni in: (i) Eni Gas & Power France SA acquisita in data 7 giugno 2017 da Eni Gas & Power France BV per un corrispettivo pari a €259 milioni; (ii) Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA (€122 milioni); (iii) Adriaplin Doo (€10 milioni); (iv) Gas Supply Company Thessaloniki-Thessalia SA (€9 milioni) acquisita il 26 gennaio 2017 attraverso il trasferimento della totalità delle azioni precedentemente detenute dalla Gas Distribution Company of Thessaloniki-Thessaly SA a seguito del processo di libe-

ralizzazione del mercato del gas in Grecia;

- l'acquisizione delle partecipazioni in BANCA UBAE SpA (€8 milioni) e Serfactoring SpA (€3 milioni) per effetto dell'acquisto del ramo d'azienda "Servizi di supporto alle attività transazionali di Eni e gestione delle partecipazioni" da Eni Adfin SpA; ai sensi delle disposizioni applicabili (documento Assirevi OPI n. 1 revised) la differenza tra il prezzo pagato per l'acquisto del ramo e il relativo valore di iscrizione è stata rilevata ad incremento del valore della partecipazione mantenuta in Eni Adfin (€14 milioni).

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)

Partecipazioni In:

Imprese controllate

	Quota % posseduta al 31.12.2017	Saldo netto al 31.12.2016	Saldo netto al 31.12.2017 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C=B-A
Adriaplin doo ^(a)		10			
Agenzia Giornalistica Italia SpA	100,000	..	2	2	
Ecofuel SpA	100,000	48	48	101	53
Eni Adfin SpA	99,671	209	207	207	
Eni Angola SpA	100,000	566	566	733	167
Eni Corporate University SpA	100,000	3	3	4	1
Eni Energia Srl	100,000	
Eni Finance International SA	33,613	604	604	851	247
Eni Fuel SpA	100,000	69	69	71	2
Eni gas e luce SpA	100,000	10	1.545	1.527	(18)
Eni Gas & Power NV		168			
Eni Gas Transport Services Srl	100,000	
Eni Insurance Designated Activity Company	100,000	500	500	554	54
Eni International BV	100,000	26.390	28.113	33.807	5.694
Eni International Resources Ltd	99,998	32	32
Eni Investments Plc	99,999	5.017	4.297	3.816	(481)
Eni Mediterranea Idrocarburi SpA	100,000	39	50	51	1
Eni Mozambico SpA	100,000	12	8	7	(1)
Eni New Energy SpA	100,000	5	20	18	(2)
Eni Petroleum Co Inc	63,857	1.021	1.209	890	(319)
EniPower SpA	100,000	914	914	808	(106)
EniProgetti SpA (ex Tecnomare - Società per lo Sviluppo delle Tecnologie Marine SpA)	100,000	109	62	62	
EniServizi SpA	100,000	6	14	16	2
Eni Timor Leste SpA	100,000	7	6	6	
Eni Trading & Shipping SpA	100,000	282	325	259	(66)
Eni West Africa SpA	100,000	25	21	22	1
Eni Zubair SpA (in liquidazione)	100,000	
Floaters SpA	100,000	261	246	262	16
leoc SpA	100,000	21	24	50	26
LNG Shipping SpA	100,000	258	217	217	
Raffineria di Gela SpA	100,000	38	26	26	
Serfactoring SpA ^(b)	49,000		3	12	9
Servizi Aerei SpA	100,000	63	59	59	

segue

(€ milioni)

Partecipazioni In:

Imprese controllate

	Quota % posseduta al 31.12.2017	Saldo netto al 31.12.2016	Saldo netto al 31.12.2017 A	Valore di patrimonio netto B	Differenza rispetto alla valutazione al patrimonio netto C-B-A
Servizi Fondo Bombe Metano SpA	100,000	14	14	14	
Società Petrolifera Italiana SpA	99,964	16	14	14	
Syndial Servizi Ambientali SpA ^(c)	99,999	170	215	215	
Tigáz Zrt ^(d)	98,992				
Trans Tunisian Pipeline Company SpA	100,000	52	52	120	68
Versalis SpA	100,000	1.309	1.309	1.646	337
Totale Imprese controllate		38.216	40.762		
Imprese collegate e Joint venture					
Gas Distribution Company Thessaloniki-Thessaly SA ^(a)		132			
Mariconsult SpA	50,000	
Saipem SpA ^(e)	30,542	1.199	1.199	1.413	214
Seram SpA	25,000	1	1
Transmed SpA	50,000	5	5
Transmediterranean Pipeline Co Ltd	50,000	25	14	31	17
Unión Fenosa Gas SA	50,000	433	350	350	
Totale Imprese collegate e Joint venture		1.789	1.563		
Totale Imprese controllate, collegate e Joint venture		40.005	42.325		

(a) La partecipazione è stata conferita ad Eni gas e luce SpA a seguito del conferimento del ramo "Retail Market Gas & Power".

(b) La partecipazione è stata acquisita da Eni Adfin SpA a seguito dell'acquisizione del ramo d'azienda "Servizi di supporto alle attività transazionali-finanziarie di Eni e gestione delle partecipazioni".

(c) Il valore del patrimonio netto è riferito al bilancio d'esercizio della società.

(d) La partecipazione, completamente svalutata, è stata riclassificata nelle "Attività destinate alla vendita".

(e) La valutazione di borsa al 31 dicembre 2017 (€3,806 per azione), in quota Eni, ammonta a €1.175 milioni.

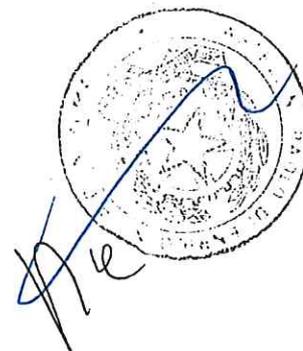
Sulle partecipazioni non sono costituite garanzie reali né vi sono altre restrizioni alla loro disponibilità. Non si è proceduto alla svalutazione o si è proceduto alla svalutazione solo nei limiti del valore non recuperabile, di alcune partecipazioni iscritte per un valore superiore al patrimonio netto. La stima del maggior valore recuperabile rispetto a quella di libro è stata determinata:

- per Eni Trading & Shipping SpA, sulla base del valore dei flussi di cassa del piano quadriennale aziendale e, per gli anni successivi al quarto in base al metodo della perpetuity dell'ultimo anno di piano utilizzando un tasso di crescita in termini nominali pari a zero; il tasso di attualizzazione utilizzato è un WACC adjusted del 6%;
- per le società appartenenti al settore Exploration & Production, sulla base del valore dei flussi di cassa prospettici associati allo sfruttamento delle riserve di idrocarburi ad esse ascrivibili. In particolare, il valore dei flussi di cassa è stato determinato con riferimento a: (i) i ricavi dalla

produzione stimati applicando ai profili produttivi attesi 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 compreso tra il 5,5% e il 13,5%;

- per le restanti società, tutte appartenenti a Gas & Power, sulla base del piano quadriennale aziendale e della vita utile degli asset. Come tasso di attualizzazione è stato utilizzato un WACC compreso tra il 4% e il 7%.

Le informazioni in ordine alle imprese controllate, collegate e a controllo congiunto partecipate al 31 dicembre 2017, relative in particolare alle variazioni della quota di possesso e alle operazioni sul capitale intervenute nell'esercizio, sono indicate nell'allegato "Notizie sulle imprese controllate e collegate a partecipazione diretta di Eni SpA" che è parte integrante delle presenti note.



83 192 | 877

19 Altre attività finanziarie

Le altre attività finanziarie si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Crediti finanziari strumentali all'attività operativa	4.812	1.406
Titoli strumentali all'attività operativa	20	22
	4.832	1.428

I crediti finanziari strumentali all'attività operativa di €4.812 milioni riguardano essenzialmente crediti verso società controllate, in particolare verso Eni Finance International SA (€4.051 milioni) ed Eni gas e luce SpA (€572 milioni). I rapporti con Eni gas e luce SpA riguardano essenzialmente finanziamenti concessi in occasione del conferimento del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power". I crediti finanziari

strumentali sono aumentati di €3.406 milioni in particolare per finanziamenti concessi a Eni Finance International SA (€2.936 milioni).

I crediti finanziari in moneta diversa dall'euro ammontano a €3.360 milioni.

La scadenza dei crediti finanziari a lungo termine e titoli al 31 dicembre 2017 si analizza come segue:

(€ milioni)	Esigibili da uno a cinque anni	Esigibili oltre i cinque anni	Totale esigibili oltre l'esercizio successivo
Crediti finanziari:			
- strumentali all'attività operativa	4.771	41	4.812
Titoli:			
- strumentali all'attività operativa	20		20
	4.791	41	4.832

I crediti finanziari esigibili entro l'esercizio sono indicati nella nota n. 9 – "Crediti commerciali e altri crediti" e sono pari a €2.700 milioni. Il fair value dei crediti finanziari strumentali ammonta a €4.841 milioni ed è stimato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tas-

si di attualizzazione in euro compresi tra -0,3815% e lo 0,7337% e in dollari compresi tra lo 1,495% e il 2,0463%. La gerarchia del fair value è di livello 2. I crediti finanziari verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 – "Rapporti con parti correlate".

20 Attività per imposte anticipate

Le attività per imposte anticipate sono di seguito analizzate:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Imposte sul reddito anticipate IRES	1.136	1.237
Imposte sul reddito differite IRES	(129)	(138)
Imposte sul reddito anticipate estere	4	
Imposte sul reddito anticipate IRAP	115	156
Imposte sul reddito differite IRAP	(2)	(3)
Totale Eni SpA	1.124	1.252
Imposte anticipate (differite) società in joint operation	28	(67)
	1.152	1.185

83192/878

ENI - Bilancio Finanziario Annuale 2017

La natura delle differenze temporanee che hanno determinato i crediti per imposte anticipate è la seguente:

(€ milioni)	Valore al 31.12.2016	Incrementi	Decrementi	Delta aliquota	Operazioni straordinarie	Altre variazioni	Valore al 31.12.2017
Imposte differite:							
- differenze su attività materiali ed immateriali	(17)		2		5		(10)
- differenze su derivati	(70)					7	(63)
- altre	(54)	(40)	26		11	(1)	(58)
	(141)	(40)	28		16	6	(131)
Imposte anticipate:							
- differenze su derivati							
- fondi per rischi ed oneri	1.310	137	(151)	18	(11)		1.303
- svalutazione su beni diversi da partecipazioni	402	38	(60)	11			391
- differenze su attività materiali ed immateriali	452	38	(94)	7	3		406
- svalutazione crediti	326		(1)		(256)		69
- fondi per benefici ai dipendenti	73	23	(7)	1	(13)		77
- perdita fiscale	1.655	247	(40)				1.862
- altre	132	34	(38)	1		1	130
	4.350	517	(391)	38	(277)	1	4.238
- svalutazione anticipate	(2.957)	(14)		(12)			(2.983)
	1.393	503	(391)	26	(277)	1	1.255
Totale Eni SpA	1.252	463	(363)	26	(261)	7	1.124
Imposte anticipate joint operation	124		(48)			(44)	32
Imposte differite joint operation	(191)		176			11	(4)
Totale Joint operation	(67)		128			(33)	29
	1.185	463	(235)	26	(261)	(26)	1.152

Le imposte anticipate nette di Eni SpA €1.124 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 approvato dal Consiglio di Amministrazione e, per gli anni successivi, sulle previsioni di imponibili derivanti dalle attività Exploration & Production Italia. Alla luce delle prospettive di profittabilità delle attività italiane in funzione dello scenario di mercato,

il management ha concluso che la capienza dei redditi imponibili futuri IRES è migliorata rispetto al 2016 comportando una ripresa di valore di €41 milioni; tale effetto è stato compensato dall'adeguamento della capienza dell'imponibile futuro IRAP per tener conto delle modifiche normative intervenute nella definizione della base imponibile e degli effetti del conferimento del ramo d'azienda "Retail Market Gas & Power" ad Eni gas e luce SpA che ha comportato una svalutazione di €55 milioni.

21 Altre attività non correnti

Le altre attività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Crediti d'imposta	80	80
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	154	252
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	(51)	166
Altri crediti da attività di disinvestimento	2	2
Altre attività	194	200
	481	700

Die

83 192 / 879

I crediti di imposta sono così costituiti:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Crediti di imposta chiesti a rimborso	33	33
Crediti per interessi su crediti di imposta chiesti a rimborso	61	61
Fondo svalutazione crediti di imposta	(14)	(14)
	80	80

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 32 – "Strumenti finanziari derivati".

Le altre attività di €194 milioni (€200 milioni nel 2016) comprendono per €56 milioni (€113 milioni nel 2016) le quantità residue non prelevate da Eni negli esercizi pregressi fino a concorrenza del minimum take contrattuale, che hanno fatto scattare l'obbligo di pagare l'antici-

po del prezzo contrattuale di fornitura in adempimento della clausola take-or-pay.

La valutazione al fair value delle altre attività non correnti, diverse dagli strumenti finanziari derivati e dai crediti d'imposta, non produce effetti significativi.



83 192/880

ENI - Rendiconto Finanziario Annuale 2017

PASSIVITÀ CORRENTI

22 Passività finanziarie a breve termine

Le passività finanziarie a breve termine di €4.146 milioni (€4.159 milioni al 31 dicembre 2016) sono diminuite di €13 milioni.

L'analisi per valuta delle passività finanziarie a breve termine è di seguito indicata:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Euro	3.505	3.350
Dollaro USA	592	740
Lira Sterlina	40	32
Altre	9	37
	4.146	4.159

Le passività finanziarie a breve termine, denominate in euro, presentano un tasso medio ponderato di interesse nullo (0,02% nell'esercizio 2016), e comprendono l'utilizzo delle linee di credito uncommitted per €108 milioni. Al 31 dicembre 2017, Eni dispone di linee di credito a breve termine committed e uncommitted non utilizzate rispettivamente per €40 milioni e €11.454 milioni (rispettivamente per €40 milioni e €12.134 milioni al 31 dicembre 2016). Questi contratti prevedono interessi alle normali

condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 38 – "Proventi (oneri) finanziari".

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. I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 – "Rapporti con parti correlate".

23 Quota a breve di passività finanziarie a lungo termine

La quota a breve di passività finanziarie a lungo termine di €1.973 milioni (€3.014 milioni al 31 dicembre 2016) è commentata nella

nota n. 28 – "Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine", cui si rinvia.

24 Debiti commerciali e altri debiti

I debiti commerciali e gli altri debiti si analizzano come segue:

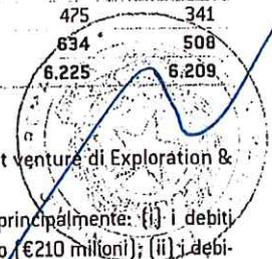
(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Debiti commerciali	5.254	5.333
Acconti e anticipi	337	368
Altri debiti:		
- relativi all'attività di investimento	159	167
- altri debiti	475	341
	634	508
	6.225	6.209

I debiti commerciali di €5.254 milioni riguardano essenzialmente debiti verso fornitori (€2.765 milioni), debiti verso imprese controllate (€2.468 milioni) e debiti verso imprese collegate, joint venture e altre di gruppo (€21 milioni).

Gli acconti e anticipi di €337 milioni riguardano essenzialmente i buoni carburante prepagati in circolazione (€147 milioni) e gli ac-

conti ricevuti da terzi per le attività in joint venture di Exploration & Production (€33 milioni).

Gli altri debiti di €475 milioni riguardano principalmente: (i) i debiti verso le società controllate per IVA di gruppo (€210 milioni); (ii) i debiti diversi verso il personale e verso istituti di previdenza sociale (€157 milioni); (iii) i debiti verso controllate partecipanti al consolidato fiscale




83 192 / 891

(€19 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 in-

tercorrente tra il sorgere del debito e la sua scadenza. I debiti verso parti correlate sono indicati alla nota n. 42 – "Rapporti con parti correlate".

25 Passività per imposte sul reddito correnti

Le passività per imposte sul reddito correnti di €64 milioni si riferiscono essenzialmente allo stanziamento dell'addizionale IRES legge

n. 7 del 6 febbraio 2009 (cd. Libian Tax) (€61 milioni).

26 Passività per altre imposte correnti

Le passività per altre imposte correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Accise e imposte di consumo	457	529
IVA	191	212
Royalty su idrocarburi estratti	114	94
Ritenute IRPEF su lavoro dipendente	32	36
Altre imposte e tasse	15	16
	809	887

27 Altre passività correnti

Le altre passività correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	479	688
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	26	155
Altre passività	367	362
	872	1.205

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 32 – "Strumenti finanziari derivati".

Le altre passività di €367 milioni comprendono essenzialmente gli anticipi che la joint operation Società Oleodotti Meridionali SpA ha ricevuto per il potenziamento delle infrastrutture del sistema di

trasporto del greggio alla Raffineria di Taranto (€164 milioni) e la quota a breve dei compensi di carattere pluriennale riconosciuti per i contratti di trasporto e fornitura di gas ed energia elettrica (€139 milioni) - (v. nota n. 31 – "Altre passività non correnti").

83 192/882

ENI FINANZIARIE FINANZIARIA ANNUATA 2017

PASSIVITÀ NON CORRENTI

28 Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo termine

Le passività finanziarie a lungo termine, comprensive delle quote a breve termine, sono di seguito indicate:

(€ milioni)	31.12.2017		31.12.2016			
	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale	Quote a lungo termine	Quote a breve termine	Totale
Banche	3.082	723	3.805	3.790	183	3.973
Obbligazioni ordinarie	14.993	1.250	16.243	14.685	2.829	17.514
Obbligazioni convertibili	387		387	383		383
Altri finanziatori, di cui:	381		381	696	2	698
- imprese controllate	381		381	696	1	697
- altri					1	1
	18.843	1.973	20.816	19.554	3.014	22.568

Le passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve termine, di €20.816 milioni sono denominate in euro per €19.883 milioni e per €933 milioni sono denominate in dollari USA. Il tasso medio ponderato di interesse delle passività finanziarie a lungo, comprese le quote a breve, in essere al 31 dicembre 2017 è del 2,32% per quelle denominate in euro (2,68% al 31 dicembre 2016) e 4,83% per quelle denominate in dollari (4,83% al 31 dicembre 2016). I tassi effettivi in euro adottati sono compresi tra lo 0,99% e il 2,06% (tra l'1% e il 3,1% al 31 dicembre 2016). I tassi effettivi in dollari adottati sono compresi tra il 4,78% e il 4,83% (tra il 4,78% e il 4,83% al 31 dicembre 2016).

I debiti verso banche di €3.805 milioni derivanti da finanziamenti sono diminuiti di €168 milioni; al 31 dicembre 2017 non sono state utilizzate linee di credito.

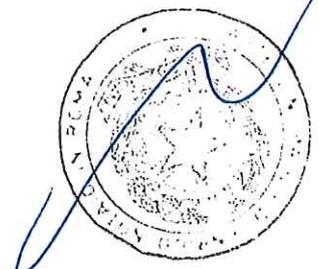
Gli altri finanziatori di €381 milioni riguardano essenzialmente operazioni con Eni Finance International SA.

Le passività finanziarie a lungo termine verso banche e altri finanzia-

tori, inclusive delle rispettive quote a breve termine, per complessivi €4.186 milioni, presentano un tasso di interesse medio ponderato sull'euro di 0,97% (1,04% al 31 dicembre 2016) e sul dollaro USA di 4,78% (4,78% al 31 dicembre 2016).

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 2017 i debiti finanziari soggetti a queste clausole restrittive ammontavano a €1.467 milioni. Eni ha rispettato le condizioni concordate.

Al 31 dicembre 2017 Eni dispone di linee di credito a lungo termine committed non utilizzate per €5.800 milioni (€6.235 milioni al 31 dicembre 2016), di cui €750 milioni scadenti entro 12 mesi. Questi contratti prevedono interessi alle normali condizioni di mercato; le commissioni di mancato utilizzo sono indicate alla nota n. 38 - "Proventi (oneri) finanziari".



Ne

83192/883

La scadenza delle passività finanziarie a lungo termine, comprese le quote a breve, si analizzano come segue:

(€ milioni)	Valore al 31 dicembre					Scadenza		Totale quote a lungo termine	2018
	2016	2017	2019	2020	2021	2022	Oltre		
Banche	3.973	3.805	1.212	689	341	143	697	3.082	723
Obbligazioni ordinarie:									
- Euro Medium Term Notes 4,125%	1.515	1.516	1.498					1.498	18
- Euro Medium Term Notes 3,750%	1.217	1.217					1.203	1.203	14
- Euro Medium Term Notes 4,250%	1.036	1.037		998				998	39
- Euro Medium Term Notes 3,500%	1.031	1.032							1.032
- Euro Medium Term Notes 3,625%	1.026	1.027					994	994	33
- Euro Medium Term Notes 4,000%	1.019	1.019		999				999	20
- Euro Medium Term Notes 3,250%	1.006	1.008					992	992	16
- Euro Medium Term Notes 1,500%	1.006	1.007					993	993	14
- Euro Medium Term Notes 0,625%	893	894					892	892	2
- Euro Medium Term Notes 2,625%	801	801			799			799	2
- Euro Medium Term Notes 1,625%	797	798					790	790	8
- Euro Medium Term Notes 3,750%	763	763	749					749	14
- Euro Medium Term Notes 1,750%	756	757					745	745	12
- Euro Medium Term Notes 1,500%		754					743	743	11
- Euro Medium Term Notes 0,750%	700	700				697		697	3
- Euro Medium Term Notes 1,000%		649					647	647	2
- Euro Medium Term Notes 1,125%	594	594					592	592	2
- Euro Medium Term Notes 4,75%	1.256								
- Bond US 4,150%	430	378		374				374	4
- Bond US 5,700%	333	292					288	288	4
- Retail TF 4,875%	1.119								
- Retail TV	216								
	17.514	16.243	2.247	2.371	799	697	8.879	14.993	1.250
Obbligazioni convertibili:									
- Bond convertibile equity linked	383	387				387		387	
	383	387				387		387	
Altri finanziatori, di cui:									
- imprese controllate	697	381	6	256	119			381	
- altri	1								
	698	381	6	256	119			381	
	22.568	20.816	3.465	3.316	1.259	1.227	9.576	18.843	1.973

Nel corso del 2017 sono stati emessi due nuovi prestiti obbligazionari per un totale di €1.403 milioni.

03 192/884

L'analisi dei prestiti obbligazionari al 31 dicembre 2017 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	1.500	16	1.516	EUR	2019	4,125
- Euro Medium Term Notes	1.200	17	1.217	EUR	2025	3,750
- Euro Medium Term Notes	1.000	37	1.037	EUR	2020	4,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	32	1.032	EUR	2018	3,500
- Euro Medium Term Notes	1.000	27	1.027	EUR	2029	3,625
- Euro Medium Term Notes	1.000	19	1.019	EUR	2020	4,000
- Euro Medium Term Notes	1.000	8	1.008	EUR	2023	3,250
- Euro Medium Term Notes	1.000	7	1.007	EUR	2026	1,500
- Euro Medium Term Notes	900	(6)	894	EUR	2024	0,625
- Euro Medium Term Notes	800	1	801	EUR	2021	2,625
- Euro Medium Term Notes	800	(2)	798	EUR	2028	1,625
- Euro Medium Term Notes	750	13	763	EUR	2019	3,750
- Euro Medium Term Notes	750	7	757	EUR	2024	1,750
- Euro Medium Term Notes	750	4	754	EUR	2027	1,500
- Euro Medium Term Notes	700	-	700	EUR	2022	0,750
- Euro Medium Term Notes	650	(1)	649	EUR	2025	1,000
- Euro Medium Term Notes	600	(6)	594	EUR	2028	1,125
- Bond US	375	3	378	USD	2020	4,150
- Bond US	292	-	292	USD	2040	5,700
	16.067	176	16.243			
Obbligazioni convertibili:						
- Bond convertibile equity linked	400	(13)	387	EUR	2022	

Le obbligazioni ordinarie che scadono nei prossimi diciotto mesi ammontano a €1.795 milioni.

L'obbligazione convertibile di €387 milioni riguarda l'emissione avvenuta il 6 aprile 2016 di un prestito obbligazionario equity-linked cash-settled non diluitivo per un valore nominale complessivo pari a €400 milioni, il cui valore di rimborso è legato al valore di mercato delle azioni Eni. Gli obbligazionisti potranno esercitare un diritto di conversione in determinati periodi e/o in presenza di determinati eventi, fermo restando che le obbligazioni saranno regolate mediante cassa e che, pertanto, né l'emissione né la conversione delle obbligazioni attribuiranno alcun diritto a ricevere azioni di Eni e, dunque, non avranno alcun effetto diluitivo per gli azionisti. Al fine di gestire l'esposizione al rischio di prezzo delle azioni Eni, sono state acquistate opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd. cash-settled call options). Le obbligazioni convertibili hanno scadenza a 6 anni e non prevedono contrattualmente la corresponsione di interessi. Le obbligazioni sono state emesse ad un prezzo pari al 100,5% del valore nominale e saranno rimborsate al valore nominale a scadenza, ove non precedentemente convertite o rimborsate anticipatamente, secondo i termini del regolamento. Il prezzo iniziale di conversione delle obbligazioni è sta-

to fissato a €17,6222 che include un premio del 35% rispetto al prezzo di riferimento delle azioni pari ad €13,0535, determinato quale media aritmetica del prezzo giornaliero ponderato per i volumi di un'azione ordinaria della Società sul Mercato Telematico Azionario in un periodo di sette giorni consecutivi di mercato aperto, a partire dal 7 aprile 2016. Il prestito obbligazionario convertibile è valutato al costo ammortizzato; l'opzione di conversione, implicita negli strumenti finanziari emessi, e le opzioni call sulle azioni Eni acquistate sono valutate al fair value con imputazione degli effetti a conto economico.

Il fair value dei debiti finanziari a lungo termine, comprensivi della quota a breve termine, ammonta a €21.530 milioni ed è stato determinato sulla base del valore attuale dei flussi di cassa futuri adottando tassi di attualizzazione per l'euro compresi tra il -0,3815% e l'1,275% (tra -0,3785% e l'1,0454% al 31 dicembre 2016) e per il dollaro USA compresi tra l'1,495% e il 2,5346% (tra lo 0,7259% e il 2,6164% al 31 dicembre 2016). La gerarchia del fair value è di livello 2.

L'analisi dell'indebitamento finanziario netto indicato nel "Commento ai risultati economico-finanziari" della "Relazione sulla gestione" è la seguente:



Me

83192/885

(€ milioni)	31.12.2017		31.12.2016		Totale
	Correnti	Non correnti	Correnti	Non correnti	
A. Disponibilità liquide ed equivalenti	6.214		4.583		4.583
B. Attività finanziarie destinate al trading	5.793		6.062		6.062
C. Liquidità (A+B)	12.007		10.645		10.645
D. Crediti finanziari ^(a)	2.442		6.028		6.028
E. Passività finanziarie a breve termine verso banche	223		153		153
F. Passività finanziarie a lungo termine verso banche	723	3.082	183	3.790	3.973
G. Prestiti obbligazionari	1.250	15.380	2.829	15.068	17.897
H. Passività finanziarie a breve termine verso entità correlate	3.923		4.006		4.006
I. Passività finanziarie a lungo termine verso entità correlate		381	1	696	697
L. Altre passività finanziarie			1		1
M. Indebitamento finanziario lordo (E+F+G+H+I+L)	6.119	18.843	7.173	19.554	26.727
N. Indebitamento finanziario netto (M-D-C)	(8.330)	18.843	(9.500)	19.554	10.054

(a) La voce riguarda i crediti finanziari correnti non strumentali all'attività operativa.

La variazione dell'indebitamento finanziario lordo è di seguito indicata:

(€ milioni)	Passività finanziarie a breve termine	Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività a lungo	Totale indebitamento finanziario lordo
Valore Iniziale al 31.12.2016	4.159	22.568	26.727
Variazioni monetarie	26	(1.345)	(1.319)
Differenze cambio da conversione e da allineamento	(1)	(123)	(124)
Altre variazioni	(38)	(284)	(322)
Valore al 31.12.2017	4.146	20.816	24.962

29 Fondi per rischi e oneri

I fondi per rischi e oneri si analizzano come segue:

(€ milioni)	Fondo smantellamento e ripristino siti e social project	Fondo rischi e oneri ambientali	Fondo oneri per contratti onerosi	Fondo rischi per contenziosi	Fondo esodi e mobilità lunga	Fondo oneri per cessione Agricoltura SpA	Altri fondi per rischi e oneri	Totale
Valore Iniziale al 31.12.2016	1.956	638	612	132	127	84	505	4.054
Operazioni straordinarie				(13)	8		(13)	(18)
Variazioni di stima	(56)							(56)
Effetto attualizzazione	43				1			44
Accantonamenti	23	168	67	27			152	437
Utilizzi a fronte oneri	(31)	(124)	(85)	(13)	(8)		(86)	(347)
Utilizzi per esuberanza	(2)	(3)	(46)	(3)	(26)	(1)	(200)	(281)
Altre variazioni							(52)	(52)
Valore al 31.12.2017	1.933	679	548	130	102	83	306	3.781

Il fondo smantellamento e ripristino siti e social project di €1.933 milioni accoglie essenzialmente: (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 (€1.848 milioni).

Il tasso di attualizzazione utilizzato è compreso tra il -0,76% e il 3,049%; il periodo previsto degli esborsi è 2018-2064; (ii) la rilevazione di social project a fronte degli impegni assunti con la Regione Basilicata, la Regione Emilia Romagna, la Provincia e il Comune di Ravenna a seguito del pro-

83192 / 886

Eni Relazione Finanziaria Annuale 2017

gramma di sviluppo petrolifero nell'area della Val d'Agri e dell'Alto Adriatico (€39 milioni). La rilevazione iniziale del fondo e la revisione della stima dell'onere da sostenere sono imputate a rettifica dell'immobilizzazione a fronte della quale è stato stanziato il fondo.

Il fondo rischi e oneri ambientali di €679 milioni riguarda principalmente: (i) gli oneri ambientali a fronte delle garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione delle partecipazioni in Agricoltura SpA e in Singea SpA (€336 milioni); (ii) i rischi a fronte degli interventi di bonifica del suolo e del sottosuolo da attuare nelle stazioni di servizio (€153 milioni), negli impianti di raffinazione (€23 milioni), negli impianti per l'estrazione di idrocarburi (€57 milioni), nei depositi e negli impianti di produzione di lubrificanti (€8 milioni); (iii) la stima degli oneri ambientali connessi a siti non operativi (€28 milioni) e ad operazioni straordinarie (€15 milioni).

Il fondo per contratti onerosi di €548 milioni riguarda gli oneri che si prevede di sostenere per contratti i cui costi di esecuzione sono divenuti superiori ai benefici derivanti dal contratto stesso.

Il fondo rischi per contenziosi di €130 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 esodi e mobilità lunga di €102 milioni è relativo allo stanziamento

degli oneri a carico Eni nell'ambito di procedure di collocamento in mobilità del personale italiano, ai sensi della Legge 223/1991, nel biennio 2013-2014 e nel biennio 2010-2011. In particolare, con riferimento al piano di mobilità 2010-2011, è inclusa la stima degli oneri a carico Eni derivanti dall'allungamento del periodo di raggiungimento dei requisiti pensionistici introdotto dall'art. 24 del DL 201/2011 convertito con modifiche in legge 214/2011. Il fondo si riduce per effetto della progressiva inclusione degli ex dipendenti nell'ambito dei provvedimenti normativi (cd. salvaguardie) che consentono il raggiungimento dei requisiti pensionistici con le regole precedenti a quelle introdotte dalla Legge 214/2011.

Il fondo oneri per cessione Agricoltura SpA di €83 milioni si riferisce agli oneri a fronte di garanzie rilasciate a Syndial SpA all'atto della cessione della partecipazione in Agricoltura SpA.

Gli altri fondi di €306 milioni comprendono essenzialmente: (i) gli oneri relativi ai contenziosi con l'Amministrazione Finanziaria (€122 milioni); (ii) gli oneri sociali e il trattamento di fine rapporto connesso ai piani di incentivazione monetaria differita e di lungo termine (€35 milioni); (iii) gli oneri per dismissione e ristrutturazione (€11 milioni); (iv) gli oneri relativi alla maggiorazione dei premi assicurativi che saranno liquidati nei prossimi cinque esercizi alla Mutua Assicurazione Oil Insurance Ltd a cui Eni partecipa insieme ad altre compagnie petrolifere (€11 milioni).

30 Fondi per benefici ai dipendenti

I fondi per benefici ai dipendenti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Trattamento di fine rapporto lavoro subordinato	171	204
Piani esteri		4
Fondo integrativo sanitario dirigenti Eni SpA	62	67
Altri fondi per benefici ai dipendenti	120	116
	353	391

Il fondo trattamento di fine rapporto, disciplinato dall'art. 2120 del Codice Civile, accoglie la stima dell'obbligazione, determinata sulla base di tecniche attuariali, relativa all'ammontare da corrispondere ai dipendenti delle imprese italiane all'atto della cessazione del rapporto di lavoro.

I piani esteri riguardano essenzialmente i premi di anzianità e i piani pensione a benefici definiti relativi alla branch di Gas & Power presente in Belgio.

L'ammontare della passività e del costo assistenziale relativi al Fondo Integrativo Sanitario Dirigenti aziende Gruppo Eni (FISDE) vengono determinati con riferimento al contributo che l'azienda versa a favore dei dirigenti pensionati.

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti riguardano principalmente i piani di incentivazione monetaria differita, il piano di incentivazione di lungo termine e i premi di anzianità. I piani di incentivazione monetaria differita accolgono la stima dei compensi variabili in relazione alle

performance aziendali che saranno erogati ai dirigenti che hanno conseguito gli obiettivi individuali prefissati. Il beneficio ha un periodo di vesting triennale ed è stanziato al momento in cui sorge l'impegno di Eni nei confronti del management sulla base del conseguimento degli obiettivi aziendali; la stima è oggetto di aggiustamento negli esercizi successivi in base alle consuntivazioni realizzate e all'aggiornamento delle previsioni di risultato (superiori o inferiori al target). Il piano di incentivazione di lungo termine (ILT) prevede, dopo tre anni dall'assegnazione, l'erogazione di un beneficio monetario variabile legato all'andamento di parametri di performance rispetto a un benchmark group di compagnie petrolifere internazionali. Tale beneficio è stanziato pro-rata temporis lungo il triennio in funzione delle consuntivazioni dei parametri di performance. I premi di anzianità sono benefici erogati al raggiungimento di un periodo minimo di servizio in azienda e sono erogati in natura.



83 192 / 887

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

(€ milioni)	31.12.2017					31.12.2016				
	TFR	Plani esteri	FISDE	Altri	Totale	TFR	Plani esteri	FISDE	Altri	Totale
Valore attuale dell'obbligazione all'inizio dell'esercizio	204	14	67	116	401	189	9	76	98	372
Costo corrente			2	40	42		1	2	40	43
Interessi passivi	2		1		3	4		1	1	6
Rivalutazioni:	(4)	4	(1)	2	1	13	(1)	(9)	1	4
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche						(1)		(1)	(1)	(3)
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(3)			2	(1)	7			2	9
- Effetto dell'esperienza passata	(1)	4	(1)		2	7	(1)	(8)		(2)
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione				31	31					
Benefici pagati	(6)		(3)	(27)	(36)	(5)		(3)	(24)	(32)
Effetto aggregazioni aziendali, dimissioni, trasferimenti	(25)		(4)	(42)	(71)	3	5			8
Valore attuale dell'obbligazione alla fine dell'esercizio (a)	171	18	62	120	371	204	14	67	116	401
Attività a servizio del piano all'inizio dell'esercizio		10			10		6			6
Rendimento delle attività a servizio del piano		7			7					
Effetto aggregazioni aziendali, dimissioni, trasferimenti							4			4
Altre variazioni		1			1					
Attività a servizio del piano alla fine dell'esercizio (b)		18			18		10			10
Passività netta rilevata in bilancio (a-b)	171		62	120	353	204	4	67	116	391

Gli altri fondi per benefici ai dipendenti di €120 milioni (€116 milioni al 31 dicembre 2016) riguardano gli incentivi monetari differiti per €95 milioni (€81 milioni al 31 dicembre 2016), i piani di incentivazione di lungo termine per €10 milioni (€12 milioni al 31 dicembre 2016), i

premi di anzianità per €10 milioni (€11 milioni al 31 dicembre 2016) e il fondo gas per €5 milioni (€12 milioni al 31 dicembre 2016). I costi per benefici ai dipendenti, determinati utilizzando ipotesi attuariali, rilevati a conto economico si analizzano come di seguito indicato:

(€ milioni)	TFR	Plani esteri	FISDE	Altri	Totale
2017					
Costo corrente			2	40	42
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione				31	31
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	2		1		3
Totale interessi passivi (attivi) netti	2		1		3
- di cui rilevato nel costo lavoro					
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	2		1		3
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				2	2
Totale	2		3	73	78
- di cui rilevato nel costo lavoro			2	73	75
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	2		1		3
2016					
Costo corrente		1	2	40	43
Costo per prestazioni passate e Utili/perdite per estinzione					
Interessi passivi (attivi) netti:					
- Interessi passivi sull'obbligazione	4		1	1	6
Totale interessi passivi (attivi) netti	4		1	1	6
- di cui rilevato nel costo lavoro				1	1
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	4		1		5
Rivalutazioni dei piani a lungo termine				(1)	(1)
Totale	4	1	3	40	48
- di cui rilevato nel costo lavoro		1	2	40	43
- di cui rilevato nei proventi (oneri) finanziari	4		1		5

83 192 / 888

Eni Retentione Finanziaria - Annuale 2017

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

(€ milioni)	2017					2016				
	TFR	Plani esteri	FISDE	Altri	Totale	TFR	Plani esteri	FISDE	Altri	Totale
Rivalutazioni:										
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi demografiche						(1)		(1)	1	(1)
- Utili e perdite attuariali risultanti da variazioni nelle ipotesi finanziarie	(3)				(3)	7			1	8
- Effetto dell'esperienza passata	(1)	4	(1)		2	7	(1)	(8)		(2)
- Rendimento delle attività a servizio del piano		(7)			(7)					
	(4)	(3)	(1)		(8)	13	(1)	(9)	2	5

Le attività al servizio del piano si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Attività a servizio del piano:		
- Altre attività con prezzi quotati in mercati attivi	18	10
	18	10

Le attività al servizio del piano sono, generalmente, gestite da asset manager esterni che operano all'interno di strategie di investimento, definite dagli organi di gestione dei fondi pensione per i dipendenti del settore dell'energia elettrica ed il gas in Belgio, di cui la branch belga di Eni SpA è membro, aventi la finalità di assicurare che le at-

tività siano sufficienti al pagamento dei benefici. A tale scopo, gli investimenti sono volti alla massimizzazione del rendimento atteso e al contenimento del livello di rischio attraverso un'opportuna diversificazione.

Le principali ipotesi attuariali adottate sono di seguito indicate:

(€ milioni)		TFR	Plani esteri	FISDE	Altri
2017					
Tassi di sconto	(%)	1,5	1,5	1,5	0 - 1,5
Tasso di inflazione	(%)	1,5	1,5	1,5	1,5
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	
2016					
Tassi di sconto	%	1,0	1,00 - 1,50	1,0	0 - 1,0
Tasso di inflazione	%	1,0	1,00 - 1,50	1,0	1,0
Aspettativa di vita all'età di 65 anni	anni			24	

Il tasso di sconto adottato è stato determinato considerando i rendimenti di titoli obbligazionari di aziende Corporate con rating AA. Il tasso di inflazione è coerente con il tasso di sconto adottato e determinato sulla base dell'inflazione implicita riscontrabile su titoli dei mercati finanziari. Sono state adottate le tavole di mortalità redatte dall'Istat (Istat 2014),

con eccezione del piano medico FISDE per il quale sono state adottate le tavole di mortalità Istat Proiettate e Selezionate (IPSS5).

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

(€ milioni)	Tasso di sconto		Tasso di inflazione		Tasso tendenziale di crescita del costo sanitario
	Incremento dello 0,5%	Riduzione dello 0,5%	Incremento dello 0,5%		Incremento dello 0,5%
Effetto sull'obbligazione netta:					
TFR	(8)	8	5		
Plani esteri					
FISDE	(5)	5			5
Altri	(1)	1	1		

Ne

83 192 | 889

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

L'ammontare dei contributi che si prevede di versare ai piani per be-

nefici ai dipendenti nell'esercizio successivo ammonta a €59 milioni, di cui €11 milioni relativi ai piani a benefici definiti.

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

	TFR	Planl esteri	FISDE	Altri
31.12.2017				
2018	8	..	3	48
2019	9	..	3	41
2020	11	..	3	30
2021	10	..	3	1
2022	10	..	3	1
Oltre il 2022	123	..	47	5
31.12.2016				
2017	9	..	3	29
2018	9	..	3	48
2019	10	..	3	43
2020	12	..	3	2
2021	13	..	3	2
Oltre il 2021	151	4	52	8

La durata media ponderata delle obbligazioni per piani a benefici per i dipendenti è di seguito indicata:

		TFR	Planl esteri	FISDE	Altri
2017					
Durata media ponderata	anni	9,7	11,0	14,6	2,5
2016					
Durata media ponderata	anni	9,9	7,0	14,9	2,8

31 Altre passività non correnti

Le altre passività non correnti si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Fair value su strumenti finanziari derivati non di copertura	156	230
Fair value su strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge	5	44
Depositi cauzionali	29	250
Altre passività	691	842
	881	1.366

Il fair value degli strumenti finanziari derivati è commentato alla nota n. 32 – "Strumenti finanziari derivati".

I depositi cauzionali a lungo termine di €29 milioni sono diminuiti di €221 milioni per effetto del conferimento del ramo d'azienda "Retail Market Gas e Power" ad Eni gas e luce SpA relativamente ai depositi cauzionali ricevuti da clienti civili per la fornitura di gas ed energia elettrica. Le altre passività di €691 milioni riguardano essenzialmente: (i) GDF Suez Energia Italia SpA (Gruppo Engie) per il riconoscimento del diritto di ritirare energia elettrica (€458 milioni) ed Engie SA (Gruppo Engie) per la fornitura di gas naturale (€126 milioni) per un periodo di 20 anni; (ii) Trans Tunisian Pipeline Company SpA per la cessione del contratto

di leasing di capacità di trasporto sul gasdotto TMPC e la contestuale sottoscrizione di un contratto di trasporto (€39 milioni); (iii) Eni Gas Transport Services SA per la cessione dei contratti passivi di trasporto con Transitgas AG sul tratto svizzero del gasdotto di importazione dall'Olanda (€19 milioni); (iv) Trans Tunisian Pipeline Company SpA per la rinegoziazione del contratto passivo di trasporto sul tratto tunisino del gasdotto di importazione dall'Algeria (€6 milioni) e la rinegoziazione con Trans Austria Gasleitung GmbH del contratto passivo di trasporto gas (€16 milioni).

La differenza tra il valore di mercato e il valore di iscrizione delle altre passività non correnti non è significativa.

83 192 / 890

Eni Releases Finanziaria Annuale 2017

32 Strumenti finanziari derivati

(€ milioni)	31.12.2017		31.12.2016	
	Fair value attivo	Fair value passivo	Fair value attivo	Fair value passivo
Contratti derivati non di copertura				
<i>Contratti su valute</i>				
- Currency swap	187	131	253	303
- Outright	22	24	81	74
- Interest currency swap	85	87	121	123
	294	242	455	500
<i>Contratti su interessi</i>				
- Interest rate swap	13	12	21	21
	13	12	21	21
<i>Contratti su merci</i>				
- Over the counter	256	362	384	324
- Future	4	2	3	4
- Altri	1	1	3	23
	261	365	390	351
	568	619	866	872
Contratti derivati cash flow hedge				
Over the counter	154	31	334	199
	154	31	334	199
Opzioni implicite su prestiti obbligazionari convertibili	16	16	46	46
Totale contratti derivati	738	666	1.246	1.117
Di cui:				
- correnti	533	505	828	843
- non correnti	205	161	418	274

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 strumenti finanziari derivati privi dei requisiti formali per essere trattati in hedge accounting secondo gli IFRS in quanto stipulati su importi corrispondenti all'esposizione netta dei rischi su cambi, su tassi di interesse e sui prezzi delle commodity pertanto non direttamente riconducibili alle transazioni commerciali o finanziarie originarie.

Il fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge riguarda essenzialmente operazioni in derivati su commodity poste in essere da Gas & Power con l'obiettivo di minimizzare il

rischio di variabilità dei cash flow futuri associati a vendite attese con elevata probabilità o a vendite 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. Gli effetti della valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati cash flow hedge sono indicati alle note n. 34 - "Patrimonio netto" e n. 37 - "Costi operativi".

Le opzioni comprendono l'opzione di conversione implicita nel prestito obbligazionario equity - linked cash - settled non diluitivo e le opzioni call sulle azioni Eni che saranno regolate su base netta per cassa (cd. cash - settled call options). Maggiori informazioni sono riportate alla nota n. 28 - "Passività finanziarie a lungo termine e quote a breve di passività finanziarie a lungo termine".

33 Discontinued operations, attività destinate alla vendita e passività direttamente associabili

Discontinued operations

Nel 2017 non vi sono operazioni classificabili come "discontinued operations". Nel 2016 la fattispecie aveva riguardato la plusvalenza

(€355 milioni) relativa alla cessione della Salpem SpA a CDP Equity SpA avvenuta nel gennaio 2016.



me

83 192/892

Attività destinate alla vendita

Le attività destinate alla vendita di €2 milioni si riferiscono principalmente a cessioni di impianti di distribuzione e accolgono la ri-classifica della partecipazione in Tigáz Zrt, completamente svaluta,

a seguito dell'accordo avvenuto il 18 dicembre 2017 tra Eni e MET Holding AG che prevede la cessione della totalità delle azioni detenute da Eni. Il perfezionamento dell'operazione è subordinato all'approvazione delle Autorità competenti.

3.4 Patrimonio netto

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Capitale sociale	4.005	4.005
Riserva legale	959	959
Azioni proprie acquistate	(581)	(581)
Riserva per acquisto di azioni proprie	581	581
Altre riserve di capitale:	10.368	10.368
Riserve di rivalutazione:	9.927	9.927
- Legge n. 576/1975	1	1
- Legge n. 72/1983	3	3
- Legge n. 408/1990	2	2
- Legge n. 413/1991	39	39
- Legge n. 342/2000	9.839	9.839
- 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	197	217
Riserva IFRS 10 e 11	492	612
Altre riserve di utili non disponibili:	(16)	(19)
Riserva art. 5, comma 2 D.Lgs. 38/2005	15	19
Riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale	(31)	(38)
Altre riserve di utili disponibili:	24.379	22.713
Riserva disponibile	23.237	21.571
Riserva da contributi in c/capitale art. 88 DPR 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 da avanzo di fusione	636	636
Riserva art. 13 D.Lgs. n. 124/1993	1	1
Riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario
Acconto sui dividendi	(1.441)	(1.441)
Utile dell'esercizio	3.586	4.521
	42.529	41.935

Capitale sociale

Al 31 dicembre 2017, il capitale sociale di Eni è costituito da n. 3.634.185.330 azioni ordinarie, prive di indicazione del valore nominale (stesso ammontare al 31 dicembre 2016) come deliberato dall'Assemblea straordinaria del 16 luglio 2012, di cui: (i) n. 157.552.137 azioni, pari al 4,34%, di proprietà del Ministero dell'Economia e delle Finanze; (ii) n. 936.179.478 azioni, pari al 25,76%, di proprietà della Cassa Depositi e Prestiti SpA; (iii) n. 33.045.197 azioni, pari allo 0,91%, di proprietà di Eni; (iv) n. 2.507.408.518 azioni, pari al 69%, di proprietà di altri azionisti. Secondo quanto dispone l'art. 172, comma 5, del DPR 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 è disponibile per la sola copertura perdite. La riserva legale, anche al netto della differenza di conversione, ha raggiunto il quinto del capitale sociale richiesto dall'art. 2430 c.c.

83192/892

ENI RENDICONTO FINANZIARIO ANNUALE 2017

Azioni proprie acquistate

Le azioni proprie acquistate, al netto degli utilizzi, ammontano a €581 milioni (€581 milioni al 31 dicembre 2016), e sono rappresentate da n. 33.045.197 azioni ordinarie. L'Assemblea del 13 aprile 2017 ha approvato il Piano di Incentivazione di Lungo Termine azionario 2017-2019, conferendo al Consiglio di Amministrazione ogni potere necessario per l'attuazione del Piano e autorizzando lo stesso a disporre fino a un massimo di 11 milioni di azioni proprie al servizio del Piano.

Riserva per acquisto azioni proprie

La riserva per acquisto azioni proprie di €581 milioni (€581 milioni al 31 dicembre 2016) riguarda la riserva costituita per l'acquisto di azioni proprie in esecuzione di deliberazioni dell'Assemblea degli azionisti mediante l'utilizzo di altre riserve disponibili per essere destinata all'acquisto di azioni proprie.

Altre riserve di capitale

Le altre riserve di capitale di €10.368 milioni riguardano:

- riserve di rivalutazione: €9.927 milioni. Accolgono l'imputazione, al netto della relativa imposta sostitutiva quando dovuta, dei saldi attivi risultanti dalle rivalutazioni monetarie consentite dalle diverse leggi che si sono succedute nel tempo. Parte delle riserve (€8.001 milioni) derivano dalle ricostituzioni delle corrispondenti riserve risultanti dai

bilanci delle società incorporate effettuate in conformità al disposto dell'art. 172, comma 5, del DPR n. 917/1986. Queste riserve sono in sospensione di imposta ai soli fini IRES;

- 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 di €197 milioni riguarda la riserva per la valutazione al fair value degli strumenti finanziari derivati di copertura cash flow hedge stipulati da Gas & Power 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 2016	285	(68)	217
Variazione dell'esercizio 2017	(27)	7	(20)
Riserva al 31 dicembre 2017	258	(61)	197

La riduzione di €20 milioni include il reversal a conto economico di proventi netti pari a €16 milioni, di cui oneri per €28 milioni rilevati negli acquisti, prestazioni e costi diversi e proventi per €44 milioni rilevati nei ricavi della gestione caratteristica.

Riserva IFRS 10 e 11

La riserva di €492 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 e accoglie essenzialmente la differenza tra il valore delle partecipazioni classificate come joint operation, oggetto di eliminazione nel processo di consolidamento, e la frazione corrispondente dell'attivo e passivo della joint operation rilevata. La riserva si riduce di €120 milioni per effetto essenzialmente della cessione dell'in-

terest del 25% nell'Area 4 in fase di sviluppo nell'offshore del Mozambico relativamente alla joint operation Mozambique Rovuma Venture SpA (ex Eni East Africa SpA).

Altre riserve di utili non disponibili

Le altre riserve di utili non disponibili negative per €16 milioni riguardano:

- riserva art. 6 comma 2, D.Lgs. n. 38/2005: la riserva di €15 milioni si incrementa per €18 milioni a seguito della delibera dell'Assemblea ordinaria del 13 aprile 2017 in sede di attribuzione dell'utile 2016 e corrispondente alle plusvalenze iscritte nel conto economico, al netto del relativo onere fiscale e diverse da quelle riferibili agli strumenti finanziari di negoziazione e all'operatività in cambi e di copertura, che discendono dall'applicazione del criterio del valore equo (fair value) ai sensi dell'art. 6, comma 2, lettera a) del D.Lgs. n. 38/2005. La riserva si riduce di €22 milioni in misura corrispondente all'importo realizzato nel corso del 2017 come di seguito indicato:

(€ milioni)	Valutazione rimanenze		
	Riserva lorda	Effetto fiscale	Riserva netta
Riserva al 31 dicembre 2016	28	(9)	19
Attribuzione utile 2016	26	(8)	18
Variazione dell'esercizio 2017	(33)	17	(22)
Riserva al 31 dicembre 2017	21	(6)	15

me

83192/893

- riserva valutazione di piani a benefici definiti per i dipendenti al netto dell'effetto fiscale: la riserva negativa di €31 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.

Altre riserve di utili disponibili

Le altre riserve di utili disponibili di €24.379 milioni riguardano:

- riserva disponibile: €23.237 milioni si incrementa di €1.666 milioni a seguito della delibera dell'Assemblea ordinaria del 13 aprile 2017 in sede di attribuzione dell'utile 2016 (€1.644 milioni) e della riclassifica della riserva art. 6, comma 2, del D.Lgs. n. 38/2005 costituita in sede assembleare per effetto del realizzo avvenuto nel corso del 2017 (€22 milioni);
- riserva da contributi in c/capitale art. 88 DPR n. 917/1986: €412 milioni. Accoglie: (i) ai sensi dell'art. 173, comma 9, del DPR 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 DPR 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 DPR 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 DPR 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 DPR 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 da avanzo di fusione: €636 milioni. Accoglie l'avanzo di fusione derivante dall'incorporazione di Est Più Spa, con effetto dal 1° dicembre 2015 (€4 milioni), di Eni Hellas Spa, avvenuta il 1° novembre

2012 (€8 milioni), di Eni Gas & Power GmbH, con effetto dal 1° ottobre 2014 (€5 milioni) e ACAM Clienti SpA, con effetto dal 1° dicembre 2016 (€12 milioni). La riserva include inoltre l'effetto della riclassifica della riserva per acquisto azioni proprie a seguito della scadenza dell'autorizzazione dell'Assemblea degli azionisti per l'acquisto di azioni proprie (€607 milioni) avvenuta nel 2015. Nel luglio 2012 la riserva, che 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 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 DPR 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;
- riserva piano di incentivazione di lungo termine azionario: €0,4 milioni; la riserva accoglie gli effetti del nuovo piano di lungo termine azionario 2017-2019 approvato dall'Assemblea degli azionisti del 13 aprile 2017 in contropartita del conto economico in relazione ai dipendenti Eni (€0,3 milioni) e in contropartita alla voce partecipazioni (€0,1 milioni) in relazione ai dipendenti a ruolo delle società controllate.

Accanto sui dividendi

Riguarda per €1.441 milioni l'acconto sul dividendo dell'esercizio 2017 di €0,4 per azione deliberato il 14 settembre 2017 dal Consiglio di Amministrazione ai sensi dell'art. 2433-bis, comma 5, del Codice Civile e messo in pagamento a partire dal 20 settembre 2017.

Il patrimonio netto comprende riserve soggette a tassazione in caso di distribuzione, sulle quali tuttavia non sono state stanziate imposte differite perché non se ne prevede la distribuzione. In tal caso sarebbero dovute imposte per circa €0,86 miliardi salvo l'utilizzo di perdite fiscali disponibili. Le riserve vincolate a fronte di rettifiche di valore ed accantonamenti dedotti ai soli fini fiscali ammontano a €0,5 miliardi. Le riserve che possono essere distribuite senza concorrere alla formazione del reddito imponibile ammontano a €24,96 miliardi.

Informativa degli effetti sul risultato e sul patrimonio netto di Eni SpA per applicazione IFRS 11

(€ milioni)	Risultato dell'esercizio		Patrimonio netto	
	2017	2016	31.12.2017	31.12.2016
Eni SpA	3.586	4.521	42.529	41.935
di cui eccedenza dei patrimoni netti, comprensivi dei risultati di esercizio, rispetto ai valori di carico delle partecipazioni in joint operation	(202)	(22)	289	590

83192/894

35 Garanzie, impegni e rischi

Le garanzie di €75.877 milioni (€81.613 milioni al 31 dicembre 2016) si analizzano come segue:

(€ milioni)	31.12.2017			31.12.2016		
	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale	Fidejussioni	Altre garanzie personali	Totale
Imprese controllate	21.815	44.301	66.116	26.334	44.322	70.656
Imprese collegate e joint venture	6.122	1.275	7.397	6.122	2.128	8.250
Proprio		2.187	2.187		2.506	2.506
Altri		177	177		201	201
Totale	27.937	47.940	75.877	32.456	49.157	81.613

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese controllate di €21.815 milioni riguardano:

- per €18.897 milioni le fidejussioni prestate a garanzia 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 2017 ammonta a €8.345 milioni;
- per €2.815 milioni le fidejussioni rilasciate ad Eni Angola SpA a fronte di contratti di leasing (chartering, operation and maintenance) di navi FPSO da utilizzare nell'ambito dei progetti di sviluppo in Angola. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 ammonta a €2.616 milioni;
- per €103 milioni le fidejussioni prestate a garanzia degli impegni contrattuali assunti essenzialmente dalla Versalis France SAS e dalla Syndial SpA. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 è pari al valore nominale.

La riduzione di €4.519 milioni è essenzialmente dovuta all'effetto cambio delle fidejussioni in USD.

Le fidejussioni prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €6.122 milioni sono relative alla fidejussione prestata alla Treno Alta Velocità - TAV - SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA) con la quale Eni garantisce il puntuale e corretto adempimento del progetto e della esecuzione lavori della tratta ferroviaria Milano-Bologna da parte del CEPAV Uno (Consorzio Eni per l'Alta Velocità, 50,36% Gruppo Saipem). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 ammonta a €3 milioni. I partecipanti al Consorzio hanno rilasciato ad Eni lettere di manleva nonché, escluse le società controllate da Eni, garanzia bancaria a prima richiesta in misura pari al 10% delle quote lavori rispettivamente assegnate.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese controllate di €44.301 milioni riguardano:

- per €20.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di "Medium Term Notes". Al 31 dicembre 2017 l'impegno effettivo, corrispondente al valore nominale e agli interessi dei titoli emessi da Eni Finance International SA, ammonta a €1.916 milioni;
- per €4.000 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di Euro Commercial Paper, fino a un massimo di €4.000 milioni. Al 31 dicembre 2017 l'impegno effettivo è di €1.038 milioni;
- per €2.501 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance USA Inc a fronte del programma di emissio-

ne di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2017 l'impegno effettivo è di €1.401 milioni;

- per €1.667 milioni la garanzia rilasciata a favore dei possessori dei titoli emessi da Eni Finance International SA a fronte del programma di emissione di USA Commercial Paper. Al 31 dicembre 2017 l'impegno effettivo è pari a zero;
- per €9.493 milioni, le garanzie rilasciate a favore di terzi e di società controllate, a loro volta manlevate a favore di Eni, a fronte in particolare di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi al settore Refining & Marketing (€208 milioni), Altre attività e società finanziarie (€684 milioni), Gas & Power (€8.486 milioni) e Chimica (€115 milioni). L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 è pari al valore nominale;
- per €3.746 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese controllate. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 ammonta a €2.653 milioni;
- per €1.196 milioni le garanzie concesse a favore dell'Amministrazione finanziaria dello Stato essenzialmente per i rimborsi IVA;
- per €1.168 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. La garanzia ha efficacia dalla data di sottoscrizione del contratto (10 dicembre 2007) al 2031 e riguarda il 100% del contratto. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 è pari al valore nominale;
- per €326 milioni le garanzie rilasciate a favore di Cameron LNG nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) essenzialmente a fronte del contratto di rigassificazione sottoscritto in data 1° agosto 2005. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 è pari a €324 milioni;
- per €137 milioni le garanzie rilasciate a imprese assicuratrici nell'interesse di Eni Insurance DAC a fronte dei contratti di riassicurazione a favore delle imprese del gruppo. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 è pari al valore nominale;
- per €34 milioni le garanzie rilasciate a favore della Dogana di Lione nell'interesse di Eni France Sàrl (100% Eni International BV) e da questa manlevate a favore di Eni. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 ammonta a €25 milioni;
- per €33 milioni la garanzia prestata a favore di Cameron Interstate Pipeline LLC nell'interesse di Eni USA Gas Marketing LLC (100% Eni) a fronte del contratto di trasporto per la commercializzazione del gas nelle aree di vendita del mercato americano. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 è pari al valore nominale.



83 192 11895

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di imprese collegate e joint venture di €1.275 milioni riguardano essenzialmente:

- per €1.162 milioni, le garanzie prestate a favore di terzi e di società controllate a fronte di partecipazioni a gare di appalto e rispetto di accordi contrattuali relativi essenzialmente al Gruppo Saipem. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 è pari al valore nominale;
- per €56 milioni le garanzie concesse a favore di banche in relazione alla concessione di prestiti e linee di credito a imprese del Gruppo Saipem. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 è pari al valore nominale;
- le controgaranzie di performance di €57 milioni, rilasciate a favore di Unión Fenosa SA nell'interesse di Unión Fenosa Gas SA (50% Eni) a fronte degli impegni contrattuali connessi all'attività operativa di quest'ultima. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 ammonta a €50 milioni.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse proprio di €2.187 milioni riguardano:

- per €1.177 milioni le manleve a favore di banche a fronte delle fidejussioni 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 2017 è pari al valore nominale;

- per €1.010 milioni la garanzia bancaria rilasciata a GasTerra al fine di ottenere la rinuncia da parte di quest'ultima al provvedimento cautelare provvisorio di sequestro operato sulla partecipazione di Eni in Eni International BV richiesto e ottenuto dal giudice olandese nel mese di luglio 2016. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 è pari al valore nominale.

Le altre garanzie personali prestate nell'interesse di altri di €177 milioni riguardano:

- per €169 milioni la garanzia rilasciata a favore di Gulf LNG Energy e Gulf LNG Pipeline e nell'interesse di Angola LNG Supply Service LLC (13,6% Eni) a copertura degli impegni contrattuali di pagamento delle fee di rigassificazione relative al GNL acquistato da Angola LNG Ltd e immesso al terminale di Pascagoula negli Stati Uniti. 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 2017 è pari al valore nominale;
- per €7 milioni la lettera di patronage rilasciata a favore della banca a fronte del finanziamento concesso alla società Sigemi Srl. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 è pari al valore nominale;
- per €1 milione le garanzie rilasciate a favore di terzi a fronte essenzialmente di partecipazioni a gare di appalto relative al Gruppo Italgas. L'impegno effettivo al 31 dicembre 2017 è pari al nominale.

Impegni e rischi

(€ milioni)	31.12.2017	31.12.2016
Impegni	148	225
Rischi	436	243
	584	468

Gli impegni di €148 milioni riguardano essenzialmente l'impegno derivante 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'ultimo al 31 dicembre 2017 l'impegno massimo, anche per conto del partner Shell Italia E&P SpA, è quantificabile in €128 milioni (€69 milioni in quota Eni, di cui €63 milioni come anticipazione finanziaria sulle royalty dovute sulla futura produzione e €6 milioni come impegno economico). I rischi di €436 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, sono indicati nel paragrafo "Andamento operativo - Gas & Power - Quadro normativo" della Relazione sulla gestione al bilancio consolidato;
- gli impegni derivanti da contratti di lungo termine di trasporto di gas naturale dall'estero, con clausole di ship-or-pay, stipulati da Eni con

le società proprietarie, o titolari dei diritti di trasporto, dei gasdotti di importazione;

- con la firma dell'Atto Integrativo del 19 aprile 2011 Eni ha confermato a RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA l'impegno, precedentemente assunto in data 15 ottobre 1991 con la firma della Convenzione con Treno Alta Velocità - TAV SpA (ora RFI - Rete Ferroviaria Italiana SpA), a garantire il completamento e la buona esecuzione della linea ferroviaria AV Milano-Verona tratta Treviglio-Brescia. Il suddetto Atto Integrativo vede impegnato, quale General Contractor, il Consorzio Eni per l'Alta Velocità Due. A tutela della garanzia prestata, il Regolamento del Consorzio CEPAV Due obbliga i consorziati a rilasciare in favore di Eni adeguate manleve e garanzie;
- Parent Company Guarantees rilasciate nell'interesse di società 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 Syndial 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 Oil Insurance Limited-Bermuda;
- l'impegno a smantellare un impianto dimostrativo a Porto Torres delle tecnologie di "benefication" del carbone a basso impatto ambientale, la cui costruzione è stata realizzata da Eni attraverso società con-

83192(896

ENI RAZIONE FINANZIARIA ANNO 2017

trollate e finanziate dall'Agenzia per la Promozione dello Sviluppo del Mezzogiorno. L'impianto al collaudo sperimentale definitivo è risultato non suscettibile di utilizzazione produttiva. Gli oneri di smantellamento, dedotti i ricavi della vendita delle componenti dell'impianto, sono a carico di Eni;

- 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% Syndial SpA). Al 31 dicembre 2017 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;
- le residue manleve rilasciate in proporzione alla partecipazione Eni in Unión Fenosa Gas SA a favore di Unión Fenosa SA a fronte degli impegni assunti dalle società del Gruppo Unión Fenosa Gas SA per l'adempimento dei contratti in essere all'atto di acquisto del 50% del capitale sociale di Unión Fenosa Gas SA avvenuto in data 24 luglio 2003.

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

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

Gestione dei rischi d'impresa

Premessa

Nell'ambito dei rischi d'impresa, i principali rischi identificati, monitorati e gestiti da Eni sono i seguenti: (i) il rischio mercato derivante dall'esposizione alle fluttuazioni dei prezzi delle commodity energetiche, dei tassi di interesse e dei tassi di cambio tra l'euro e le altre valute nelle quali opera l'impresa; (ii) il rischio di credito derivante dalla possibilità di default di una controparte; (iii) il rischio liquidità derivante dalla mancanza di risorse finanziarie per far fronte agli impegni finanziari a breve termine. La gestione dei rischi finanziari si basa su linee guida emanate centralmente con l'obiettivo di uniformare e coordinare le politiche Eni in materia di rischi finanziari ("Linee di indirizzo in materia di gestione e controllo dei rischi finanziari"). La parte fondamentale di tale "policy" è la gestione integrata e accentrata del rischio di prezzo commodity e l'adozione di strategie di Asset Backed Hedging per ottimizzare l'esposizione di Eni a tali rischi. Con riferimento agli altri rischi che caratterizzano la gestione si rinvia alla nota - "Garanzie, impegni e rischi - Gestione dei rischi d'impresa" delle note al bilancio consolidato.

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, Eni Finance USA Inc e Banque Eni SA, quest'ultima nei limiti imposti dalla normativa bancaria in tema di "Concentration Risk")

nonché su Eni Trading & Shipping per quanto attiene alle attività in derivati su commodity. In particolare Finanza Eni Corporate ed Eni Finance International SA garantiscono, rispettivamente per le società italiane ed estere Eni, la copertura dei fabbisogni e l'assorbimento dei surplus finanziari; su Finanza Eni Corporate sono accentrate tutte le operazioni in cambi e in derivati finanziari di Eni. Il rischio di prezzo delle commodity associato alle esposizioni commerciali è trasferito dalle singole unità di business (Linee di Business di Eni SpA/Consociate) alla linea di business Gas & LNG Marketing and Power che gestisce la componente di rischio mercato in un'ottica di portafoglio, mentre Eni Trading & Shipping SpA assicura la negoziazione sui mercati dei relativi derivati di copertura sulle commodity attraverso l'attività di execution. Eni SpA ed Eni Trading & Shipping SpA (anche per tramite della propria 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 Trading & Shipping 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 (ossia riconducibile ad operazioni di Back to Back, Flow Hedging, Asset Backed Hedging o Portfolio Management) 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 Trading & Shipping 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, ovvero della massima perdita realizzabile per un determinato portafoglio in un determinato orizzonte temporale, e in termini di Value at Risk (VaR), metodo che fornisce una rappresentazione dei rischi nella prospettiva del valore economico, indicando la perdita potenziale del portafoglio esposto al rischio, dato un determinato livello di confidenza, ipotizzando variazioni avverse nelle variabili di mercato, 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 dell'hedging naturale. 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 trasferimen-

me



83 192 (897)

to 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 Trading & Shipping, oltre a gestire il rischio riveniente dalla propria attività (di natura commerciale e di trading), accentra le richieste di copertura in strumenti derivati della Direzione Gas & LNG Marketing and Power Eni, garantendo i servizi di execution nell'ambito dei mercati di riferimento. Nell'ambito degli obiettivi di struttura finanziaria contenuti nel Piano Finanziario approvato dal CdA, Eni ha definito la costituzione e il mantenimento di una riserva di liquidità all'interno della quale si individua l'ammontare di liquidità strategica, per consentire di far fronte a eventuali fabbisogni straordinari, gestita dalla funzione finanza di Eni SpA con l'obiettivo di ottimizzazione del rendimento pur garantendo la massima tutela del capitale e la sua immediata liquidabilità nell'ambito dei limiti assegnati. L'attività di gestione della liquidità strategica comporta per Eni l'assunzione di rischio mercato riconducibile all'attività di asset management realizzata tramite operazioni in conto proprio in ottica di ottimizzazione finanziaria del rendimento, pur nel rispetto di specifici limiti di rischio autorizzati, e con gli obiettivi di tutela del capitale e disponibilità immediata della liquidità. Le quattro tipologie di rischio di mercato, le cui politiche di gestione e di controllo sono state sopra sintetizzate, presentano le caratteristiche di seguito specificate.

RISCHIO DI MERCATO - TASSO DI CAMBIO

L'esposizione al rischio di variazioni dei tassi di cambio deriva dall'operatività dell'impresa in valute diverse dall'euro (principalmente il dollaro USA) e determina 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 in-

fo-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 categorie 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. Includono ad esempio le esposizioni associate al programma di produzione delle riserve certe e probabili, i contratti a lungo termine di approvvigionamento gas per la parte non bilanciata da contratti di vendita (già stipulati o previsti), la porzione del margine di raffinazione che il CdA identifica come esposizione di natura strategica (i volumi rimanenti possono essere allocati alla gestione attiva del margine stesso o alle attività di asset backed hedging) e le scorte obbligatorie minime; b) esposizione commerciale: tale tipologia di esposizioni include le componenti contrattualizzate collegate alle attività commerciali/industriali e, qualora connesse ad impegni di take-or-pay, le componenti non contrattualizzate afferenti l'orizzonte temporale del piano quadriennale e del budget 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 si individuano 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, sia nell'ambito dei mercati fisici, sia dei mercati finanziari, con l'obiettivo di ottenere un profitto al verificarsi di un'aspettativa favorevole di mercato, nel rispetto di specifici limiti di rischio